

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова»

На правах рукописи

Тошходжаева Мухайё Исломовна

ИССЛЕДОВАНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ
НАДЁЖНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ВЛЭП-110 КВ В УСЛОВИЯХ
РЕЗКО КОНТИНЕНТАЛЬНОГО КЛИМАТА

(на примере Согдийской энергосистемы Республики Таджикистан)

Специальность 05.14.02 – Электрические станции
и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
кандидат технических наук, профессор
Щедрин Владимир Александрович

Чебоксары – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 СОСТОЯНИЕ ИССЛЕДУЕМОЙ ПРОБЛЕМЫ И ЕЁ АНАЛИЗ	11
1.1 Анализ исследуемой проблемы	11
1.2 Состояние вопроса оценки надежности воздушных ВЛЭП в условиях резко континентального климата.....	16
1.3 Анализ причин отказов ВЛЭП-110 кВ Согдийской области.....	19
1.4 Методология оценки надёжности ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.....	23
Выводы	26
ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ВЛЭП-110 КВ СОГДИЙСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....	27
2.1 Показатели надёжности ВЛЭП-110 кВ Согдийской энергосистемы	27
2.2 Разработка математической модели влияния природных и эксплуатационных факторов на надёжность ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата	30
2.3 Проверка адекватности модели влияния природных факторов на надёжность воздушных линий электропередач напряжением 110 кВ	38
2.4 Определение закона распределения отказов ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.....	42
2.5 Результаты расчётов определения закона распределений отказов ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.....	46
Выводы	49
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА ОПТИМИЗАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ВЛЭП-110 КВ В УСЛОВИЯХ РЕЗКО КОНТИНЕНТАЛЬНОГО КЛИМАТА.....	51
3.1 Выбор критериев оптимизационной модели ВЛЭП-110 кВ.....	51
3.2 Разработка вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ с учетом природных факторов	53
3.3 Расчет прогнозируемых механических нагрузок.....	60
3.4 Оценка влияния температуры на эксплуатируемый провод	65

3.5 Оценка ожидаемых ветровых нагрузок на проводниковый материал	70
3.6 Модели показателей технической эффективности вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.....	72
3.7 Оценка показателей надежности вариантов ВЛЭП-110 кВ.....	78
Выводы	79
ГЛАВА 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ВЛЭП-110 КВ	81
4.1 Обоснование метода оптимизации вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.....	81
4.2 Алгоритм решения многокритериальной задачи реконструкции ВЛЭП-110 кВ .	83
4.3 Поиск оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.....	85
4.4 Выбор оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.....	87
Выводы	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	97
ПРИЛОЖЕНИЕ А	112
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	115
ПРИЛОЖЕНИЕ В	116
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	117
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	120

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. Обеспечение надёжной работы энергосистемы Республики Таджикистан в нормальных и чрезвычайных условиях является основной стратегической задачей развития электроэнергетики и энергетической безопасности страны. В соответствии со статьей 4 закона Республики Таджикистан «Об энергетике» (от 29.11.2000 г., № 33, с изменениями и дополнениями от 28.12.2013 г., № 1054) важной целью государственной политики в области энергетики является надёжное и качественное удовлетворение растущих потребностей республики в энергетических ресурсах и продуктах.

Для решения этих задач необходимо совершенствовать условия эксплуатации электрических сетей на основе внедрения современных методов и технологий. Воздушные линии электропередач (ВЛЭП) как составная часть энергосистемы играют главную роль в обеспечении её системной надёжности. На территории Согдийской области функционируют системообразующие сети напряжением 500, 220, 110 кВ. В энергосистеме преобладают сети напряжением 110 кВ, которые имеют относительно большую протяженность (62,3 % общей протяженности ВЛЭП). На начало 2018 г. общая протяженность ВЛЭП-110 кВ энергосистемы составила 558 км, из них: 107,4 км – двухцепные линии, 450,59 км – одноцепные. Но ВЛЭП, в отличие от других видов электрооборудования, более подвержены природно-климатическим воздействиям.

В данной работе установлено, что от общего количества отказов за 2011-2017 гг. 14 % составляют отказы от неправильного действия устройств релейной защиты и автоматики (РЗ и А), 25 % отказов являются следствием воздействия дождя и снега, 12 % – от отключения ВЛЭП из-за перекрытия фаз перелетными птицами, 18 % аварий – от обрыва проводов из-за сильного ветра. Как показывают исследования, наиболее частыми видами повреждений являются несимметричные короткие замыкания (КЗ) на землю проводов под воздействием сильного ветра, дождя и других факторов. Значительный ущерб от воздействия сильного ветра только при аварии 26 декабря 2017 г., по данным службы

надежности и техники безопасности (СН и ТБ) Согдийских электрических сетей составил 10 млн. рублей. Среди причин отключения ВЛЭП особое место занимает перекрытие фаз перелетными птицами. Такие отключения имеют сезонный характер и, как правило, являются неустойчивыми. Это важная проблема экологического характера, поскольку гибнут редкие птицы, занесенные в Красную книгу.

Сравнение параметров потока отказов ВЛЭП за период с 2011 по 2017 г. с нормативными данными, показал, что эти параметры превышают нормативные значения в среднем в 4,43 раза.

Как показывают исследования, кроме вышеприведенных факторов, на надёжность линий электропередач также влияет принудительное отключение электроэнергии за счёт дефицита активной мощности. Принудительное отключение электроэнергии влияет на свойства проводов ВЛЭП, способствуя ухудшению их механических свойств.

Начиная с 90-х гг., в Республике Таджикистан практически прекратились работы по техническому перевооружению, строительству новых и реконструкции существующих электрических сетей. Основным показателем технического состояния ВЛЭП-110 кВ служит срок эксплуатации. Анализ повреждений ВЛЭП-110 кВ показал, что на количество аварий влияют не только технологические, но и природные факторы. Это положение особенно актуально в условиях интенсивного изменения климата. По данным метеослужбы, в Таджикистане наблюдается интенсивное отклонение климатических показателей от среднегодовых норм (температуры – на 17,4 %, осадков – на 23,2 %, скорости ветра – на 10,5 % и др.).

Такое положение обуславливает необходимость теоретического обоснования, выбора оптимального варианта модернизации и реконструкции ВЛЭП с применением современных технологий, совершенствования процесса ревизии и ремонта ВЛЭП-110 кВ.

Исходя из этого, актуальной проблемой является повышение надёжности и эффективности в условиях резко континентального климата на основе оптимизации вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ.

Для повышения надёжности ВЛЭП-110 кВ от воздействия природно-климатических и эксплуатационных факторов в нашей стране и за рубежом ведутся научные разработки и мероприятия по их смягчению. Решению проблем повышения надёжности ВЛЭП и электрооборудований в целом посвящены фундаментальные работы научных школ: ФГУП «Всероссийский электротехнический университет им. В.И. Ленина», Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», Казанский государственный энергетический университет, Самарский государственный технический университет, «Институт систем энергетики имени Л.А. Мелентьева», а также других профильных научных учреждений.

В исследовании и повышению надёжности ВЛЭП с учётом воздействия природно-климатических факторов и развитие её теории внесли известные учёные: Н.Ю. Руденко, Ю.А. Фокин, М. Ю.Б. Гук, Е.А. Конюхова, А.Н. Назарычев, Г.Ф. Ковалев, В. Непомнящий, В. Овсейчук, М.Н. Розанов, А.А. Складчиков, О.И. Доронина, R. Billinton, R. Allan J.B. Wareing, K. Mattsson и др. ВЛЭП, как элемент системы электроснабжения, в условиях резко континентального климата имеет ряд особенностей, связанных с динамическим развитием и управляемостью. Одним из способов повышения надёжности ВЛЭП- 110 кВ в условиях резко континентального климата является определение взаимосвязи природных факторов и количества отказов. Следовательно, задача определения степени влияния различных природных факторов требует особого подхода.

Целью диссертационной работы является исследование и оценка влияния эксплуатационных факторов на надёжность и экологичность ВЛЭП-110 кВ и разработка мероприятий по повышению эксплуатационной надёжности ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.

Решение следующих задач приводит к достижению сформулированной выше цели:

1. Установление факторов, снижающих надёжность электроснабжения региона на основе анализа причин отказов воздушных линий электропередачи.
2. Построение корреляционно-регрессионной модели аварийности и определение степени влияния природных факторов на надёжность ВЛЭП.
3. Разработка алгоритма выбора оптимального типа конструкции ВЛЭП-110 кВ с учетом природных факторов.
4. Определение оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ с заданной степенью надёжности и обоснование её технико-экономических показателей.

Основные положения и результаты, выносимые на защиту:

1. Обоснование и ранжирование основных причин и факторов, влияющих на надёжность ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.
2. Выявление количественной зависимости отказов от природных и эксплуатационных факторов на основе разработки математической модели применительно к ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.
3. Разработка алгоритма и методики выбора оптимального варианта типа конструкции ВЛЭП-110 кВ.
4. Определение показателя надёжности и критерия эффективности функционирования ВЛЭП-110 кВ.

Научная новизна работы:

1. Проведены теоретический анализ и статистическая обработка данных по основным причинам и факторам, влияющих на надёжность ВЛЭП-110 кВ, отличающиеся от известных тем, что они выполнены для условий резко континентального климата.
2. Получены уравнения многофакторной регрессии связи природных и эксплуатационных факторов и отказов ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата для согдийской энергосистемы на основе корреляционно-регрессионного метода.

3. Разработаны методы анализа функциональной надежности энергосистемы и предложены показатели надёжности и критерий эффективности функционирования ВЛЭП-110 кВ которые отражают системный эффект от внедрения мероприятий, способствующих повышению надежности ВЛЭП-110 кВ. Эти показатели, в отличии от существующих положений учитывают совокупное воздействие природных и эксплуатационных факторов.

4. Разработаны алгоритм и методика выбора оптимального варианта типа конструкции ВЛЭП-110 кВ с заданной степенью надёжности в условиях резко континентального климата, реализованные на ЭВМ для решения задач проектирования и эксплуатации энергосистемы.

Теоретическая значимость работы заключается в развитии теоретических положений по оценке функционирования ВЛЭП, которые в отличии от существующих подходов вопросы надёжности и эффективности рассматриваются в совокупности. Применение метода корреляционно-регрессионного анализа в исследовании отказов ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.

Практическая ценность:

1. Предложенные алгоритм и программа выбора оптимизационной модели реконструкции ВЛЭП позволяет на практике повысить эффективность разрабатываемых проектов реконструкции ВЛЭП-110 кВ.

2. Рассчитанные в ходе исследования показатели надёжности, полученные критерии эффективности функционирования ВЛЭП-110 кВ позволяют повысить качество проектирования, эксплуатаций и реконструкции сетей с учётом природных и эксплуатационных факторов.

3. Разработанный алгоритм выбора типа конструкции опор и реконструкции ВЛЭП, позволяющий учитывать влияние природных и эксплуатационных факторов при их реконструкции, может быть использован в учебном процессе по направлению «Электрические станции и электроэнергетические системы».

Личное участие автора в получении результатов.

Предложенные в диссертации научные положения, выводы и рекомендации разработаны автором самостоятельно.

Методы исследования и достоверность результатов, изложенных в диссертации. В работе использованы: метод корреляционно-регрессионного анализа, основные положения теоретических основ электротехники, методы многокритериальной оптимизации, теория вероятностей и математическая статистика, методы оценки эффективности инвестиционных проектов. Достоверность результатов диссертационной работы обеспечивается применением хорошо известных методов исследований, сравнением экспериментальных данных с теоретическими.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы и её результаты докладывались и обсуждались на следующих международных, всероссийских конференциях:

- на международной научно-практической конференции, посвященной десятилетию действий «Вода для жизни» (г. Чкаловск (Бустон), 24 апреля 2015 г.);

- VI международная научно-практической конференции «Новое слово в науке» (г. Чебоксары, 2015);

- XII научно-технической конференции молодых специалистов «Труды академии электротехнических наук Чувашской Республики» (г. Чебоксары, 2015);

- международной научной конференции «Повышение надежности и энергоэффективности электротехнических систем и комплексов» (г. Уфа, 2016);

- республиканской научно-практической конференции «Электроэнергетика, гидроэнергетика, надёжность и безопасность» (г. Душанбе, 2016);

- VIII международной научно-практической конференции «Перспективы развития науки и образования», посвященной 25-летию Государственной независимости Республики Таджикистан (г. Душанбе, 2016);

- III Международной (IV Всероссийской научно-технической конференции) «Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий» (г. Уфа, 2017).

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 18 статей, в том числе 2 – в журналах, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 4 основных глав, заключения, приложения, выполнена на 120 страницах, содержит 20 рисунков, 21 таблицу, перечень литературы из 131 наименований. Автор выражает большую благодарность своему научному руководителю кандидату технических наук, профессору В.А. Щедрину и всем сотрудникам кафедр электроснабжения и интеллектуальных электроэнергетических систем имени А.А. Фёдорова и теоретических основ электротехники и релейной защиты и автоматики Чувашского государственного университета.

ГЛАВА 1 СОСТОЯНИЕ ИССЛЕДУЕМОЙ ПРОБЛЕМЫ И ЕЁ АНАЛИЗ

1.1 Анализ исследуемой проблемы

В соответствии со статьей 4 закона от 29.11.2007 № 33 «Закон Республики Таджикистан об энергетике» основными целями государственной политики в области энергетики являются: надёжное и качественное обеспечение растущих потребностей республики в энергетических ресурсах и продуктах, обеспечение энергетической безопасности страны [58].

Для достижения этой цели необходимо совершенствование эксплуатации электроэнергетических систем и систем электроснабжения республики, поддержание их надёжности на требуемом уровне и повышение надёжности путем использования современных методов, средств и разработки комплексных мероприятий.

Надёжное и непрерывное электроснабжение потребителей в основном зависит от нормального функционирования электрических сетей. Надёжное функционирование высоковольтных линий электропередач зависит не только от условий эксплуатации, технологических условий, режимов работы электроэнергетических сетей, но и от климатических условий региона. По данным [67], интенсивное изменение климата наблюдается не только в Согдийской области, но и во всей Центральной Азии. Аномальные похолодания в зимнее время года, резкое повышение температуры в летний период, усиление ветра, интенсивное солнечное излучение, наличие пыли в виде взвешенных частиц, бесспорно влияют на работу высоковольтных линий электропередач.

Как показывают исследования отказов ВЛЭП-110 кВ, основная причина снижения показателей надёжности ВЛЭП-110, 220 кВ – это влияние внешних факторов, таких как дождь, снег, ветер.

Электрическая сеть относится к большим системам, которые характеризуются множественностью элементов и связей между ними. Для исследования больших электроэнергетических систем применяют системный

подход. Объект исследования рассматривается как множество элементов, следовательно, их взаимосвязь определяется как целостное свойство этого множества [17].

Надежное функционирование высоковольтных линий электропередач зависит не только от условий эксплуатации, технологических условий, режимов работы электроэнергетических сетей, но и от климатических условий региона, таких как скорость ветра, интенсивность солнечного облучения, наличие агрессивных частиц в воздухе, число грозовых дней в году, температура окружающей среды [67, 95].

С изменением условий окружающей среды изменяются и условия эксплуатации, так как ВЛЭП особенно подвержены метеорологическим воздействиям. Кроме того, большинство действующих высоковольтных линий электропередач эксплуатируются более 40 лет, следовательно, возникает необходимость рассмотрения вопроса надежности ВЛЭП с учетом изменения климата региона.

За последние десятилетия наблюдается интенсивное изменение не только температуры окружающей среды, но и скорости ветра в регионе. Рассмотрим отклонение температуры воздуха и осадков в 2000 г. от нормы, изменение среднегодовых температур с 1961 по 1990 г. и ожидаемое изменение до 2050 г. [60].

На рисунке 1.1 приведено отклонение температуры от нормы на 2000 г. Как видно из рисунка 1.1, на территории Согдийской области отклонение от средней многолетней нормы составляет $0,4\text{ }^{\circ}\text{C} - 1,2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Повышение температуры приводит к увеличению потерь на ВЛЭП и изменению механических свойств (увеличивается стрела провеса), т.е. затрудняется конвективный теплообмен, снижается способность проводов за счёт возрастания их активного сопротивления.



Рисунок 1.1 – Отклонение температуры воздуха в 2000 г. от нормы

На территории Согдийской области наблюдается уменьшение среднегодовых осадков от нормы от 8 до 44 % [60]. Такое положение приводит к уменьшению влажности воздуха в летний период, а в зимний период - к увеличению скорости ветра. Данное явление способствует возникновению взвешенных частиц (пыли), которые, оседая на поверхности изоляторов, ухудшают их диэлектрические свойства, что ведёт к появлению токов утечки.

Изменение средних годовых температур по тренду, который приведен на рисунке 1.2, показывает, что на территории Согдийской области наблюдается уменьшение температуры в некоторых регионах в зависимости от высоты над уровнем моря от 0,5 до 0 °С, и повышение от 0 до 1 °С на равнинах. Это обусловлено созданием искусственных водохранилищ и уменьшением размеров ледников в горах.

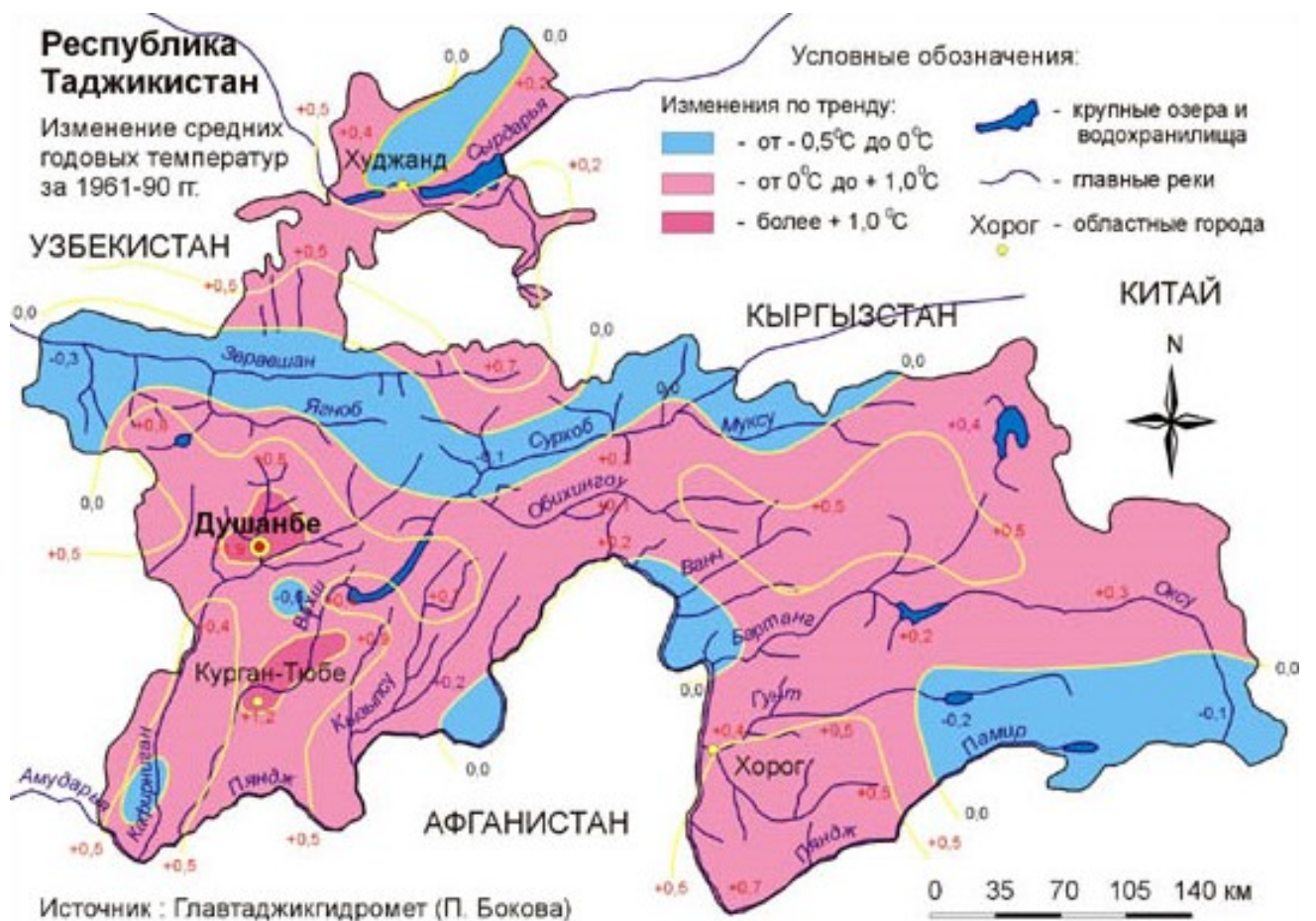


Рисунок 1.2 – Изменение средних годовых температур за 1961-1990 гг.

При реконструкции действующих ВЛЭП-110 кВ возникает необходимость учета вышеприведенных факторов. Кроме того, большинство действующих высоковольтных линий электропередач эксплуатируются более 50 лет, следовательно, возникает необходимость рассмотрения вопроса надежности ВЛЭП-110 кВ с климатической точки зрения, т.е. воздействия вышеуказанных природных факторов на функционирование воздушных ВЛЭП Согдийской области напряжением 110 кВ.

Высокая температура в летние месяцы с периодами экстремальной жары негативно влияет на функционирование высоковольтных линий электропередач. Кроме этого, неблагоприятные погодные условия ослабляют надежность электрических сетей, особенно это касается изношенных и морально устаревших элементов электроэнергетической сети, что усугубляет ситуацию [82].

Задачи обеспечения надежности электроэнергетических систем и систем электроснабжения включают анализ закономерностей, которые определяют долговечность функционирования всего объекта. Разработка способов диагностики и предупреждения отказов на стадии проектирования, количественный показатель вероятности позволяют утверждать, что данные электроэнергетического объекта будут в пределах установленных технических норм на промежутке всего заданного временного интервала. Следует отметить, что при этом проблема надежности управления электроэнергетическими системами резко обострилась в последние годы, что обусловлено следующими причинами [89, 28]:

1. Возрастание сложности электроэнергетических систем за счет подключения большого количество источников и приемников электрической энергии.

2. Нестандартные (экстремальные) условия эксплуатации большинства электроэнергетических систем (высокая скорость и ускорение ветра, повышенная или слишком низкая температура и давление окружающего воздуха, вибрация проводов, повышенная солнечная радиация и т.д.). В условиях интенсивного изменения климата региона эти проблемы ощущаются острее.

3. Повышение требований к качеству выполняемой работы (эффективность использования электроэнергетических сетей, высокие требования к качеству электроэнергии).

4. Увеличение функций, выполняемых энергосистемой (высокая экономичность и техническая цена отказа).

5. Частичное использование вычислительной техники, автоматизации управления, сокращение прямого контроля персонала за работой электроэнергетической системы.

Для решения вышеприведенных задач необходим анализ состояния действующих воздушных ВЛЭП-110 кВ. Анализ состояния воздушных ВЛЭП является исходной базой для разработки рекомендаций по повышению надежности воздушных ВЛЭП с учетом климатических особенностей региона Согдийской области.

Основными нормативно-техническими документами, регламентирующими надежное функционирование ВЛЭП должны быть правила устройства электроустановок, правила эксплуатации электростанций и электрических сетей и регламенты о надежности ЕЭС. Заметной причиной снижения надежности ВЛЭП в Таджикистане являются специфические климатические условия, такие как сильный ветер, интенсивное солнечное облучение, резкое похолодание и потепление, специфическая пыль, агрессивная среда.

Надежное электроснабжение в специфических климатических условиях определяются по критерию эффективности системы [94]:

$$\sum Y_{сист} \geq \sum Z_{м}, \quad (1.1)$$

где $\sum Z_{м}$ – сумма необходимых затрат на модернизацию системы, направленных на повышение её надежности;

$\sum Y_{сист}$ – сумма ущерба системы от перерыва подачи электроэнергии.

Таким образом, задача состоит в установлении вероятностных связей между внешними (природными) факторами, под воздействием которых находятся ВЛЭП-110 кВ, и критерием оценки надежности, соблюдение которого гарантирует с известной вероятностью непрерывное электроснабжение в специфических природных условиях.

1.2 Состояние вопроса оценки надежности воздушных ВЛЭП в условиях резко континентального климата

Первые систематические попытки изучения надежности и создания её теории связаны с прогрессом науки и техники в 40–50-х гг., когда недостаточно надежное оборудование стало причиной нереализованных проектов в космической и ядерной промышленности, радиотехнике, авиации, ракетостроении кораблестроении [67, 68]. Основные принципы расчета надёжности электроэнергетических систем были разработаны в 40-50-х гг. прошлого века.

Решению проблемы повышения надежности ВЛЭП и электрооборудований в целом посвящены фундаментальные работы научных школ: ФГУП «Всероссийский электротехнический университет им. В.И. Ленина», Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», Казанский государственный энергетический университет, Самарский государственный технический университет, «Институт систем энергетики имени Л.А. Мелентьева», а также других профильных научных учреждений.

Неоценимый вклад в теорию и обеспечение надежности электроэнергетических систем внесли многие исследователи, инженеры и ученые, например:

- основные проблемы развития теории надёжности электрооборудования и ВЛЭП изучали Ю.Н. Руденко, Ю.Б. Гук, Ю.А. Фокин, Г.Ф. Ковалев, М.Н. Розанов, J.B. Wareing, K. Mattsson, Г.В. Гольдштейн, Р. Биллингтон, Р. Аллан и др. Они систематизировали количественные и качественные показатели надёжности электроэнергетических систем, эффективность работы и их взаимосвязь с экономическими показателями;

- проблемами оптимизации режимов работы высоковольтного электрооборудования, в частности снижением потерь, увеличением пропускной способности ВЛЭП и обеспечение их надёжности с учётом технико-экономических показателей занимались, Н.И. Воропай, Д.А. Бут, В.В. Труфанов, И.А. Ефремов и др., которые научно обосновали и разработали методы, алгоритмы, математические и топологические модели по расчёту и оптимизации электроэнергетических систем с учётом потерь напряжения и компенсации реактивной мощности;

- вопросы защиты от перенапряжений и электромагнитной совместимости электрооборудования и ВЛЭП изучали Н.Н. Харлов, К.П. Кадомская, С.Ю. Долингер, М.В. Костенко, Ф.Л. Коган, М.В. Дмитриев. Результаты их исследований позволяют выяснить природу электромагнитных воздействий и возникновения внешних и внутренних перенапряжений во время эксплуатации ВЛЭП, что в свою очередь помогло и позволило разработать меры по защите от

вышеприведенных воздействий, а также снизить количество автоматических и внеплановых отключений ВЛЭП;

- проблемы совершенствования изоляционных, механических и иных свойств конструкций ВЛЭП изучали А.Ю. Кузьменко, В.В. Каверин, Н.А. Орлова, О.В. Узлов, С.В. Колосов, Ю.В. Лебедева, О.И. Доронина, Н.Ю. Шевченко, А.С. Ященков. Авторами были теоретически обоснованы методы выбора электротехнических материалов, в том числе композиционных, полимерных и других, применяемых при сооружении линий электропередач. Решение этих задач способствовало уменьшению внезапных отказов, продлению срока службы, повышению эксплуатационной надёжности ВЛЭП с учётом природных особенностей регионов;

- проблемы диагностирования, прогнозирования и оценки эксплуатационного и технического состояния ВЛЭП рассматривали А.Н. Назарычев, А.Ю. Хренников, Л.М. Рыбаков и другими авторами. Был решен ряд технических и научных задач по внедрению методов и средств диагностирования, контроля и оценки эксплуатационного состояния ВЛЭП. Своевременное выявление мест повреждений в процессе способствовало продлению срока службы электроустановок.

Основная часть вышеприведенных научных трудов посвящена исследованию обеспечения надёжности ВЛЭП в зависимости от отдельных технологических и эксплуатационных факторов. Однако мало уделено внимания воздействию природных факторов на функционирование высоковольтных ЛЭП напряжением 110 кВ и не рассмотрены также закономерности, позволяющие установить связь отказа воздушных ВЛЭП от природных факторов.

Появление названной нами проблемы объясняется тем, что в связи с интенсивным изменением климатических условий имеет место тенденция роста нарушений функционирования высоковольтных ВЛЭП.

Авторское видение вопроса оценки надежности воздушных линий электропередач с учетом климатических факторов совпадает с позициями [73], однако взаимодействие функционирования высоковольтных ВЛЭП с природными и эксплуатационными факторами требует особого подхода, так как в специфических условиях Центральной Азии не актуальны указанные в [78] методы обследования ВЛЭП напряжением 110 кВ.

Необходимо отметить, что параметры надежности ВЛЭП-110 кВ, которые эксплуатируются в Согдийской области, в основном зависят от природных факторов, и для определения взаимосвязи отказов ВЛЭП-110 кВ от вышеуказанных факторов возникает необходимость тщательного анализа и исследования аварийности, причин возникновения отказа, также времени восстановления отказов ВЛЭП-110 кВ.

1.3 Анализ причин отказов ВЛЭП-110 кВ Согдийской области

Воздушные линии играют важную роль в функционировании электроэнергетической системы, так как на их долю приходится 35–50 % отказов и отключений. Как показано в таблице [43, 44] самая низкая надежность у линий электропередач, поскольку они имеют территориальную протяженность и всегда находятся под воздействием природных факторов. Эта проблема особенно актуальна в условиях горной местности. ВЛЭП-110 кВ согдийской энергосистемы являются системообразующими и расположены в основном на различных высотах над уровнем моря. Характеристика ВЛЭП-110 кВ приведена в Приложении А.

Основными причинами повреждаемости воздушных линий электропередач являются дождь, снег, сильный ветер, перелетные птицы, отказы функционирования устройств РЗ и А, ошибка персонала, повреждение элементов ЛЭП и другие. Как показывают исследования, наиболее частым видом повреждений является замыкание на землю проводов по воздействию сильного ветра, дождя и др. [28, 89, 91, 93, 95]. Причиной замыкания на воздушных линиях бывают перекрытия за счет обрыва воздушных линий под воздействием ветровых, а иногда гололёдных

нагрузок. На практике эксплуатации воздушных линий электропередач Согдийской области перекрытие изоляции за счет гололеда наблюдалось зимой 2011 г.

На рисунке 1.3 приведено распределение причин отказов воздушных линий электропередач напряжением 110 кВ в процентах от общего числа отказов.

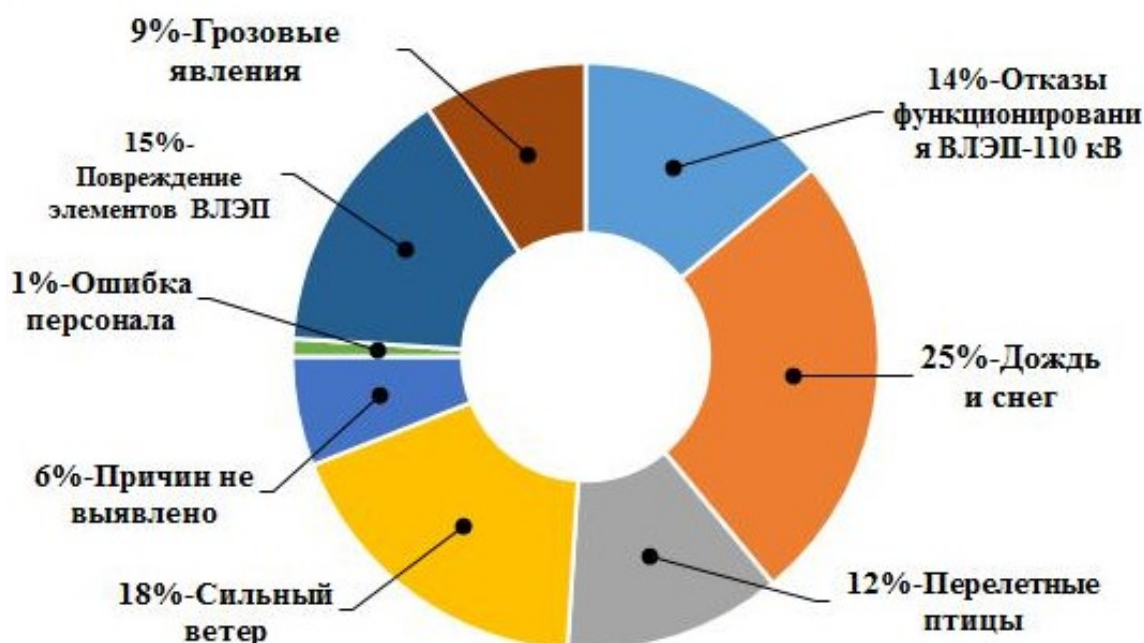


Рисунок 1.3 – Распределение причин технологических нарушений ВЛЭП-110 кВ от общего числа отказов

Поскольку системы релейной защиты и автоматики электрической сети Согдийской области эксплуатируются более 40 лет, то они устарели и не отвечают требованиям действующих стандартов, поэтому происходит их ложное срабатывание. Причинами неуспешной работы систем РЗ и А могут быть неисправности механических и электрических частей реле, обрывы жил контрольных кабелей и др. [25, 86].

На линиях электропередач напряжением 110 кВ среди причин отказов важное место занимает отказ из-за перекрытия фаз перелетными птицами. Такой вид отказа на линиях имеет сезонный характер и, как правило, является неустойчивым. При этом возникает проблема экологического характера, связанная с уничтожением редких птиц, занесенных в Красную Книгу (рисунок 1.4). Анализ распределения

отказов ВЛЭП-110 кВ Согдийской энергосистемы позволяет сделать вывод, что пик отказов линий наблюдается в мае. Такое положение объясняется тем, что время прилета птиц и запуск двигателей оросительных систем начинается в этот период. Из диаграммы видно, что в основном преобладают устойчивые отказы, связанные с перекрытием изоляционных расстояний под воздействием ветровых нагрузок, старением отдельных элементов ВЛЭП-110 [28, 90, 91, 92, 93, 95].

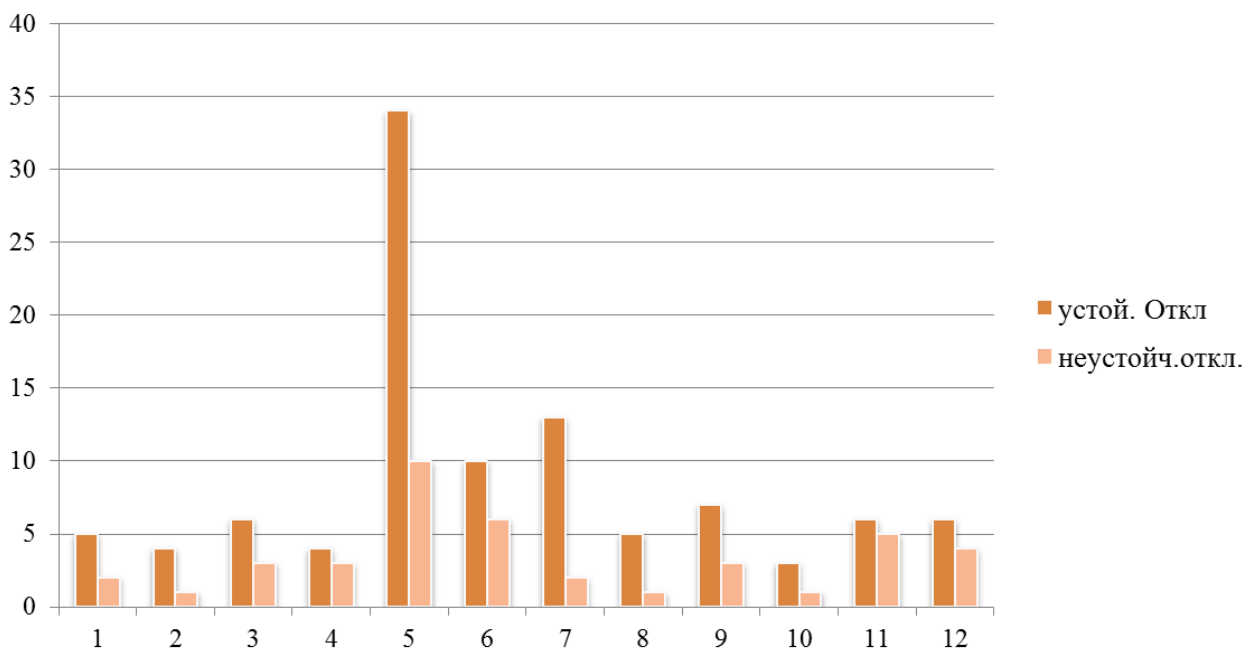


Рисунок 1.4 – Распределение технологических нарушений линий электропередач 110 кВ по месяцам

Повреждение элементов ЛЭП происходит в связи с утратой диэлектрических свойств изоляторов под воздействием специфической пыли, которая находится в атмосфере (рисунок 1.5).

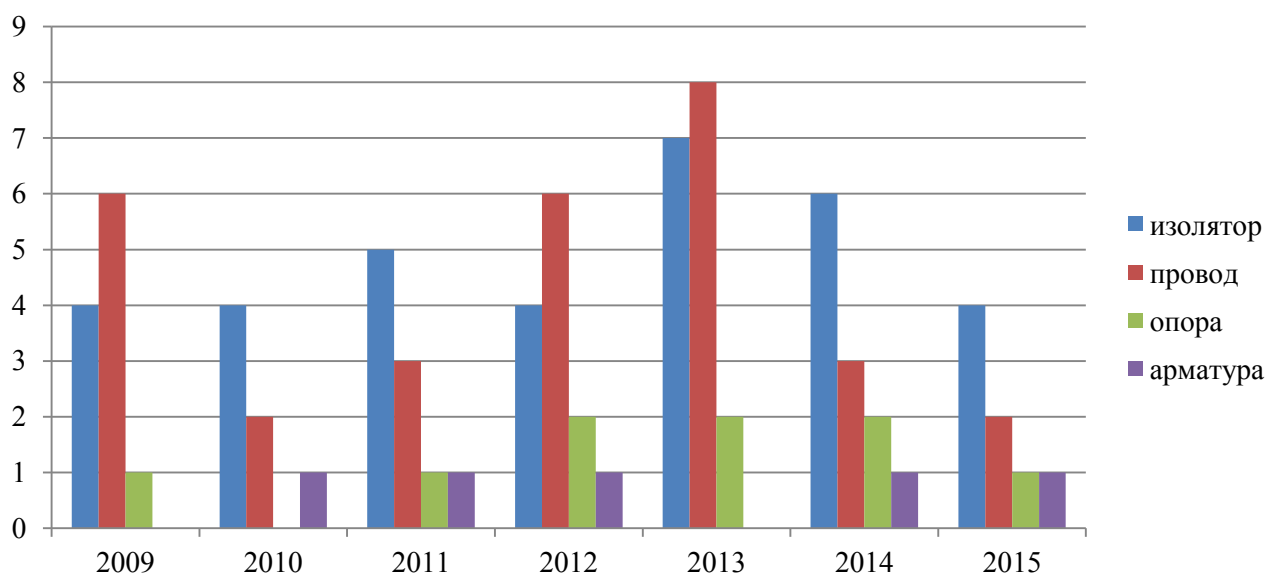


Рисунок 1.5 – Классификация технологических нарушений
ВЛЭП-110 кВ по отдельным элементам

Как видно из рисунка 1.5, наиболее уязвимыми элементами ВЛЭП-110 кВ являются провод и изоляторы, при этом количество технологических нарушений зависит от природных явлений, которые обусловлены воздействием различных факторов с течением времени. Немаловажным фактором является год ввода в эксплуатацию ВЛЭП (рисунок 1.6), который обусловлен старением всей конструкции в период эксплуатации.

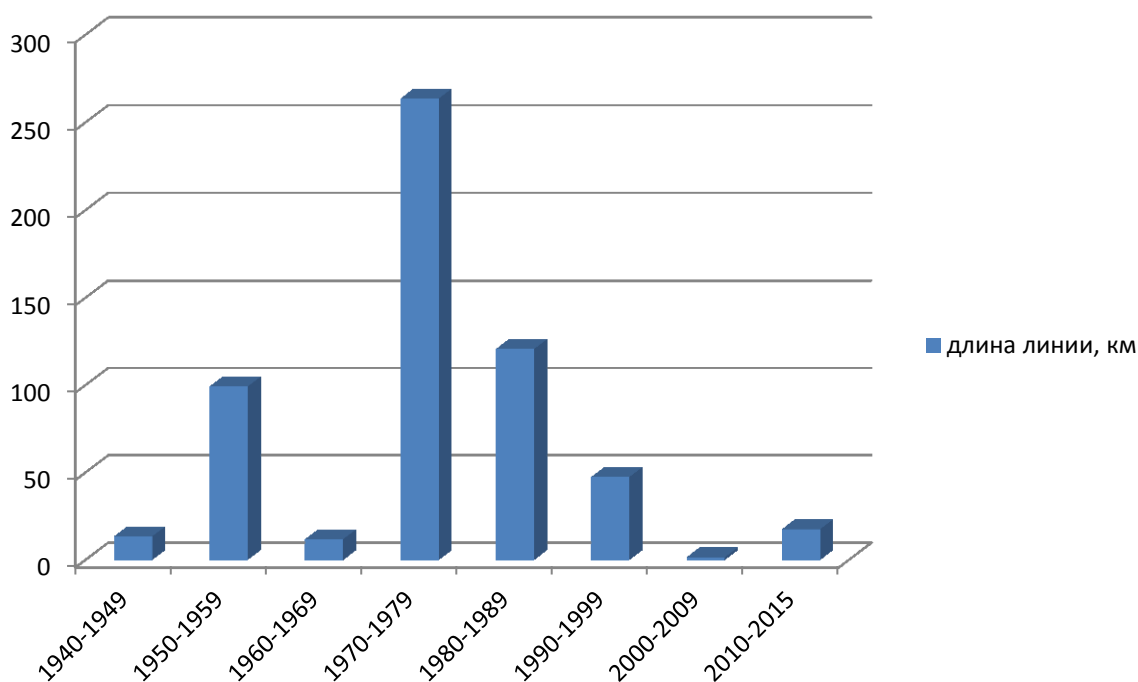


Рисунок 1.6 – Годы ввода в эксплуатацию ВЛЭП-110 кВ Согдийской области

Таким образом, в результате анализа причин отказов ВЛЭП-110 кВ установлено, что они имеют комплексный характер и в основном обусловлены:

- 1) воздействием природно-климатических факторов (снег, дождь, сильный ветер и др.);
- 2) влиянием деформации проводов под воздействием различных нагрузок;
- 3) старением изоляторов и др. элементов ВЛЭП-110 кВ, под воздействием изменений условий окружающей среды.

1.4 Методология оценки надёжности ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата

Основная проблема надёжности электрических сетей – это выявление и оптимизация на этапах проектирования, планирования, строительства и эксплуатации [70].

Надёжность – это способность технических установок или объектов выполнять предусмотренные функции с сохранением в течение времени рабочих показателей в заданных пределах, которые соответствуют установленным режимам и условиям функционирования, ремонтов, обслуживания, хранения и транспортировки. Надёжность электроэнергетических систем характеризуется безотказностью, долговечностью, устойчивостью, ремонтпригодностью, управляемостью, живучестью, безопасностью и качеством [72].

Зарубежный и отечественный опыт по оценке надёжности электроэнергетической системы [2, 74, 75, 118, 120, 122, 126, 129] свидетельствует, что показатели надёжности имеют вероятностную природу и подразделяются на три группы:

- *вероятность* возникновения события;
- *интенсивность* событий, количества технологических нарушений за год;
- *средняя продолжительность* события (математическое ожидание).

Выбор структуры показателей надёжности электроэнергетических систем, как правило, должен учитывать степень важности объекта и условия его функционирования, характер аварий и возникающих от них последствий. Количество нормируемых показателей должно быть сведено к минимуму и иметь простой физический

смысл. Необходимым условием для выбора показателей надежности является расчёт точной оценки при проектировании и эксплуатации ВЛЭП [22, 32, 33, 71, 84].

Основными показателями надёжности ВЛЭП в Европейских странах и США приняты следующие показатели: SAIDI (System Average Interruption Duration Index), SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index), ENS (Electricity not supplied). В государствах СНГ основными показателями надёжности электрооборудований являются SAIDI, SAIFI и ENS [27, 26, 100, 101, 102, 120, 122, 126, 129].

Для оценки надежности ВЛЭП-110 кВ, можно использовать ряд методов оценки надежности и порядок оценки, которые регламентирует и устанавливает ГОСТ Р 53480–2009 [20, 21]. На основе сравнительного анализа проведена систематизация методов оценки надежности (рисунок 1.7).

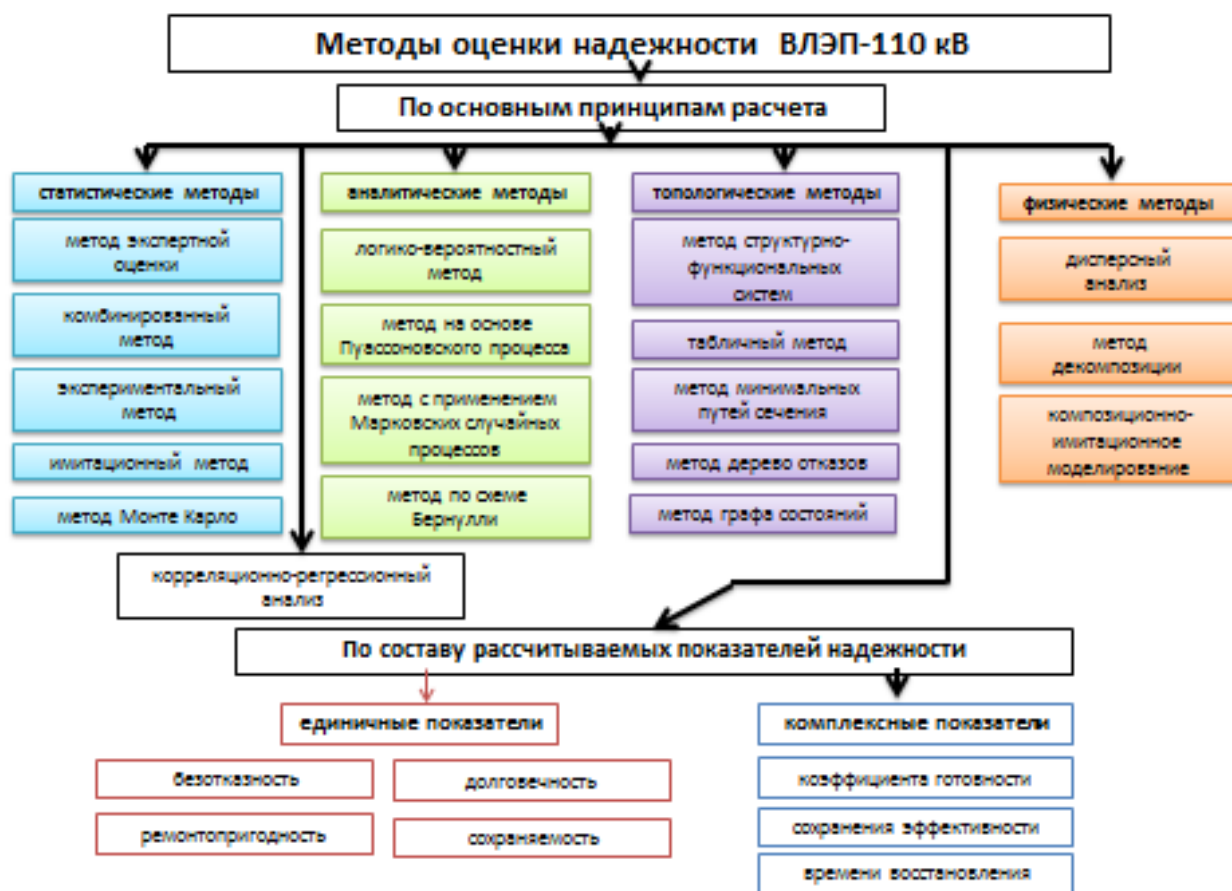


Рисунок 1.7 – Методы оценки надёжности ВЛЭП-110 кВ
в условиях резко континентального климата

При определении показателей надежности технических систем возможно применение таких методов, как физические, аналитические, топологические, статистические [9, 20, 29, 41, 42, 61, 68, 74, 75, 77, 106, 107, 108, 109]:

- физические методы – сущность этих методов заключается в том, что реальное состояние объекта оценивается физическими явлениями и величинами. Эти методы дают возможность исследовать причины и последствия, анализировать ход событий. Достоинством данных методов является то, что решения принимаются как аналитические формулы, которые дают возможность исследования влияния различных факторов и поиска оптимальных решений;

- статистические методы – основываются на экспериментальных исследованиях, поэтому являются более достоверным и не требуют перепроверки. Эти методы интегрально учитывают в себе совокупность реальных событий, которые стали причиной отказа оборудования, однако они не раскрывают суть событий, что делает их ненаглядным;

- топологические методы – базируются на построении анализа структурно-функциональных схем объекта, широко применяются при моделировании электротехнических систем, в том числе они могут быть эффективно применены для ВЛЭП. Данные методы отличаются от других методов точностью и наглядностью;

- аналитические методы – основаны на применении теорем теории вероятностей, с помощью которых устанавливаются связи между состоянием системы, её элементами и событиями.

Все вышеперечисленные методы можно применить с учётом постановки цели и задачи, но при исследовании причин аварий часто возникает необходимость прогнозирования отказов (событий) с учетом климата региона. С этой целью можно применить корреляционно-регрессионный метод исследования. Данный метод широко применяется в экономике, социальных науках, медицине и т.д. Корреляционно-регрессионный метод используется для определения форм связи, которые устанавливают количественные соотношения

между случайными величинами изучаемого объекта. В зависимости от количества исследуемых переменных различают множественную и парную корреляцию [12].

Таким образом, при анализе методов оценки надежности технических систем, в том числе ВЛЭП, выявлены такие проблемы, как [47, 48]:

1. Существующие методы оценки надежности технических систем: сложны и предназначены в основном для анализа простых систем. Кроме того, отсутствует унифицированный подход к составлению математической модели надежности ВЛЭП-110 кВ.
2. Вышеприведенные методы не выявляют взаимосвязь показателей надежности ВЛЭП-110 кВ и природных и факторов. Отсутствует модели, которые описывают и прогнозируют показатели надежности конкретных систем, с учётом климатических эксплуатационных факторов.

Выводы

1. Анализ причин отказов ВЛЭП-110 кВ показал, что более 79 % технологических нарушений обусловлены влиянием разнообразных внешних воздействий, которые зависят от конкретных условий эксплуатации.

2. В Республике Таджикистан руководствуются нормативно-технической документацией, разработанной в 70–80-х гг. прошлого века, которые не отвечают современным требованиям надежности эксплуатации ВЛЭП, т.е. не стимулируют капиталовложения в повышение надежности электроустановок.

3. На основе статистических данных необходимо проведение корреляционного анализа и установление степени влияния отдельных природных и эксплуатационных факторов на надежность ВЛЭП-110 кВ.

ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ВЛЭП-110 КВ СОГДИЙСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

2.1 Показатели надёжности ВЛЭП-110 кВ Согдийской энергосистемы

Для выбора и расчёта схем электрических сетей, определения места расположения резерва необходимы показатели надёжности, которые характеризуют исправную работу сетей [6, 7, 8, 10, 20, 30, 37, 38, 39, 40, 45, 56].

Воздушные линии играют большую роль в функционировании энергосистемы, и от их исправности зависит надёжная работа последней. В условиях горной местности на долю ВЛЭП 35–220 кВ приходится большая часть отключений (от 35 % до 65 %) [51, 52]. Это обусловлено тем, что на ВЛЭП помимо эксплуатационных, также, влияет ряд таких факторов, как климатическое воздействие (ветровые нагрузки, повышенная солнечная радиация, осадки агрессивного характера, камнепад, перекрытие перелетными птицами, оползень и т.д.), постороннее вмешательство (обрыв проводов, изменение стрелы провеса), сложность контролирования технического состояния элементов объекта.

Поскольку ВЛЭП 35–750 кВ относятся к сложным техническим системам, их надёжность определяются такими показателями, как безотказность, ремонтно-пригодность, долговечность и другими технико-экономическими показателями.

Вероятность безотказной работы ВЛЭП $P(t)$ в интервале времени, которая определяется статистическими данными, находим из выражения [17, 45]

$$P(t) = \frac{N_0 - n(t)}{N_0}, \quad (2.1)$$

где N_0 – количества ВЛЭП, работоспособных в начальный момент времени;

$n(t)$ – количества ВЛЭП, отказавших в интервале времени от 0 до t .

Вероятность безотказной работы ВЛ $Q(t)$ определяется по формуле [69, 45]:

$$Q(t) = 1 - P(t). \quad (2.2)$$

Параметр потока отказов

$$\omega = \frac{m}{n \cdot T}, \quad (3.3)$$

где n – количество ВЛ в период нормального функционирования и работающих в одинаковых условиях;

T – время надзора за объектом (лет);

m – количество технологических отказов.

Как показал анализ источников [40, 55, 68, 77], для электрических сетей, в частности для ВЛЭП-110 кВ, наработка на отказ подчинена показательному закону распределения, а распределение Вейбулла является частным случаем этого распределения. Поэтому для расчета показателей надежности ВЛЭП-110 кВ принимаем закон распределения Вейбулла.

Среднее значение наработки на отказ для ВЛЭП определяется как среднее значение времени работы между неисправностями:

$$T_{cp} = \frac{\sum T_{ip}}{n}, \quad (2.4)$$

где T_{ip} – время исправной работы ВЛ между i -м и p -м отказами;

n – количество отказов.

Интервалы между неисправностями для воздушных линий электропередач зависят от протяженности линий:

$$T_{ip} = T_d \left(\frac{L_\phi}{L} \right), \quad (2.5)$$

где T_d – действительный интервал между отказами;

L_ϕ – фактическая протяженность ВЛЭП.

Среднее время восстановления ВЛЭП – это среднее значение времени обнаружения и ликвидации неисправности, которая определяется из выражения:

$$t_{cpв} = \frac{\sum T_{iB}}{n}, \quad (2.6)$$

где n – количество отказов;

T_{iB} – время восстановления.

Для восстанавливаемых сложных систем одним из показателей надежности является коэффициент готовности, который включает одновременно несколько свойств надёжности, такие как ремонтпригодность и безотказность.

Коэффициент готовности характеризует вероятность безотказной работы оборудования или элемента и вычисляется по формуле

$$k_G = \frac{t}{t + t_B} . \quad (2.7)$$

Коэффициент простоя – обратная величина коэффициенту готовности:

$$k_n = 1 - k_G . \quad (2.8)$$

Как указывалось выше, на надежность ВЛЭП-110 кВ влияют различные факторы. Результаты расчета показателей надежности ВЛЭП-110 кВ в зависимости от её длины и конструкции опор за отчетный период приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Показатели надежности ВЛЭП-110 кВ согдийской энергосистемы

Показатель надежности	Отчётный период, год						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
$P(t)$	0,530	0,803	0,727	0,636	0,667	0,545	0,652
$Q(t)$	0,470	0,197	0,273	0,364	0,333	0,455	0,348
$\omega_{жб}$	9,849	4,130	5,719	7,625	6,989	9,531	7,307
$\omega_{жб}$	11,893	4,987	6,906	9,207	8,440	11,509	8,824
$\omega_{ст}$ отн норм	2,525	1,059	1,466	1,955	1,792	2,444	1,874
$\omega_{ст}$ отн норм	9,148	3,836	5,312	7,083	6,492	8,853	6,788
$\sum T_{iB}$	54,63	28,18	33,48	39,64	45,92	50,8	47,78
$\sum T_{ip}$	8702,34	8735,82	8726,52	8715,36	8719,08	8704,2	8717,22
T_{cp}	131,85	132,36	132,22	132,05	132,10	131,88	132,08

2.2 Разработка математической модели влияния природных и эксплуатационных факторов на надёжность ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата

Как было отмечено в первой главе факторы, влияющие на надёжность ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата можно условно разделить на две группы:

- эксплуатационные факторы, включающие в себя техническое состояние ВЛЭП-110 кВ и природные воздействия на исследуемый объект.

- организационно-технические факторы, в состав которых входят эффективность диспетчерского управления и условия проектирования ВЛЭП-110 кВ.

Организационно-технические являются немаловажной частью общих факторов, влияющих на надёжность ВЛЭП-110 кВ, но эти факторы, во-первых неизмеримы, во-вторых их можно прогнозировать и устранить с помощью специальных мероприятий, которые направлены на улучшение условий эксплуатации.

Анализ сетей напряжением 110 кВ согдийской энергосистемы показал, что интенсивность отказов по причине разрушения опор зависит от срока и условий эксплуатации. ВЛЭП-110 кВ согдийских электрических сетей в основном сооружены в 60-80-е гг. на металлических (конструкции выполнялись сварным способом из стали, которые имеют склонность к образованию трещин при низких температурах, для защиты от коррозии применялось лакокрасочное покрытие) и железобетонных опорах (основным элементом таких опор являются виброванные железобетонные стойки). Исследуемый объект выполнен в основном из металлической конструкции, поэтому включить данный фактор в модель, считается не целесообразным.

Техническое состояние ВЛЭП, которое включает в себя состояние опор, фундамента, арматуры, проводов, изоляторов и тросов. От реального технического состояния вышеперечисленных элементов ВЛЭП зависит надёжное транспортирование электрической энергии. Следует отметить, что отказ функционирования любых из выше названных носит устойчивый характер и для ликвидации последствий требуется определенное время и значительные затраты. Оценка реального технического состояния производится в соответствии с действующими требованиями норм и стандартов с учётом рекомендаций эксплуатирующего персонала. В силу того, что исследуемый объект (участок ВЛЭП-110 кВ от ГЭС-24 до подстанции «Ленинабадская 110/35/6 кВ, протяженностью 11,4 км) эксплуатируется более 59 лет и полной реконструкции не подвергался, кроме частичной замены поврежденных элементов, его состояние принято считать неудовлетворительным. В связи с этим при подборе данные факторы не включаются в исходную модель.

Длина пролёта между опорами имеет важное значение в горной и предгорной местности, к которой относится Согдийская область. При неравномерном рельефе не всегда удается установить опоры на одинаковом расстоянии друг от друга, что сказывается на изменении стрелы провеса, а, следовательно, изменении механических усилий между проводниковыми материалами. Так как трасса ВЛЭП-110 кВ от ГЭС-24 до подстанции «Ленинабадская» 110/35/6 кВ проходит по относительно ровной местности, учёт данного фактора в исходный модели является не целесообразным.

При возникновении подземных толчков конструкции опор до определенного значения должны устоять против землетрясения. При отборе не учитывается данный фактор, так как глубина заложения опор находится в пределах нормы.

При удлинении стрелы провеса под воздействием токовой и внешних нагрузок больше допустимых значений происходит сближение проводов, нарушается изоляционное расстояние между ними, происходит «пляска» за счёт возникновения электродинамических усилий в проводнике, возникает межфазное короткое замыкание, что влечет за собой каскадное развитие аварий. Исходя из

этих соображений изменение стрелы провеса проводов следует включать в исходную модель. В целях определения реальных физико-механических характеристик действующих проводов ВЛЭП произведен замер длины стрелы провеса в исследуемом объекте поквартально, высотомером марки ВК-1.

Одним из заметных факторов, влияющих на количество технологических нарушений на ВЛЭП, является отключение линий вследствие удара молнии. Следует отметить, что такие нарушения носят сезонный характер. По данным СН и ТБ, максимум этих явлений наблюдается в апреле и мае.

При анализе влияния природных факторов на надёжность ВЛЭП-110 кВ, выявлено, что эти воздействия носят стохастический характер, но тем не менее 6 случаев отказов из 10-ти являются следствием сильного ветра, повышенной температуры, камнепада, оползня, лавины, селя, обвала, ударов молнии, града, землетрясения, перелетных птиц, специфической и соленой пыли, атмосферного давления, изменения рельефа местности и др.

Камнепад, оползень, град, лавина, обвал, сель, землетрясения – явления не редкие в горной и предгорной местности, но эти факторы не учтены в модели в связи с отсутствием точных статистических данных за исследуемый период.

Специфическая и соленая пыль, которая имеет место в отдельных районах региона, может стать причиной снижения надёжности ВЛЭП-110 кВ, т.е. специфическая и соляная пыль в виде взвешенных частиц, оседая на поверхность изоляторов и опор, может способствовать увеличению объемной и поверхностной проводимости изоляционного материала, тем самым снижаются изоляционные свойства изоляторов. Исследуемый объект находится в районе с нормальной средой, поэтому включение этого фактора в модель является не целесообразным, за исключением Аштского района Согдийской области, где окружающая среда характеризуется наличием соляной пыли, что является агрессивным фактором воздействия. Для таких сред применяются усиленные изоляторы и специальные конструкции опор.

Перелетные птицы тоже могут стать причиной отказа ВЛЭП-110 кВ, но эти отказы почти всегда носят неустойчивый и сезонный характер, поэтому этот фактор не включается в исходную модель.

Высота над уровнем моря также имеет немаловажное значение в обеспечении надёжности воздушных линий. На больших высотах атмосферное давление ниже, чем в низинах, имеет место разрежённость воздуха, которая способствует увеличению потерь на коронирование, тем самым ухудшается диэлектрическое свойство изоляторов. Это явление особенно часто встречается на высоковольтных линиях 500 кВ и частично 220 кВ Согдийского региона, которые проходят по горной местности.

При отборе факторов при разработке математической модели следует исходить из того, какие факторы наиболее значимы в условиях резко континентального климата, который свойственен для Согдийской области. Поэтому в исходную математическую модель следует включить статистические данные об изменении количества осадков, скорости ветра, температуры окружающей среды, стрелы провеса провода, токовой нагрузки и отключений вследствие ударов молнии. Факторы влияющие на надёжность ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата приведен на рисунке 2.1.

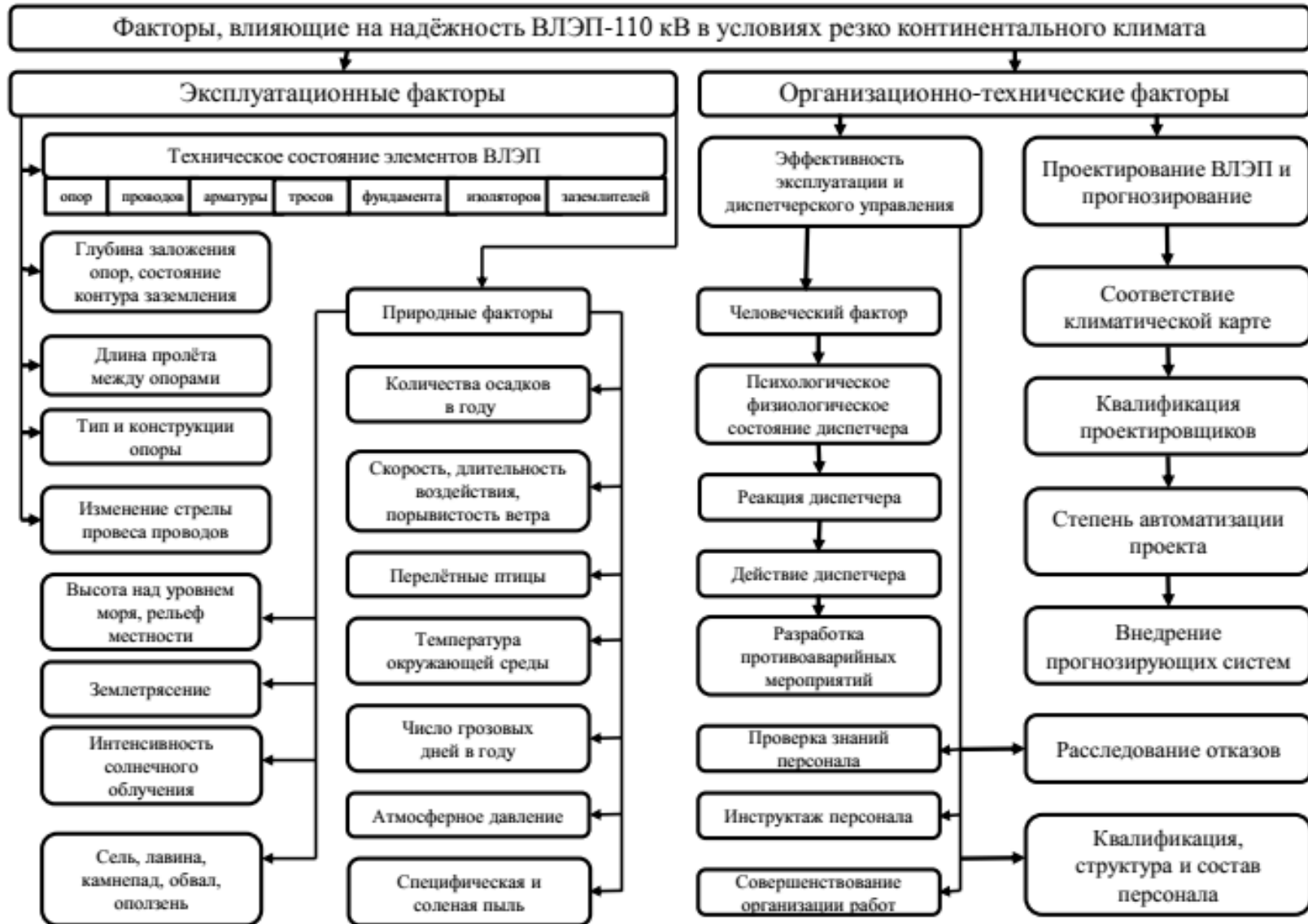


Рисунок 2.1 – Факторы, влияющие на надёжность ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата

Моделирование технических систем требует совместного рассмотрения их нескольких свойств и характеристик. Иногда свойства объектов проявляются независимо друг от друга, иногда между ними могут быть выявлены более или менее четкие взаимосвязи. Выявление корреляционных связей способствует решению широкого круга задач. В некоторых случаях требуется подтвердить наличие, а отсутствие корреляционной связи [9].

В качестве факторов, которые влияют на надежность ВЛЭП-110 кВ, принимают усредненные данные скорости ветра, количества осадков, температуры воздуха, изменение стрелы провеса и токовую нагрузку на питающей линии поквартально за отчетный период (Приложение Б). Поскольку все вышеприведенные факторы имеют различные размерности, согласно [60] принимаем нормативное значение каждого фактора и вышеприведенные факторы разделим на нормативное значение. Нормативное значение каждого эксплуатационного фактора приведено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Нормативное значение климатических и эксплуатационных факторов согласно [60]

Фактор	Единица измерения	Нормативное значение
1. Скорость ветра	м/с	4
2. Температура воздуха	°С	14
3. Токовая нагрузка линии	А	38,84
4. Количество осадков	Мм	14
5. Изменение стрелы провеса проводов	См	1,2

Для определения степени влияния природных факторов на надежность ВЛЭП-110 кВ используется метод корреляционно-регрессионного анализа [9]. Наиболее распространённой задачей статистического исследования является определение связи между выборками [9, 123].

Уравнение множественной регрессии описывается следующим выражением:

$$y = f(\beta, x) + \varepsilon, \quad (2.9)$$

где $X = X(X_1, X_2, \dots, X_m)$ – независимые переменные;

β – параметры, которые необходимо определить;

ε – случайное отклонение;

y – объясняемая переменная.

Уравнение множественной регрессии имеет следующий вид:

$$Y = b_0 + b_1 X_1 + b_2 X_2 + \dots + b_m X_m + e, \quad (2.10)$$

где b_0, b_1, \dots, b_m – теоретические значения переменных $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_m$ эмпирических коэффициентов регрессии;

e – отклонения факторов ε .

Для оценки исследуемых параметров уравнения множественной регрессии используется метод наименьших квадратов. Этот метод заключается в требовании минимальности сумм квадратов отклонений эмпирических значений от выравненных:

$$\sum (y_i - \hat{y})^2 = \sum (y_i - a_0 - a_1 \cdot x_i)^2 \rightarrow \min. \quad (2.11)$$

Система уравнений для определения параметров регрессии с помощью метода наименьших квадратов:

$$\begin{cases} n \cdot a_0 + a_1 \cdot \sum x = \sum y \\ a_0 \cdot \sum x + a_1 \cdot \sum x^2 = \sum yx \end{cases} \quad (2.12)$$

С помощью пакета программ Eviews находим уравнение множественной регрессии:

$$Y = -9,59 + 1,92X_1 + 0,67X_2 + 3,88X_3 - 0,305X_4 + 6,12X_5 + 0,15X_6, \quad (2.13)$$

где Y – количества технологических нарушений ВЛЭП-110 кВ за квартал;

X_1 – среднее значение скорости ветра;

X_2 – среднее значение температуры окружающей среды;

X_3 – среднее значение токовой нагрузки на линии;

X_4 – среднее значение количества осадков;

X_5 – среднее значение изменения стрелы провеса провода;

X_6 – среднее значение технологических нарушений за счёт ударов молнии.

Свободное составляющее уравнения (2.13) показывает влияние остальных факторов, которые не учтены при составлении модели. Данное уравнение характеризует зависимость отказов ВЛЭП-110 кВ от природных и эксплуатационных факторов. Как видно из уравнения, на отказ ВЛЭП-110 кВ существенно влияет скорость ветра, которая вызывает качание, сближение, иногда обрыв проводов. С повышением скорости (интенсивности) ветра повышается вероятность возникновения отказов. Эти аварии могут быть устойчивыми и неустойчивыми. Как было отмечено в первой главе, с изменением условий внешней среды изменяются и условия эксплуатации, поэтому при превышении скорости ветра выше нормативного, значения его негативное влияние на конструкции ВЛЭП-110 кВ в целом повышается.

Воздействие температуры окружающей среды оказывает существенное влияние на показатели надежности ВЛЭП-110 кВ. При повышении температуры выше допустимого значения ухудшается естественный конвективный теплообмен, уменьшается пропускная способность линий, возрастает сопротивление провода, что приводит к удлинению, изменению механических свойств проводов, следовательно, к снижению надежности ВЛЭП-110 кВ.

Изменение токовой нагрузки на линиях имеет немаловажное значение при эксплуатации, причём при увеличении токовой нагрузки сверх допустимого, увеличивается сопротивление, изменяется микроструктура проводникового материала под воздействием выделяемого тепла, тем самым срок эксплуатации провода снижается.

Относительно низкое влияние осадков на надежность ВЛЭП-110 кВ показывает, что в целом в регионе экологическая среда благополучна, кроме отдельных регионов (Аштский район, где наблюдается соляная пыль).

Изменение стрелы провеса проводника происходит под воздействием температуры окружающей среды, токовой нагрузки и сочетания обеих. Этот показатель отражает физико-механические свойства проводника. Однако резкое ухудшение физико-механических свойств проводника приведет к удлинению, что

способствует возникновению «пляски» и «качания», короткого замыкания, увеличению числа устойчивых отказов ВЛЭП-110 кВ.

2.3 Проверка адекватности модели влияния природных факторов на надежность воздушных линий электропередач напряжением 110 кВ

Корреляционный метод представляет собой инструмент оценки взаимной связи между переменными, которые основаны на выборе данных [11, 18, 19, 116, 117, 122]. Для более подробного анализа уравнения множественной регрессии находим парные коэффициенты корреляции (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Матрица парных коэффициентов корреляции R

	У	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆
У	1	0,866	-0,7787	0,6825	0,3897	0,7275	0,1977
X ₁	0,866	1	-0,9167	0,7241	0,5506	0,7946	0,3022
X ₂	-0,7787	-0,9167	1	-0,7932	-0,6939	-0,8725	-0,4591
X ₃	0,6825	0,7241	-0,7932	1	0,5452	0,8291	0,2175
X ₄	0,3897	0,5506	-0,6939	0,5452	1	0,731	0,6837
X ₅	0,7275	0,7946	-0,8725	0,8291	0,731	1	0,3909
X ₆	0,1977	0,3022	-0,4591	0,2175	0,6837	0,3909	1

Анализ первой строки матрицы, позволяет сделать отбор факторных признаков, которые включены в модель корреляционной зависимости. Критерии оценки тесноты связи приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Критерии, оценивающие тесноту связи

Коэффициент корреляции	Характеристика взаимосвязи
$ \pm 0,01 - \pm 0,15 $	Отсутствие взаимосвязи
$ \pm 0,16 - \pm 0,20 $	Плохая взаимосвязь
$ \pm 0,21 - \pm 0,30 $	Слабая взаимосвязь
$ \pm 0,31 - \pm 0,40 $	Умеренная взаимосвязь
$ \pm 0,41 - \pm 0,60 $	Средняя взаимосвязь
$ \pm 0,61 - \pm 0,80 $	Высокая взаимосвязь
$ \pm 0,81 - \pm 0,90 $	Очень высокая взаимосвязь
$ \pm 0,91 - \pm 1,00 $	Полная взаимосвязь

Если факторные значения $|r_{yxi}| < 0,5$, то их не включают в модель. Наиболее полным алгоритмом исследования взаимосвязи между рассматриваемыми факторами является алгоритм Фаррара – Глобера. По этому алгоритму проверено три вида взаимосвязи:

- между всеми перечисленными факторами (хи-квадрат);
- каждого фактора с остальными факторами по критерию Фишера.

Проверка взаимосвязи между факторами методом Фаррара – Глобера производится по критерию χ^2 . Для подсчёта значения статистики Фаррара-Глобера применяется следующая формула:

$$\chi^2 = - \left[n - 1 - \frac{2m + 5}{6} \right] \ln(\det[R]), \quad (2.14)$$

где m – количество факторов;

n – количество наблюдений;

$\det[R]$ – определитель матрицы парных коэффициентов корреляции R .

Значение по методу Фаррара-Глобера $\chi^2 = 110,72$. Сравним полученное значение с табличным значением, при уровне значимости 0,05 и числа степеней свободы $\chi^2_{\text{табл}} = 24,99$. Поскольку полученное значение выше табличного значения, все вышеперечисленные факторы взаимосвязаны друг с другом.

Проверка переменных на мультиколлинеарность по критерию Фишера производится следующим образом. Согласно подсчётам табличное значение критерия Фишера равно 3,94. Если расчетное значение отдельных факторов больше $F_{\text{табл.}}$, между факторами имеется взаимосвязь.

Результаты расчета значений по критерию Фишера приведены в таблице 2.5. Как видно из таблицы 2.5, все вышеприведённые факторы больше табличного значения, следовательно, между рассматриваемыми факторами имеется взаимосвязь.

Таблица 2.5 – Расчетное значение F-критерий Фишера

$F_{\text{табл}}$	Расчётное значение F-критерий Фишера					
	F_1	F_2	F_3	F_4	F_5	F_6
3,94	8,15	21,51	26,39	6,16	6,57	13,15

Если факторные значения имеют различные единицы измерения или различны по своей природе, то в уравнение регрессии вводится дополнительный показатель, тесноты связи между факторными признаками дополняют соизмеримыми показателями тесноты связи с результатом, что позволяет сортировать факторы по силе воздействия на конечный результат. К таким относятся частные коэффициенты эластичности, частные коэффициенты корреляции β -коэффициенты.

Целью применения частных коэффициентов эластичности является расширение обоснованного анализа модели регрессии, который определяет среднее процентное соотношение изменения признака – фактора и признака – результата, который определяется из выражения:

$$E_i = b_i \frac{\bar{x}_i}{\bar{y}_i}, \quad (2.15)$$

где b_i – коэффициенты регрессии;

\bar{x}_i – усредненное значение влияющих факторов на надёжность ВЛЭП-110 кВ;

\bar{y}_i – усредненное значение отказов.

Если значения коэффициента эластичности $E < 1$, его влияние на результативный признак незначительно, в противном случае – существенно. Значения коэффициента эластичности приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Значения коэффициента эластичности

Коэффициент эластичности факторов					
E1	E2	E3	E4	E5	E6
1,597	0,3	0,313	-0,407	3,163	0,05

Средняя ошибка аппроксимации данного уравнения определяется из выражения:

$$A = \frac{\sum |\epsilon:Y|}{n} \cdot 100 \% \quad (2.16)$$

Средняя ошибка аппроксимации 36,81 %, среднеквадратичное отклонение равно 1,108, что доказывает правильность расчётов.

Теснота совместного влияния факторов на результат оценивается с помощью индекса множественной корреляции, который принимает значение от 0 до 1 и не применяется для объяснения направления взаимосвязи между факторами. Чем этот показатель ближе к единице, тем сильнее влияет на результирующее значение. Коэффициент множественной корреляции $R = 0,8873$, поэтому связь между признаком и факторами сильная. Коэффициент детерминации $R^2 = 0,79$. Следовательно, 79 % отказов ВЛЭП-110 кВ обусловлены воздействием эксплуатационных и природных факторов, а 21 % – воздействием других факторов.

Для оценки уровня значимости уравнения множественной регрессии, производится проверка гипотезы приравнивания к нулю коэффициента детерминации. Этот коэффициент определяется по значениям генеральной совокупности факторов, для уточнения его используется F-критерий Фишера. Для этого определяется наблюдаемое значение F-критерия посредством коэффициента детерминации, найденного по данным точного наблюдения. По таблицам распределения Фишера-Снедеккера определяется критическое значение F-критерия ($F_{кр}$). В этом случае задаются уровнем значимости $\alpha = 0,05$, двумя

цифрами степеней свободы $k_1 = m$, $k_2 = n - m - 1$ [9]. Проверка данной гипотезы производится с помощью F-статистики распределения Фишера. Для уравнения (1.13) $F_{кр} = 3,09$, а значения $F = 6,89$, так как $F_{кр} < F$, коэффициент детерминации является статистически значимым.

Таким образом, в результате расчетов получено уравнение множественной регрессии (2.13). Как видно из уравнения, увеличение скорости ветра на относительную единицу приводит к увеличению отказов в среднем на 1.92 единицы, а увеличение токовой нагрузки на линии приводит к возрастанию отказов в среднем на 0.67 единицы. Следует отметить что, при изменении стрелы провеса на относительную единицу приводит к увеличению отказов в среднем на 6.12 относительных единиц.

2.4 Определение закона распределения отказов ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата

Для определения закона распределения отказов на основании полученных статистических данных отказов ВЛЭП-110 кВ построена гистограмма по интервалам и по ее внешнему виду установлен закон распределения случайной величины. Если по внешним параметрам не удаётся подбирать закон распределения, используется аппроксимация или математическое сглаживание гистограммы отказов. Формируется статистическая функция распределения [18, 19]:

$$F(X) = P(X < x), \quad (2.17)$$

где X – величина случайная;

P – частота событий $X < x$ в ряде.

Для определения величины статистической функции распределения при известном x необходимо знать число опытов, при которых величина X , имела значение меньше чем x , и разделить на общее количество N произведенных опытов. При этом частота возникновения событий случайной величины определяется выражением [18, 19]

$$P = \frac{X_i}{N}, \quad (2.17)$$

где N – общее количество наблюдений.

Формирование элементов на разряды произведен для каждой выборки, с помощью формулы Стерджеса, [18, 19, 124]

$$[1 + 3.3 \cdot \lg N] + 1 = k, \quad (2.18)$$

где k – протяженность интервала группировки.

Определена частота, которая соответствует разряду:

$$p_i = \frac{n_i}{N}, \quad (2.19)$$

где n_i – количество отказов ВЛЭП-110 кВ, которое соответствует каждому i -тому разряду;

N – общее количество наблюдений.

Результаты значений приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Накопленные частоты попадания числа данных в интервалы

Промежутки, i_i	Число попаданий в промежуток, n_i	Накопленные числа попаданий	Частота попадания данных в интервал, %
$x_1 x_2$	n_1	n_1	$P_1 100$
$x_2 x_3$	n_2	$n_1 + n_2$	$P_2 100$
...
$x_k; x_{k+1}$	n_k	$\sum n_k$	$P_k 100$

Число разрядов, по которым группированы статистические данные, не должно быть маленьким (в этом случае свойства распределения выражаются грубо), но не должно быть большим (в этом случае ряд распределения будет нечетким и появляются незакономерные колебания).

По данным таблицы 2.8 построена гистограмма, где плавная кривая, ограничивающую гистограмму, отражает плотности распределения (рисунок 2.2).

Таблица 2.8 – Накопленные частоты попадания числа данных в интервалы

Промежутки, i_i	Число попаданий в промежуток, n_i	Накопленные числа попаданий	Частота попадания данных в интервал, %
$x_1 x_2$	n_1	n_1	$P_1 100$
$x_2 x_3$	n_2	$n_1 + n_2$	$P_2 100$
...
$x_k; x_{k+1}$	n_k	$\sum n_k$	$P_k 100$



Рисунок 2.2 – Плотность распределения отказов обусловленных природно-климатическим фактором

После подбора функции распределения определяются оптимальные параметры распределения. К таким параметрам относятся: объем выборки исследуемого параметра, среднее квадратичное отклонение, среднее значение, медиана, дисперсия, размах вариации, минимальное и максимальное значения.

Среднестатистическое значение исследуемого параметра определяется из выражения

$$M[X] = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N}, \quad (2.20)$$

где x_i – значение случайной величины;

N – количество наблюдений.

Согласно закону больших чисел, при возрастании количества опытов среднестатистическое значение определяется по значению математического ожидания. Поскольку в исследуемом параметре число опытов ограничено, то определяется математическое ожидание.

Дисперсия определяется по формуле

$$D[X] = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - M[X])^2}{n}. \quad (2.21)$$

Для проверки гипотезы о законе распределения исследуемой величины применяются следующие критерии: Колмогорова, Пирсона. По внешнему виду исследуемая кривая относится к нормальному закону распределения.

Алгоритм проверки по критерию Пирсона следующий. Общий диапазон данных X делится на ряд интервалов $\Delta X_1, \dots, \Delta X_n$, одинаковой длины [49]. На основании выбранных данных строятся точечные оценки неизвестных значений закона распределения. Рассчитывается количество значений выборки, которые попали в промежуток. Так как закон распределения известен, то определяемая вероятность p_i значения признака находится в интервале Δ_i . Определяется значение теоретических частот согласно [18, 19], по выражению

$$n_i^0 = p_j n. \quad (2.22)$$

Согласно критерию Пирсона для оценки соответствия выборочных данных закона распределения применяется выражение [22]

$$\chi^2 = \sum_{j=1}^n \frac{(m_j - N_{pj})^2}{N_{pj}}, \quad (2.23)$$

где m_j – число значений в n -м разряде.

Принцип проверки критерия Колмогорова следующий: в качестве единицы измерения теоретического и эмпирического распределений рассматривается наибольшее значение абсолютной величины расхождения эмпирической $F_n(x)$ и теоретической функции распределения:

$$D = \max |F_n(x) - F(x)|. \quad (2.24)$$

При неограниченном увеличении числа наблюдений ($n \rightarrow \infty$) в непрерывной функции распределения $F(x)$ вероятность неравенства $P(D\sqrt{n} \geq \lambda)$ стремится к пределу, который определяется из выражения

$$P(\lambda) = 1 - \sum_{k=-\infty}^{+\infty} (1) e^{-2k^2\lambda^2}. \quad (2.25)$$

Задавая уровень значимости α , из равенства $P(\lambda) = \alpha$ определяется критическое значение λ_α . Схема использования критерия Колмогорова: строятся эмпирическая функция распределения $F_n(x)$ и предполагаемая функция распределения $F(x)$. Определяется мера расхождения между эмпирическим и теоретическим распределением d по формуле (2.26) и следующая величина:

$$\lambda = D\sqrt{n}. \quad (2.26)$$

Если вычисленное значение λ больше критического λ_α на уровне значимости α , то нулевая гипотеза H_0 о том, что случайная величина X имеет известный закон распределения, отвергается. В противном случае, когда $\lambda \leq \lambda_\alpha$, выдвинутая гипотеза не противоречит опытным значениям.

Преимущество критерия Колмогорова заключается в том, что не требуется группировки данных, что позволяет рассматривать индивидуальные наблюдаемые значения. Этот критерий успешно применяется для малых выборок.

2.5 Результаты расчётов определения закона распределений отказов ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата

Обработка статистических данных была осуществлена с помощью пакетов программ: Matlab Simulink и Microsoft Excel 2007. Подбор закона распределения

отказов ВЛЭП-110 кВ, вызванных природными и эксплуатационными факторами, с 2011 по 2017 гг., представлены в Приложении Б.

Для количества выборки $n = 84$ определяется группировка его элементов, при длине интервала $n = 1$. Определяем частоту, которая соответствует данному разряду, и заносим её в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Накопленные частоты попадания числа данных в промежутки

Промежутки	Число попаданий в промежутков	Накопленные числа попаданий	Частота попадания в промежутков, %	Накопленные частоты, %
$0 < x \leq 1$	8	8	9,52381	9,52381
$1 < x \leq 2$	33	41	39,28571	48,80952
$2 < x \leq 3$	15	56	17,85714	66,66667
$3 < x \leq 4$	10	66	11,90476	78,57143
$4 < x \leq 5$	7	73	8,333333	86,90476
$5 < x \leq 6$	6	79	7,142857	94,04762
$6 < x \leq 7$	4	83	4,761905	98,80952
$7 < x \leq 8$	1	84	1,190476	100

По данным таблицы 2.9 построена гистограмма, которая представляет собой график плотности распределения $f(X)$. Для технологических нарушений ВЛЭП-110 кВ график плотности распределения представлена на рисунке 2.3.

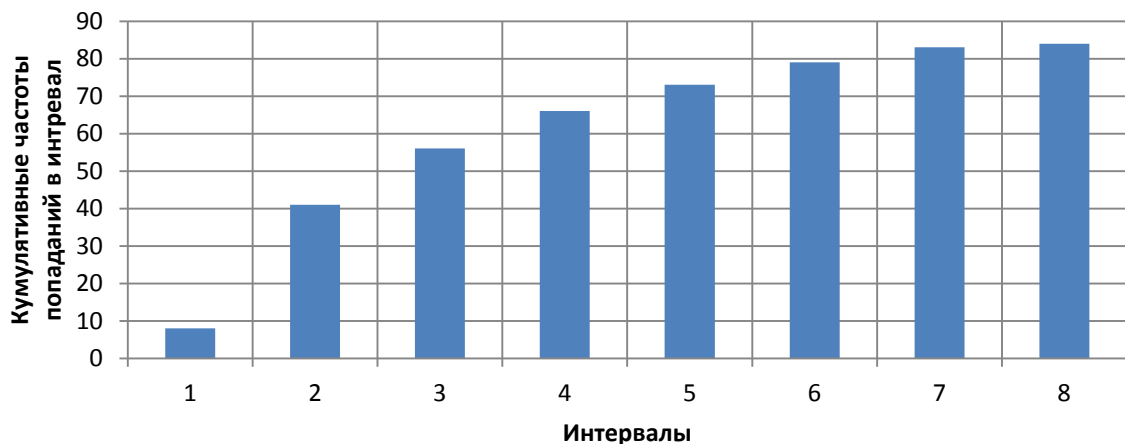


Рисунок 2.3 – Гистограмма накопленных частот попадания в промежутках

При выборе функции распределения анализируются известные законы распределений и в соответствии с выбранным законом распределения проверяются критериями Колмогорова и Пирсона [3, 5]. Таким образом, выбирается закон распределения с наилучшими показателями, которым удовлетворяет логарифмический нормальный закон распределения случайной величины при критерии согласий Колмогорова $D = 0,072$ с уровнем значимости $p = 0,83$; $\chi^2 = 7,9$ и с уровнем значимости $p = 0,11$. Функция плотности распределения логнормального закона распределения имеет следующий вид:

$$F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma x}} e^{\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln x - m}{\sigma}\right)^2\right)}, \quad (2.27)$$

где $x > 0$, $\sigma > 0$, $m \in R$.

Проверка выборочных значений отказов ВЛЭП-110 кВ по критерию Пирсона представлена в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Проверка выборочных данных отказов ВЛЭП-110 кВ по критерию χ^2 Пирсона

Δt	m_i	p_i	Np_j	$\frac{[m_i - Np_i]^2}{Np_i}$
0 – 1	8	0,95	79,8	0,06460
1 – 2	33	0,39	32,76	0,0175
2 – 3	15	0,18	15,12	0,0095
3 – 4	10	0,12	10,08	0,0063
4 – 5	7	0,083	6,972	0,0011
5 – 6	6	0,071	5,964	0,0217
6 – 7	4	0,048	4,032	0,0253
7 – 8	1	0,012	1,008	0,0063
Итого	84			0,15

Поскольку функция плотности распределения определена, возникает необходимость в определении основных параметров распределения. Основные числовые характеристики и параметры распределения представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Основные числовые характеристики и параметры распределения отказов ВЛЭП-110 кВ

Переменная	Объем выборки	Математическое ожидание	Дисперсия	max		Медиана	СКО	Доверительный интервал	Мода
					min				
N	84	3,596	3,72	6	0	2	1,93	7,79	1,0

Сравнение расчётного значения критерия согласия с табличными данными показывает, что они отвечают требованиям [19]. Таким образом, теоретические значения не противоречат экспериментальным данным, т.е. удовлетворяют условиям выборки.

Следовательно, отказы ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата севера Республики Таджикистан изменяются по логнормальному закону.

Выводы

1. Выявлены основные внешние факторы, существенно влияющие на параметр ω -потока отказов ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата.

2. Установлено, что показатели параметров отказов ВЛЭП-110 кВ согдийской энергосистемы значительно превышают нормативные значения (для железобетонных опор – в 8 раз, а для металлических опор – в 6,9 раз).

3. Получены уравнения множественной регрессии отказов с учётом влияния различных факторов окружающей среды, позволяющие оценивать степень влияния их на надёжность электрических сетей 110 кВ.

4. Установлен логнормальный закон распределения причин отказов ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата и определены их параметры: математическое ожидание, дисперсия, медиана, среднеквадратичное отклонение, доверительный интервал.

5. Адекватность теоретических значений и эмпирических данных проверена с помощью критериев Пирсона и Колмогорова. Значения теоретических и фактических экспериментальных данных отказов ВЛЭП-110 кВ не превышают табличного значения. Для логнормального закона распределения доверительная вероятность расчёта составляет 0,92, относительная ошибка 0,1 при уровне значимости 0,01.

6. Для смягчения влияния природных факторов на надёжность элементов ВЛЭП необходимо проведение выбора и обоснование конструкции ВЛЭП-110 кВ, отвечающей конкретным требованиям окружающей среды.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА ОПТИМИЗАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ВЛЭП-110 КВ В УСЛОВИЯХ РЕЗКО КОНТИНЕНТАЛЬНОГО КЛИМАТА

3.1 Выбор критериев оптимизационной модели ВЛЭП-110 кВ

Как было отмечено во второй главе, природные факторы существенно влияют на надежность ВЛЭП и с изменением природных условий изменяются условия эксплуатации. Поэтому возникает вопрос выбора оптимального варианта реконструкции ВЛЭП в новых природных условиях, при которых число отказов будет меньше нормативного значения. Для выбора оптимального варианта ВЛЭП-110 кВ с целью уменьшения перерывов электроснабжения потребителей в условиях резко континентального климата, без изменения допустимых габаритных размеров и механических свойств ВЛЭП при минимальных экономических затратах, необходимо проведение имитационного моделирования с учетом неопределенности [2, 4, 12, 14, 15, 16, 23, 24, 30, 42, 49, 50, 59, 62, 65, 66, 69, 81, 83, 85, 87, 100].

Выбор критериев оптимизации ВЛЭП-110 кВ проводится на базе анализа функционирования электрической системы, которая опирается на результативность и полезность ВЛЭП. Главное назначение ВЛЭП – передача электроэнергии между пунктами энергосистемы без изменения механических свойств элементов линии.

Таким образом, основными критериями надежности ВЛЭП принимается допустимая механическая прочность проводов ВЛЭП при влиянии различных природных и эксплуатационных факторов [46]. В качестве критерия надежности K_H примем комплексный показатель, который объединяет надежность элементов ВЛЭП при эксплуатации под воздействием ветровых нагрузок, температуры окружающей среды, токовых нагрузок и интенсивности солнечной радиации.

$$K_H = f(\sigma_{ветер}, \sigma_{с.р}, \sigma_I, \sigma_{тем}) \leq \sigma_{дон}, \quad (3.1)$$

где $\sigma_{ветер}$ – механические нагрузки от скорости ветра,

$\sigma_{с.р.}$ – механические нагрузки от действия солнечной радиации;

σ_I – механические нагрузки от воздействия токовой нагрузки;

$\sigma_{\text{тем}}$ – механические нагрузки от воздействия температуры.

Прочность провода ВЛЭП зависит от эксплуатационного коэффициента запаса прочности $k_э$, который определяется из выражения (3.2) [40, 45, 61, 65]

$$k_э = \frac{\sigma_p - \sigma_I}{\sigma_4 - \sigma_I}, \quad (3.2)$$

где σ_I , σ_4 – удельные нагрузки на провод от их тяжести и при воздействии других нагрузок, Н/м³;

σ_p – удельная разрушающая нагрузка провода, Н/м³.

Удельная разрушающая нагрузка провода Н/(м·мм²):

$$\sigma_p = \sigma_{II} \sqrt{24 \cdot \left(\frac{\varepsilon}{l^2} - \frac{\sigma_{\text{доп}}}{E \cdot l^2} \right) + \frac{\sigma_4^2}{\sigma_{\text{доп}}^2}}, \quad (3.3)$$

где σ_{II} – предел устойчивости проводника, Н/мм²;

ε – относительное удлинение проводника;

l – протяженность пролета между опорами, м;

$\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое напряжение на проводнике, Н/мм²;

E – модуль упругости проводника, Н/мм².

Из уравнения (3.3) можно сделать вывод, что действующая нагрузка на разрыв и эксплуатационный коэффициент запаса прочности проводов повышается при сокращении длины пролета проводов и зависит от используемого материала. Простым способом повышения этого показателя является метод увеличения расчетной нагрузки при сокращении пролетов и постоянной стреле провеса. Таким образом, экономичность и надёжность являются основными критериями [5, 7, 27, 35, 37, 39, 48, 54, 90, 99, 100, 103]. Критерий надёжности K_H – это комплексный показатель, который объединяет надёжность при проектировании, эксплуатации. Механическая надёжность ВЛЭП-110 кВ имеет вид:

$$k_H = f(q_1 = P_{\text{проект}}; q_2 = P_{\text{экс}}; q_3 = k_э^1). \quad (3.4)$$

Значение коэффициента эксплуатационной надежности целесообразно выразить посредством удельных нагрузок на проводниковый материал, который показывает кратность допустимой нагрузки к наименьшей, определяется из формулы [67, 70]:

$$k_3^1 = \frac{\gamma_6 - \gamma_1}{\gamma_4 - \gamma_1}, \quad (3.5)$$

где γ_4, γ_1 – удельные нагрузки на провод при воздействии ветровых нагрузок и от массы проводникового материала, Н/м³;

$\gamma_в$ – удельная разрушающая нагрузка Н/(м*мм²).

3.2 Разработка вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ с учетом природных факторов

Анализируя вышеприведенные факторы функционирования ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата, для смягчения влияния природных факторов на количество аварий, предлагается три варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ. При выборе вариантов следует учитывать влияние не только напора ветра, интенсивность солнечного излучения, нагрузку на проводнике, но и одновременное их воздействие. Поскольку воздушные линии электропередач имеют в основном четыре составные части – это опора, арматура, провод и изолятор, – то при разработке вариантов реконструкции надо учитывать влияние вышеприведенных факторов на эти элементы.

Одним из наиболее приемлемых, с точки зрения обеспечения надежности при реконструкции ВЛЭП, является вариант строительства ВЛЭП на многогранных металлических опорах, которые эксплуатируются во многих государствах на протяжении 50-55 лет [7, 39, 40, 57, 71, 73, 113, 119]. Опоры являются надежным элементом ВЛЭП, но при этом их разрушение имеет весьма тяжелые последствия, которые приводят к значительным затратам, связанным с восстановлением опоры и недоотпуском электроэнергии. Кроме того, время восстановления при таких авариях значительно больше, чем в случае разрушения других элементов ВЛЭП. По данным

зарубежных специалистов, повреждения ВЛЭП-110 кВ, связанные с частичным или полным повреждением многогранных металлических опор (ММО), наблюдаются реже, чем у других видов опор, особенно в условиях резко континентального климата. Исследования показали, что такие виды опор выдерживают нагрузки в 2-3 раза больше по сравнению с железобетонными опорами. По данным СИГРЭ, нормативный срок службы ММО составляет 50-75 лет и они практически не нуждаются в ремонте. Капиталовложений на строительство 1 км линий ВЛЭП на основе ММО на 30-50 % меньше, чем при эксплуатации железобетонных и металлических опор. Эксплуатационные расходы, обусловленные высокой надежностью ММО, снижаются на 25-50 % [4, 13, 34, 35, 36]. ММО эффективнее применять в горных условиях, так как требуется меньше площади для отвода земли. Принимаем опоры типа ММО производства Муромэнергомаш (Российская Федерация).

Таким образом, учитывая вышеприведенные характеристики ММО, можно сделать следующие выводы [53, 54, 64]:

- 1) использование ММО повышает надёжность ВЛЭП-110 кВ;
- 2) сокращает затраты на строительные и монтажные работы;
- 3) сокращает сроки строительства;
- 4) уменьшает эксплуатационные, транспортные и приведенные годовые затраты.

Одним из важных элементов ВЛЭП-110 кВ, повреждение которого приводит к недоотпуску электроэнергии, т.е. снижению надежности линий, является арматура. Повреждение арматуры от приложенной нагрузки происходит вследствие усталости материала. Главными причинами повреждения арматуры являются «пляска» проводов и тросов, вибрация и т.д. При действии силы ветра на этот элемент наблюдаются периодические перегибы провода в местах установки соединительных и поддерживающих зажимов, виброгасителей, возникают циклические поперечные усилия. Одновременное воздействие вышеприведенных усилий приводит к усталостным повреждениям систем подвески и линейной арматуры. От циклической нагрузки разрушаются узлы жестких конструкций, на которые ложится максимальная нагрузка. Коэффициент запаса прочности деталей арматуры в условиях резко континентального климата принимают равной 3,5.

В Таджикистане на ВЛЭП переменного тока преимущественно применяются фарфоровые и стеклянные изоляторы. Несмотря на положительные характеристики таких изоляторов, основным их недостатком является относительно низкая механическая прочность. У фарфоровых тарельчатых изоляторов механическая прочность снижается в связи с диэлектрическими потерями, а у стеклянных – в зависимости от перепада температуры и возможного повреждения от воздействия внешних сил. Главным достоинством перечисленных изоляторов является то, что при дефекте закаленное стекло рассыпается, что заметно облегчает определение поврежденных участков [63, 88, 91].

Помимо тарельчатых изоляторов (подвесных), также применяют фарфоровые изоляторы (стержневые), работающие на срез или изгиб. Последние изоляторы нашли широкое применение в Германии и Бельгии для крепления основных проводов, а в России используются при обводке шлейфа на анкерной опоре. Перечисленные изоляторы изготавливаются с учётом разрушающей нагрузки 157 кН, так как они хорошо очищаются под действием ветра и дождя и более выгодны для эксплуатации в районах с химически активной средой.

В последнее время за рубежом осваиваются новые типы изоляторов на основе полимерных материалов. Достоинство таких изоляторов заключается в следующем: они имеют меньшую удельную массу (в 8-10 раз меньше по сравнению со стеклянными), компактны, имеют простую технологию изготовления, гидрофобность, а следовательно, у них сравнительно низкая загрязняемость, большой срок эксплуатации, устойчивость к воздействию природных факторов, минимальные трудозатраты при замене изоляторов ВЛЭП [63, 121, 131, 128, 129]. Полимерные изоляторы рекомендуются для применения в предгорных и горных местностях с сильной загрязненностью.

Как было отмечено в первой главе, причиной отказов ВЛЭП-110 кВ (до 18 %) в Согдийской области являются перелетные птицы, загрязняющие помётом поверхность изоляторов. Несмотря на то, что эти отказы носят временной характер, ежегодно погибают тысячи птиц, занесенных в Красную книгу, электроснабжающие организации несут большие потери.

С учётом вышеприведенных факторов, был разработан птицевозащитный полимерный изолятор типа ЛКП-110 кВ (производство ООО «Инста» Российская Федерация). Усовершенствованный защитный экран вытянутой формы сохраняет положительные качества круглого экрана и позволяет дождям беспрепятственно смывать загрязнения с изолятора. Данный изолятор имеет ряд достоинств:

- экран препятствует загрязнению изолятора пометом;
- вытянутая форма экрана вдоль провода защищает перекрытие от струи помета птицы, сидящей на траверсе над изолятором;
- вытянутая форма экрана вдоль провода препятствует короткому замыканию при чистке клюва сидящей рядом птицы;
- зауженная форма экрана поперек провода не препятствует естественной очистке изоляции дождями.

Установлено, что до 65 % отказов ВЛЭП-110 кВ приходится на долю проводов, поэтому при разработке вариантов реконструкции им уделяется особое внимание. Сегодня выдвигаются следующие требования к проводниковым материалам:

- наибольшая электропроводность материала провода;
- наибольшая механическая прочность;
- наименьшая погонная масса провода;
- устойчивость при максимальной температуре;
- наименьшие температуры удлинения;
- устойчивость к износу и напорам ветра.

Таким образом, главной целью проектирования ВЛЭП является создание такой линии, которая в процессе эксплуатации выдержит любые природные нагрузки в течение длительного времени [80, 96, 92, 96, 103, 104, 112, 113, 114, 116, 117, 131].

Провода и грозозащитные тросы должны обладать механической прочностью, малым удельным электрическим сопротивлением, противостоять атмосферным воздействиям, иметь достаточное удлинение на разрыв. В Таджикистане, главным образом, применяются сталеалюминиевые провода марки АС. Стрелы провеса для

таких проводов по сравнению с алюминиевыми и стальными проводами значительно меньше, механические характеристики значительно выше. Помимо чистых металлов исходным материалом для изготовления проводов служат такие сплавы, как бронза, алдрей, алмелек [76, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 115, 119].

Поскольку на провод ВЛЭП в процессе эксплуатации помимо механических и природных нагрузок влияют и токовые нагрузки, то для повышения надежности ВЛЭП-110 кВ предлагаются три варианта провода на основе композиционных материалов, которые нашли широкое применение за рубежом.

Вариант I. Композиционный высокотемпературный провод GTACSR, который является разработкой компании J – Power Systems, Япония [81, 85, 121, 130, 131].

Рабочая температура провода составляет 150 °С, в токопроводящей части применен сверхтермостойкий сплав ZTAL. Вследствие этого, у проводника за счёт повышения температуры коэффициент удлинения материала провода становится меньше, чем у сталеалюминиевого. Соответственно стрела провеса тоже уменьшается.

Вариант II. Провода серии TACSR – продукт фирмы Lumpi-Berndorf, (Австрия). Повышение проводимости проводника достигается за счёт большой рабочей температуры. Данные провода, по сравнению с традиционными, достаточно термоустойчивы, в естественной окружающей среде длительное время способны выдерживать значительные токовые нагрузки. По своему строению они идентичны проводникам марки AC. Применение термоустойчивого алюминия дает возможность значительно увеличить пропускную способность провода. При повышении электрической проводимости относительно провода AC в 1,5 раза предлагаемые проводники имеют меньший диаметр, что дает возможность удлинить расстояние между опорами и уменьшить нагрузку на линии. Эти провода по конструкционному строению идентичны с традиционными, что не требует дополнительных затрат на монтажные работы.

Вариант III. Провод на основе композиционного материала ACCR, который является разработкой американской компании ЗМ [83, 88, 92, 103, 116, 117, 127, 139]. Данный провод имеет способность пропускать в 2-3 раза больший объем ток по

сравнению с традиционными проводниками аналогичного сечения без потери своих механических свойств, при одновременно лучших механических и физических характеристиках. Этот провод получил название ACCR – Aluminum Conductor Composite Reinforced. Помимо высокой проводимости провод ACCR имеет меньшую массу, обладает высокой прочностью, устойчивостью к высоким температурам по сравнению с имеющимися аналогами. Предлагаемый провод менее подвержен коррозии, имеет высокое усталостное сопротивление и не наносит вред окружающей среде (отсутствие экологической деградации). В настоящее время провод успешно применяется во многих странах мира. С 2007 г. провод нового поколения используется в России. ACCR является витым многожильным проводником, состоящим из стального сердечника и токоведущих жил.

Композиционный сердечник состоит из нескольких проволок, диаметром от 1,9 до 2,9 мм, которые изготовлены из высокочистого алюминия. В их состав включены более 25 тысяч микрометровых в диаметре и непрерывных по всей длине продольных волокон оксида алюминия (Al_2O_3). Таким образом, каждая проволока сердечника представляет собой матрицу. Сверхвысокую прочность материалу придают волокна оксида алюминия. По внешнему виду композитный сердечник похож на стандартный алюминиевый провод, однако его физико-механические характеристики сильно отличаются, как от алюминиевого, так и от стального аналога:

- прочностные характеристики композитного сердечника сопоставимы со стальным сердечником и в 8 раз больше алюминиевого;
- по массе композитный сердечник в 2 раза легче стального и на 20 % больше массы чистого Al;
- электрическая проводимость сердечника ACCR в 4 раза выше, чем у стального;
- коэффициент теплового расширения в 2 раза меньше стального и в 4 раза меньше алюминиевого;
- жесткость – в 3 раза больше сердечника из алюминия.

Поверхностные токопроводящие жилы проводника АССР сделаны из термостойкого сплава Al – Zr. Данный сплав обладает прочностью стандартного алюминия, но за счет легирования цирконием сохраняет эту прочность при более высокой температуре. Обычный алюминий допускается использовать в длительных режимах при температуре до 70 °С согласно ПУЭ и, как показали многочисленные исследования, до 90 °С без ущерба прочности. При температуре 120-150 °С алюминий «отжигается» и необратимо теряет прочность. Это очень важно, поскольку отожженный алюминий внешнего повива провода АС не способен далее нести механическую нагрузку, в «игре» остается только стальной сердечник, а при определенных внешних условиях, например –40 °С и ниже, – он может и вовсе разрушиться. Сплав Al – Zr провода АССР сохраняет свои свойства вплоть до 210 °С в длительном режиме работы, при этом допускаются кратковременные пиковые нагрузки до 240°С.

Рассмотрим основные случаи применения высокотемпературного композитного провода АССР, когда и где целесообразно использовать его уникальные свойства. Для сравнения выбранных типов провода за основу принимается традиционный провод марки АС. Сравнительная характеристика традиционных проводов марки АС и высокотемпературных проводов приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Сравнительная характеристика традиционных проводов марки АС и высокотемпературных проводов [96]

Фирма	Марка	$F_{ТПЧ}/F_c$, мм ² /мм ²	$T_{доп}$, °С	$D_{пр}$, мм	$M_{пр.0}$, кг/км	$I_{доп}$, А/о.е.	C_0 , о.е.	$f_{пр}$, М
Заводы РФ	АС	240/39	90	21,6	952	480/1,0	1,0	10,1
L–B	TACSR/ACS	212/49	150	21,0	914	870/1,8	3,6	11,6
JPS	GTACSR	217/49	150	20,3	1015	840/1,7	6,0	12,1
ЗМ	АССР	238/39	210	21,6	793	1210/2,5	13,0	12,9

Замена используемых проводов на термоустойчивые с малой стрелой провеса дает возможность повысить длительно допустимый ток провода при одинаковых

условиях эксплуатации. Продолжительное функционирование при температурах до 200 °С без изменения механических и электрофизических свойств дает возможность снизить электрическое сопротивление проводов примерно на 40 %.

3.3 Расчет прогнозируемых механических нагрузок

Международной электроэнергетической комиссией принят стандарт СЕI 60826, который определяет критерии механических нагрузок на базе полувероятностных и вероятностных методов. Согласно действующим нормативным документам по сооружению ВЛЭП, для выявления номинальных нагрузок необходимо принять наиболее тяжелые сочетания природных условий, которые наблюдается не реже 1 раза в 10 лет для ВЛЭП-110 кВ.

Расчет проводников, тросов, изоляторов и арматуры ВЛЭП проводится методом допустимых напряжений. При подсчётах этим методом принимают нагрузки, которые соответствуют условиям эксплуатации линий, называемых нормативными [42]. Для обеспечения надежного функционирования ВЛЭП-110 кВ в подсчётах конструкций возникает необходимость учитывать скорость ветра, температуру окружающей среды, интенсивность солнечной радиации в зоне сооружения линий.

К механическому расчету принимаем участок проектируемой ВЛЭП напряжением 110 кВ, длиной 11,4 км от ГЭС-24 до подстанции «Ленинабадская», которая относится к III природно-климатическому району по скоростному напору ветра [78]. Базовые данные для подсчёта механических нагрузок: период повторяемости расчетных климатических нагрузок $t = 25$ лет, нормативное ветровое давление 706 н/м^2 , нормативная скорость ветра 16 м/с. Расчёт ВЛЭП-110 кВ по номинальному режиму функционирования выполняется при сочетании этих условий (ПУЭ-6): максимальная температура без ветра; минимальная температура без ветра; среднегодовая температура и средняя скорость ветра; среднегодовая температура ветер отсутствует; действие расчётной ветровой нагрузки на провод; температура окружающей среды при нормативном давлении ветра.

Приняты значения температур: низкая температура $t_n = -25^\circ \text{C}$, среднегодовая температура $t_c = +17^\circ \text{C}$, высокая температура $t_b = +45^\circ \text{C}$, температура воздуха при нормативном ветровом давлении $t = 0^\circ \text{C}$. Подсчёт прогнозируемых механических нагрузок на провода ВЛЭП при допустимых сочетаниях природно-климатических нагрузок в нормальных условиях эксплуатации ВЛЭП производится с помощью приложения Matlab Simulink, которое позволяет определить графические зависимости тяжений проводов и стрел провеса при воздействии различных природно-климатических факторов. Для расчета прогнозируемых механических нагрузок приведем физико-механические характеристики металлической многогранной опоры (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Характеристика металлической многогранной опоры

Параметр	ПС 35/110 ПУ-9 (ММО)
U, кВ	110
Высота опоры H, м	22,4
Высота тросостойкости h_t , м	3,5
Вертикальное расстояние между проводами $h_{п.}$, м	4,6
Тип изолятора	ЛКП-110
Количество изоляторов, шт.	1
Протяженность гирлянд изоляторов λ , м	1,3
Наименьший промежуток от нулевой точки проводов до земли, $h_{г.}$, м	6
Высота при неровности h_3 , м	0,3
Максимальная стрела провеса $f_{н.б.}$, м	6,7
Высота крепления проводников к изоляторам $h_{ср.п.}$, м	15
Центр тяжести проводника в габаритном пролете ВЛ, $h_{ц. т.}$ пр., м	10,5

Для каждого варианта выбранного провода произведен расчет длин пролетов ВЛЭП-110 кВ.

Максимальная стрела провеса провода определена, м:

$$f_{н.б.} = H - h_T - h_{II} - \lambda - h_{Г} - h_3. \quad (3.6)$$

Высота крепления проводников к изоляторам над уровнем земли определяется по формуле, м:

$$h_{ср.п} = H - h_T - \frac{h_{II}}{2} - \lambda - h_3. \quad (3.7)$$

Центр тяжести проводников в габаритном пролете ВЛ определяется по формуле 3.8.

$$h_{ц.т.пр.} = h_{ср.п} - \frac{2}{3} f_{нб}. \quad (3.8)$$

Поправочный коэффициент для высоты расположения над землей и центра тяжести проводников участка линии во всех случаях $k_h = 1,6$, так как $h_{ц.т.пр} \leq 200$ м. Расстояние между пролетами ВЛЭП-110 кВ одинаково, наибольшая стрела провеса для всех вариантов составляет $f_{н.б.} = 6,76$ м, средняя высота крепления проводов к изоляторам над уровнем земли $h_{ср.п} = 15$ м, $h_{ц.т.пр} = 10,5$ м. Физико-механические свойства сравниваемых проводов приведена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Физико-механические свойства сравниваемых проводов

Марка провода	GTACSR 217/49	TACSR 212/49	ACCR 238/39	AC 240/39
$F, \text{мм}^2$	217,49	212,49	330,6	274,6
$d_{II}, \text{мм}$	20,3	21	21,6	21,6
$M_0, \text{кг/м}$	1,015	0,914	0,793	0,952
$E, \text{Н/мм}^2$	$7,81 \cdot 10^4$	$5,8 \cdot 10^4$	$7,8 \cdot 10^4$	$8,25 \cdot 10^4$
$\sigma_p, \text{Н/мм}^2$	310	310	310	290
$\alpha, \text{град}^{-1}$	$11,5 \cdot 10^{-6}$	$23 \cdot 10^{-6}$	$16,7 \cdot 10^{-6}$	$19,2 \cdot 10^{-6}$
$\sigma_3, \text{Н/мм}^2$	110	110	120	90

$\sigma_{\text{доп}}, \text{Н/мм}^2$	140	140	140	135
$T_{\text{э}}, \text{кгс}$	3135,17	3135,17	3135,17	2519,27
$T_{\text{доп}}, \text{кгс}$	3990,21	3990,21	3999,21	3778,9
k_d	0,899	0,899	0,899	0,893
α_W	0,7	0,7	0,7	0,7
C_x	1,2	1,2	1,2	1,2

Здесь F – поперечное сечение проводникового материала, мм^2 ; $d_{\text{п}}$ – внешний диаметр проводника, мм; M_0 – масса проводника, кг/м; E – модуль упругости проводника, Н/мм^2 , $\alpha_{\text{л.р.}}$ – температурный коэффициент линейного расширения, град^{-1} , $\sigma_{\text{пр}}$ – предел прочности проводника при натяжении, Н/мм^2 , $\sigma_{\text{доп}}(T_{\text{доп}})$ – допускаемое натяжение проводника, Н/мм^2 (кгс)

$$T_{\text{доп}} = \sigma_{\text{доп}} \cdot \frac{F}{g}, \quad (3.9)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2 ;

$\sigma_{\text{э}}(T_{\text{э}})$ – эксплуатационное натяжение проводника, Н/мм^2 (кгс).

$$T_{\text{э}} = \sigma_{\text{э}} \cdot \frac{F}{g}. \quad (3.10)$$

Для расчёта механических нагрузок в условиях резко континентального климата удельные механические нагрузки от отложений в виде гололеда не наблюдаются, поэтому учитываем нагрузки от собственной массы провода и от действий ветра без гололеда. Результаты подсчётов занесены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Удельные механические нагрузки на проводник ВЛЭП-110кВ

Марка провода	Вариант	$\gamma_1,$ $\text{Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$	$\gamma_4,$ $\text{Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$
GTACSR 217/49	I	0,0335	0,0396
TACSR 212/49	II	0,0327	0,0396
ACCR 238/39	III	0,0327	0,0396
AC 240/39	IV	0,034	0,04228

Расчет удельных механических нагрузок производится исходя из характеристик проводов, марки и поперечных сечений проводов, согласно пункту 3.1. При механическом расчёте проводов критическую длину пролета определяют из условия неизменности сохранения допустимых напряжений для следующих случаев: по минимальной температуре окружающей среды, по среднегодовой температуре, по наибольшей электрической нагрузке.

Для выполнения вышеприведенных условий в качестве исходного принимается один из режимов, при котором напряженность равняется допустимому значению. Напряжение для остальных режимов определяется из уравнения состояния проводов, которое решается путем определения критических пролётов. Номинальный режим функционирования ВЛЭП определяется по соотношениям критических пролетов. Расчет критических пролетов для сталеалюминевых и монометаллических проводов производится различными формулами [94]. Результаты подсчётов наименьших допустимых пролётов занесены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Наименьшие допустимые пролёты проводов ВЛЭП-110 кВ

Провод	GTACSR 217/49	TACSR 212/49	ACCR 238/39	AC 240/39
$l_{1\text{крит}}$	809,096	1281,713	1093,075	671,48
$l_{2\text{крит}}$	346,437	407,2309	339,1868	318,43
$l_{3\text{крит}}$	120,69	153,8754	129,4369	256,133

Из таблицы 3.5 следует, что $l_{1\text{крит}} > l_{2\text{крит}} > l_{3\text{крит}}$, поэтому в расчётах полученную длину пролётов ВЛЭП сравнивают со значением второго критического пролёта $l_{2\text{крит}}$. В целях унификации и сравнения стрел провеса проводов в равноправных условиях приняли величину габаритного пролета 200 м.

Для каждого варианта проводов ВЛЭП-110 кВ определена стрела провеса из выражения, результаты которого сведены в таблицу 3.6:

$$f_t = \frac{\gamma_1 \cdot (l_{\text{расч}})^2}{8 \cdot \sigma_t} \quad (3.11)$$

Таблица 3.6 – Изменение стрелы провеса проводников по вариантам при температуре +20 °С, при отсутствии ветра и гололёда

Вариант проводов	GTACSR 217/49	TACSR 212/49	ACCR 238/39	AC 240/39
Стрела провеса провода f_i , м	1,26	1,14	1,23	1,33

После подсчёта стрелы провеса рассчитаны ожидаемые механические нагрузки (горизонтальных, вертикальных и полных натяжений) при изменении природных условий.

3.4 Оценка влияния температуры на эксплуатируемый провод

Стрелы провеса и напряжения на проводе изменяются в зависимости от токовой нагрузки и температуры окружающей среды. При увеличении температуры окружающей среды стрела провеса увеличивается, следовательно, напряжение на проводе уменьшается. При понижении температуры происходит обратное явление. При эксплуатации проводов в расчетах учитывают значение следующих температур [71]:

1. Наибольшее значение температуры, при котором провод удлиняется больше всего и стрелы провеса достигают наибольших значений.

2. Наименьшее значение температуры, при котором провода сокращаются в наибольшей степени и напряжение в них достигает наибольших значений.

3. Среднегодовая температура, которая соответствует условиям эксплуатации.

Для анализа воздействия природно-климатических нагрузок на провод ВЛЭП-110 кВ необходимо определить исходные параметры линии, которые отражают состояние ВЛЭП в нормальных условиях эксплуатации. Для условий резко континентального климата принимается состояние ВЛЭП при отсутствии ветра и температуре проводникового материала +25 °С.

При определении исходных механических нагрузок подсчитывается полное натяжение T_t , которое состоит из вертикальной составляющей V_t и горизонтальной составляющей H_t . Возникает необходимость в подсчёте стрел провеса для всех выбранных вариантов провода f_t по формуле 3.11. Механическое напряжение в проводниках σ_t определяется из уравнения состояния [46]:

$$\sigma_t - \frac{\gamma_1^2 \cdot (l_{расч})^2 \cdot E}{24 \cdot (\sigma_t)^2} = \sigma_{дон} - \frac{\gamma_1^2 \cdot (l_{расч})^2 \cdot E}{24 \cdot (\sigma_{дон})^2} - \alpha_{л.р.} \cdot E \cdot (t - t_-), \quad (3.12)$$

где t – температура окружающей среды, °C; $t_- = -20$ °C – минимальная температура.

Составляющие горизонтальные полного натяжения проводника, H_t :

$$H_t = \frac{M_0 \cdot 10^{-3} \cdot (l_{расч})^2}{8 \cdot f_t}. \quad (3.13)$$

Составляющие вертикальные полного натяжения проводника, V_t :

$$V_t = M_0 \cdot 10^{-3} \cdot l_{расч}. \quad (3.14)$$

Полное натяжение провода T_t :

$$T_t = \sqrt{(H_t)^2 + (V_t)^2}. \quad (3.15)$$

Для подсчёта и построения зависимостей стрел провеса и натяжений от природно-климатических нагрузок составлен программный модуль в программе Matlab/Simulink (Приложение В). Тяжения H_v , V_v , T_v , которые возникают в проводах без наледи и изменения стрел провеса, и напряженность на проводе при изменении температуры окружающей среды $t = 0, 10, 20, 25, 30, 40, 45$ °C при постоянной скорости ветра $\vartheta = 10$ м/с приведены на рисунке 3.1.

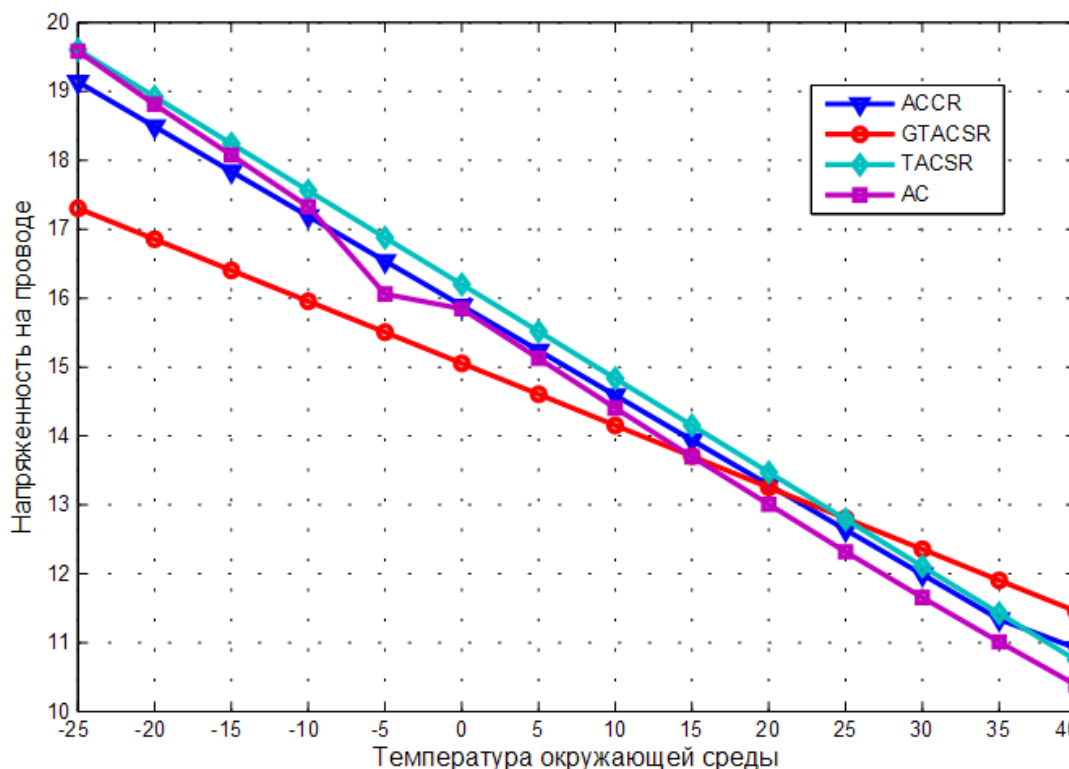


Рисунок 3.1 – Напряженность на проводе в зависимости от температуры окружающей среды

Как видно из рисунка 3.1, напряженность у всех проводов линейно уменьшается с увеличением температуры. В диапазоне температур $-25 \dots +40$ °C уменьшение в среднем составляет 1,58 раза. Характерной для всех проводов является температура $+15$ °C, при которой кривые пересекают допустимое напряжение.

Напряженность на проводе GTACSR при температуре -25 °C на 10 % меньше, чем у провода AC, а при максимальной температуре 40 °C на 10,3 % больше, чем у провода AC. Отличительной особенностью проводов GTACSR является меньший коэффициент температурной зависимости, что обусловлено наличием зазора между токопроводящими жилами и композиционным сердечником.

Напряженность на проводах TACSR, ACCR, AC при минимальной температуре имеет одинаковое значение, но при максимальных температурах на 10,3 % больше, чем у проводов AC. Это обусловлено тем, что токопроводящие

жилы изготовлены из термостойкого алюминия типа TAL с добавкой циркония, что дает возможность увеличить механическую прочность провода.

Напряженность на проводах типа TACSR и ACCR в 1,4 раза больше, чем допустимые при минимальных температурах, при максимальных температурах в 1,3 раза меньше допустимого значения. Отличительной особенностью высокотемпературных проводов является то, что при максимальных температурах они имеют больше напряженность, чем у традиционных проводов, следовательно, стрела провеса будет меньше, чем у провода АС. Изменение стрелы провеса проводов в зависимости от изменения температуры окружающей среды приведен на рисунке 3.2.

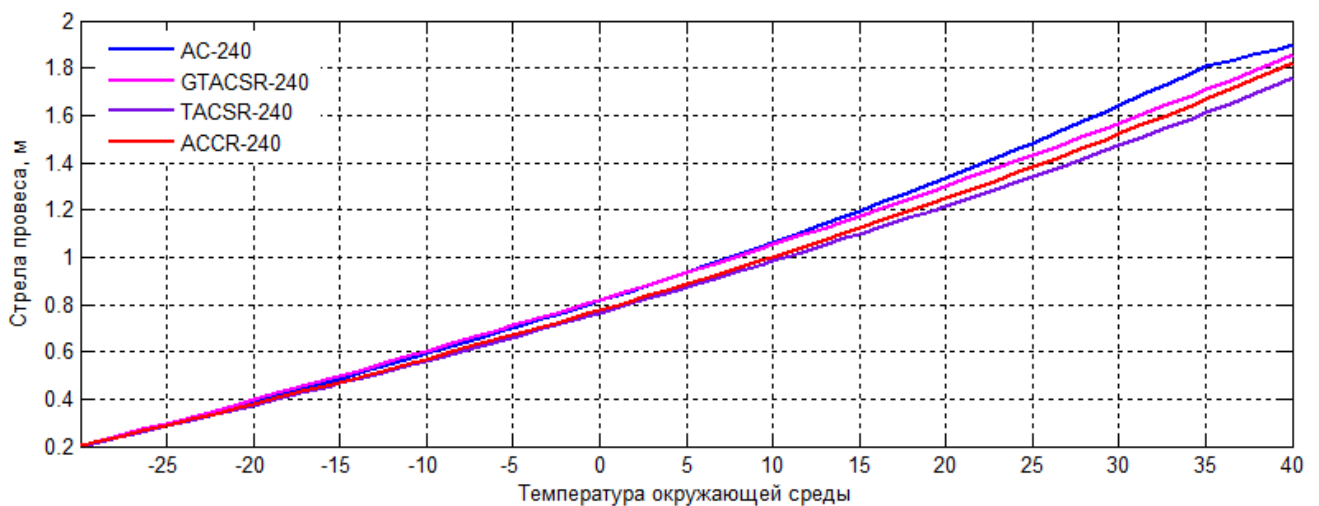


Рисунок 3.2 – Изменение стрелы провеса проводов в зависимости от температуры окружающей среды

Как видно из рисунка 3.2, при максимальной температуре у всех марок проводов по сравнению с АС стрела провеса больше, при максимальных температурах меньше, чем у провода АС. Следует отметить, что при максимальных температурах стрела провеса у всех марок проводов значительно меньше критического значения. Зависимость тяжения проводов в зависимости от температуры окружающей среды приведен на рисунке 3.3.

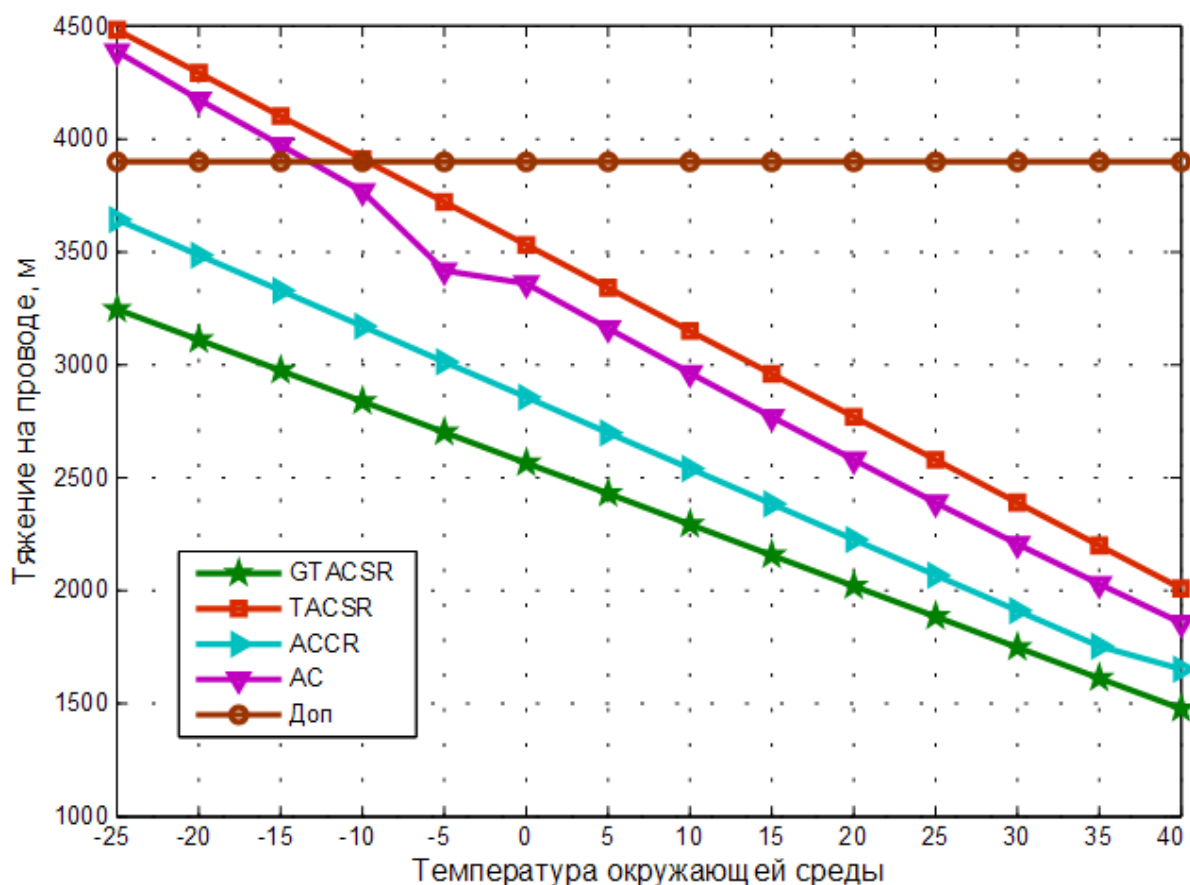


Рисунок 3.3 – Зависимость тяжения проводов в зависимости от температуры окружающей среды

Как видно из рисунка 3.3, зависимость полных тяжений от температуры на проводах, в основном, обусловлена механическими свойствами проводниковых материалов. В диапазоне температур $-25\dots+10$ °C для проводов марки TACSR и AC тяжение превышает допустимое значение, а для проводов марки GTACSR и ACCR во всем диапазоне температур тяжение меньше допустимого значения. Из расчетных данных следует, что провод марки TACSR при максимальных температурах имеет наибольшее значение, поэтому стрела провеса таких проводов при максимальных температурах будет наименьшей. Следовательно, под углом зрения влияния температуры на обеспечение надежности ВЛЭП провод TACSR является оптимальным.

3.5 Оценка ожидаемых ветровых нагрузок на проводниковый материал

Тяжения H_v , V_v , T_v , которые возникают в проводниках без наледи, с изменяющейся скоростью ветра $v = 0, 10, 20, 30$ м/с, при определенной температуре окружающей среды $t_r = +10^\circ\text{C}$ подсчитаны по выражениям (3.22), (3.24) и (3.25). Значение коэффициента неравномерности в зависимости от величины скорости ветра α , нормативные скоростные напоры ветра на высоте 10 м от поверхности земли с учетом района по ветру q_H и коэффициента увеличения скоростного напора ветра по высоте приняты согласно [94]. Рассматриваемый регион соответствует III району по ветру, период повторяемости принимаем 10 лет.

Стрелы провеса f_g определены из выражения

$$f_g = \frac{\gamma_4 \cdot (l_{расч})}{8 \cdot \sigma_g}. \quad (3.16)$$

Удельная нагрузка на провод γ_4 рассчитана по формуле:

$$\gamma_4 = \sqrt{\gamma_1^2 + \left(\frac{\alpha \cdot C_x \cdot g^2 \cdot d_n}{1.6 \cdot 10^{-3} \cdot F} \right)^2}. \quad (3.17)$$

Напряжение в проводе вычислено по формуле:

$$\sigma_v - \frac{\gamma_6^2 \times (l_{расч})^2 \times E}{24 \times (\sigma_v)^2} = \sigma_{дон} - \frac{\gamma_1^2 \times (l_{расч})^2 \times E}{24 \times (\sigma_{дон})^2} - \alpha_{л.р.} \times E \times (t_2 - t_1). \quad (3.18)$$

Горизонтальные составляющие H_v полного тяжения провода найдены из выражения:

$$H_v = \frac{\sqrt{(M_0 \cdot 10^{-3})^2 + (P_v)^2} \cdot (l_{расч})^2}{8 \cdot f_v}, \quad (3.19)$$

$$P_v = 6,25 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha \cdot C_x \cdot v^2 \cdot d_n. \quad (3.20)$$

Вертикальные составляющие V_v полного тяжения провода рассчитаны по формуле (3.21):

$$V_v = \sqrt{(M_0 \cdot 10^{-3} \cdot l_{расч})^2 + (P_v \cdot l_{расч})^2}. \quad (3.21)$$

Полные натяжения проводника, T_v :

$$T_v = \sqrt{(H_v)^2 + (V_v)^2}. \quad (3.22)$$

Графики изменения натяжений и стрел провеса при изменении скорости ветра при определенной температуре воздуха $t_r = 10^\circ\text{C}$ представлен на рисунке 3.4.

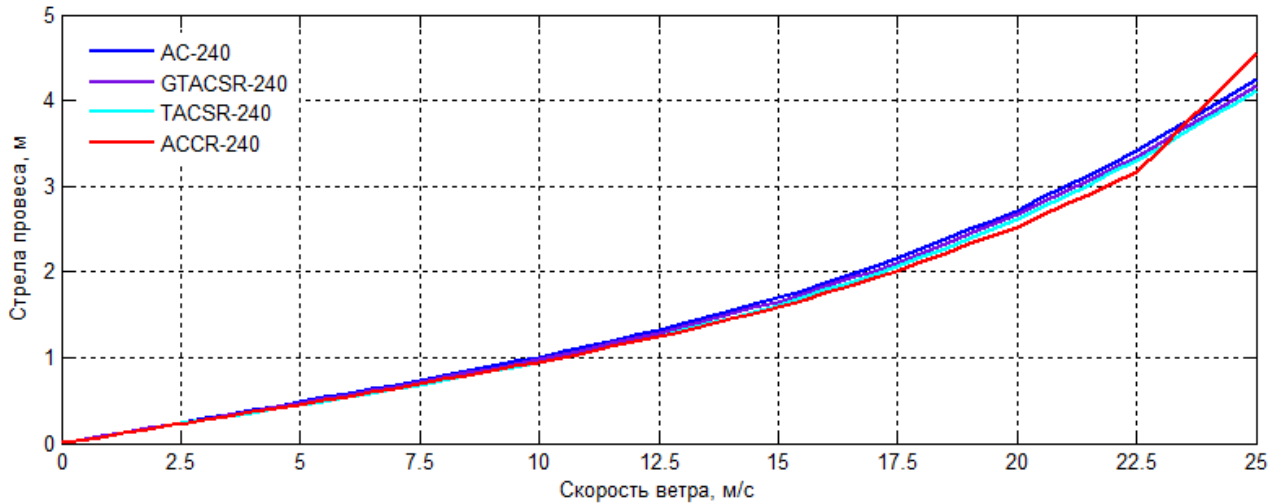


Рисунок 3.4 – Изменение стрелы провеса проводов в зависимости от изменения скорости ветра

Программный модуль в среде Matlab Simulink определения стрелы провеса проводов в зависимости от скорости ветра приведен в Приложении Г.

Значения изменений стрелы провеса в зависимости от скорости ветра для проводов марки GTACSR, TACSR и AC одинаковы, но для провода марки ACCR при максимальной скорости ветра изменение стрелы провеса на 11 % меньше, чем у провода AC. При максимальном значении скорости ветра значение изменения стрелы провеса меньше допустимого. Это обусловлено тем, что в резко-континентальных климатах практически отсутствует образование гололёда на проводах. Зависимость тяжения проводов в зависимости от скорости ветра представлен на рисунке 3.5.

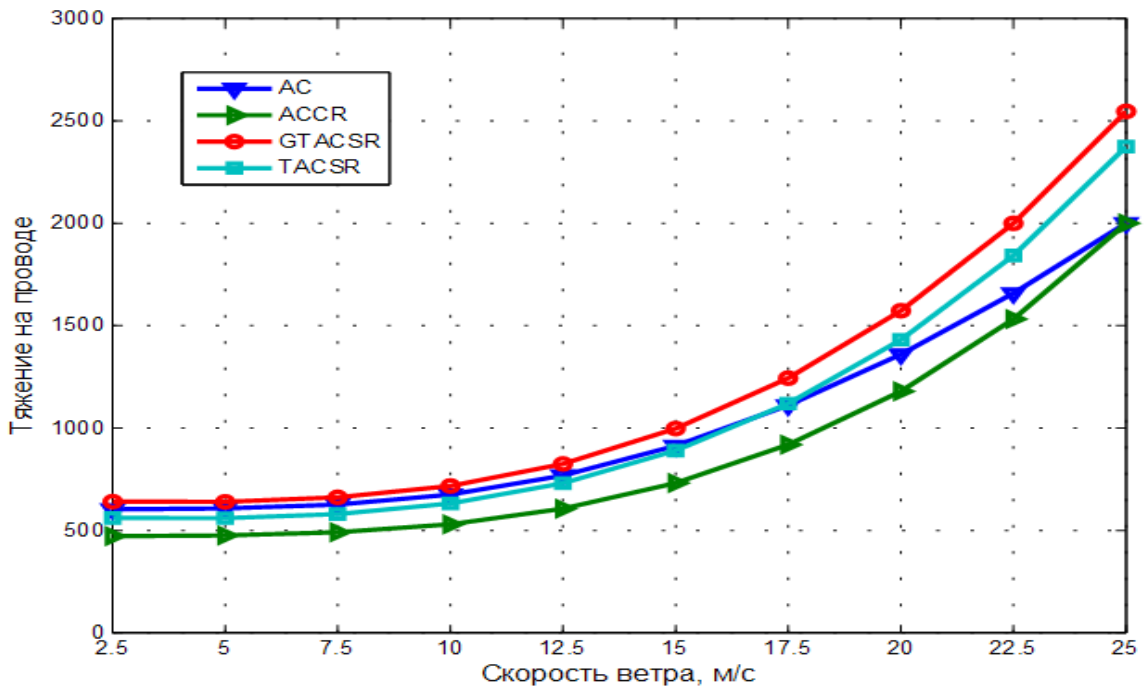


Рисунок 3.5 – Зависимость тяжения проводов в зависимости от скорости ветра

Из вышеприведенных рисунков 3.4 и 3.5 и расчетов можно сделать вывод, что воздействие напора ветра на провода без наледи не представляет собой опасности, поэтому даже при достижении скорости ветра до 25 м/с тяжение на провода не превышает критических значений, габаритные размеры линий находятся в допустимых пределах. Анализ результатов ожидаемых механических нагрузок при воздействии природных факторов показал, что все рассмотренные варианты реконструкции ВЛЭП-110 кВ удовлетворяют заданным степеням надежности.

3.6 Модели показателей технической эффективности вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата

Основным показателем нормального функционирования ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата является передача электроэнергии с минимальными потерями. Эффективность функционирования ВЛЭП-110 кВ характеризуется двумя показателями:

- пропускной способностью по расчётному току $I_{\text{проп}}$;
- электроэнергетическим коэффициентом $k_{\text{энер}}$.

С помощью электроэнергетического коэффициента [1, 56, 57], определяют степень эффективности, определяемой из выражения:

$$k_{\text{энер}} = k_{\text{кнд}} \cdot k_{\omega}, \quad (3.21)$$

где k_{ω} – коэффициент мощности, определяется после компенсации реактивной мощности.

КПД ВЛЭП-110 кВ определяется по формуле [56, 57]

$$k_{\text{кнд}} = \frac{P_{\text{расч}}}{P_{\text{расч}} + \Delta P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{кор}}}, \quad (3.22)$$

где $P_{\text{расч}}$ – расчётная нагрузка, кВт;

$\Delta P_{\text{нагр}}$ – нагрузочные потери, кВт;

$\Delta P_{\text{кор}}$ – потери электрической энергии на корону, кВт.

Нагрузочные потери на линиях электропередач (рисунок 3.6) зависят от поперечного сечения провода, протяженности линии, длительно допустимого тока и природно-климатических условий, таких как скорость ветра, температура окружающей среды и др. [95, 96, 97]:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I_{\text{расч}}^2 \cdot R_t = 3I_{\text{расч}}^2 \cdot R_0^{20} (1 + \alpha(t - 20)) = 3I_{\text{расч}}^2 \frac{\rho l}{F}, \quad (3.23)$$

где R_t – удельное активное сопротивление, Ом/км; α – температурный коэффициент, который зависит от омического сопротивления ($\alpha = 0,00403$ для композиционных и сталеалюминевых проводов; $\alpha = 0,00455$ – для стальных).

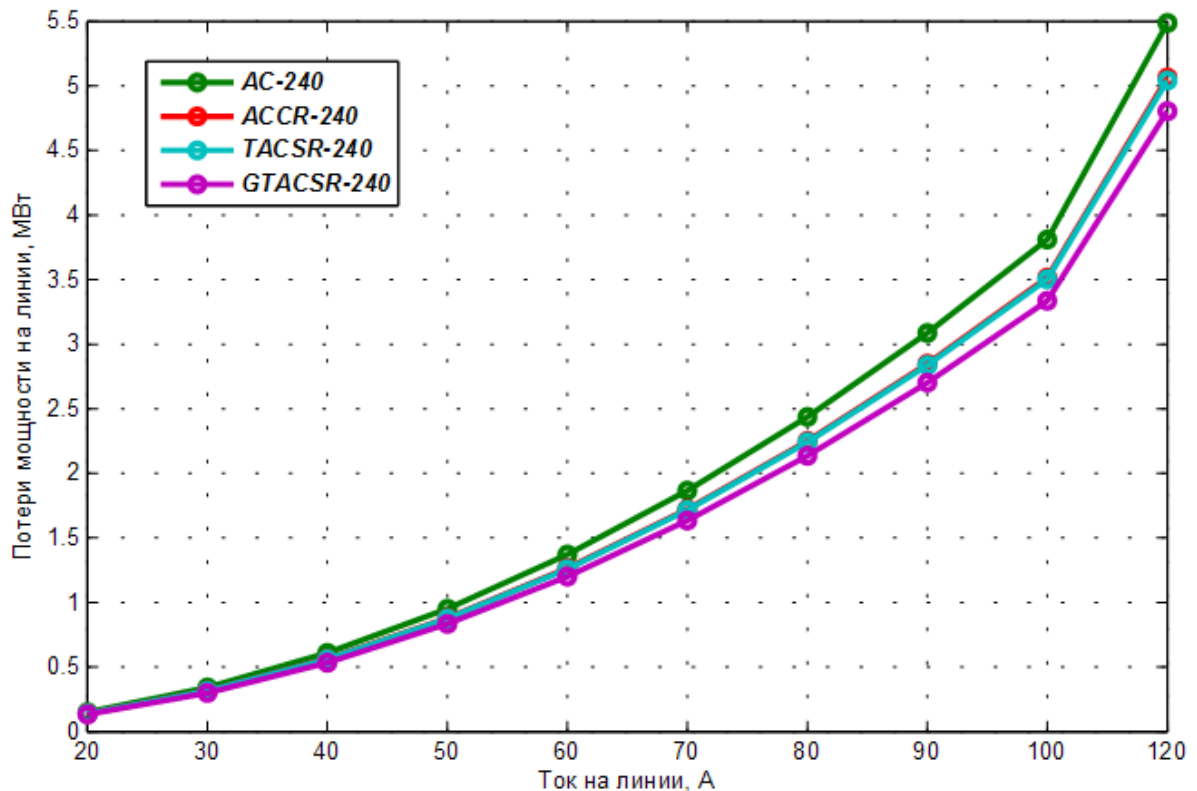


Рисунок 3.6 – Зависимость нагрузочных потерь на ВЛЭП-110 кВ

Увеличение нагрузки на проводах обуславливает нагрев проводникового материала и увеличение потери мощности, следовательно, уменьшается проводимость линии. Потери активной мощности за счёт нагрева увеличивают себестоимость транспортировки.

Потери на корону определяются следующими факторами: напряженностью электрического поля, климатическими условиями (дождь, туман, изморозь, иней) и напряжением сети. Поэтому энергетический коэффициент является функцией таких величин, как $k_{\text{энер}} = f(I_{\text{нагр}}; l; \alpha; \rho; F)$ с учётом ограничений по условиям плотности тока $j \leq 2,1$ и напряженности электрического поля $E \leq E_{\text{max}}$. Нагрузочные потери уменьшаются с увеличением поперечного сечения провода и уменьшением температурного коэффициента электрического сопротивления. Таким образом, основным требованием к проводам является низкое электрическое сопротивление. Поэтому следует рассмотреть пути повышения электропроводности ВЛЭП с учётом природных условий региона.

Допустимая токовая нагрузка по нагреву проводов ВЛЭП определяется следующими условиями:

- 1) сохранение допустимых вертикальных расстояний между землей и проводом или пересекаемым объектом;
- 2) сохранение механической прочности провода.

Безопасное функционирование ВЛЭП-110 кВ определяется габаритным размером проводникового материала. Согласно действующим нормативно-техническим документам [98, 101, 102], для действующих ВЛЭП-110 кВ расстояние до поверхности земли выявляется при максимальной стреле провеса проводника без нагрева проводника током, при наибольшей температуре окружающей среды. На действующих ВЛЭП при нагреве провода выше 40 °С при максимальных нагрузках возникают проблемы: ухудшается конвективный теплообмен и увеличивается удельное сопротивление на проводах. Согласно [98], длительно допустимая нагрузка в процессе функционирования не должна превышать 90 °С.

С учётом возможного нагрева традиционных проводниковых материалов в зарубежных странах нашли широкое применение композиционные высокотемпературные провода, у которых допустимая температура значительно выше традиционной (до 200 °С), при этом механическая прочность значительно больше, чем у обычных проводов. Основными недостатками композиционных проводов являются сложность при монтаже и относительно высокая стоимость [104, 105, 106, 108, 109, 110, 123, 124].

Наименьшее расстояние провода до земли:

$$h_{\text{зоп}} = h_{\text{П}} - f_{\text{max}}, \quad (3.24)$$

где $h_{\text{П}}$ — длина подвеса проводника;

f_{max} — максимальная стрела провеса провода ВЛЭП.

Уравнение состояния проводника при постоянной токовой нагрузке основано на равенстве результирующей деформации провода и изменении длины линии в относительных единицах:

$$\Delta L = \frac{\gamma_4^2 \cdot l^2}{24\sigma^2} - \frac{\gamma_0^2 \cdot l^2}{24\sigma_0^2} = \alpha(t_{\text{деф}} - t_{\text{м}}) + \frac{\sigma - \sigma_0}{F_n \cdot E_n}, \quad (3.25)$$

где $\alpha(t_{\text{деф}} - t_{\text{м}})$ – температурная деформация провода (мм/м), при изменении температуры от исходного состояния до заданной температуры; α – температурный коэффициент удлинения проводникового материала; $1/^\circ\text{C}$; $\frac{\sigma - \sigma_0}{F_{\text{п}} E_{\text{п}}}$ – изменение относительной упругой деформации провода, при изменении полного тяжения; $F_{\text{п}}$ – сечение проводника мм^2 , $E_{\text{п}}$ – модуль упругости проводника, Н/мм^2 .

Предельная токовая нагрузка определяется при сохранении допустимых вертикальных расстояний между землей и проводом и является функцией следующих величин:

$$I_{\text{доп}} = f(L, h_{\text{опор}}, F_{\text{п}}, t_{\text{н}}, \vartheta, \varepsilon, \alpha) \text{ при } f_x < f_{\text{доп}}; \sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{xp}}, \quad (3.26)$$

где $h_{\text{опор}}$ – высота опоры, м;

$t_{\text{н}}$ – температура провода $^\circ\text{C}$;

ϑ – скорость ветра м/с.

Изменение стрелы провеса провода при максимально допустимой токовой нагрузке с учётом изменения температуры окружающей среды представлено на рисунке 3.7.

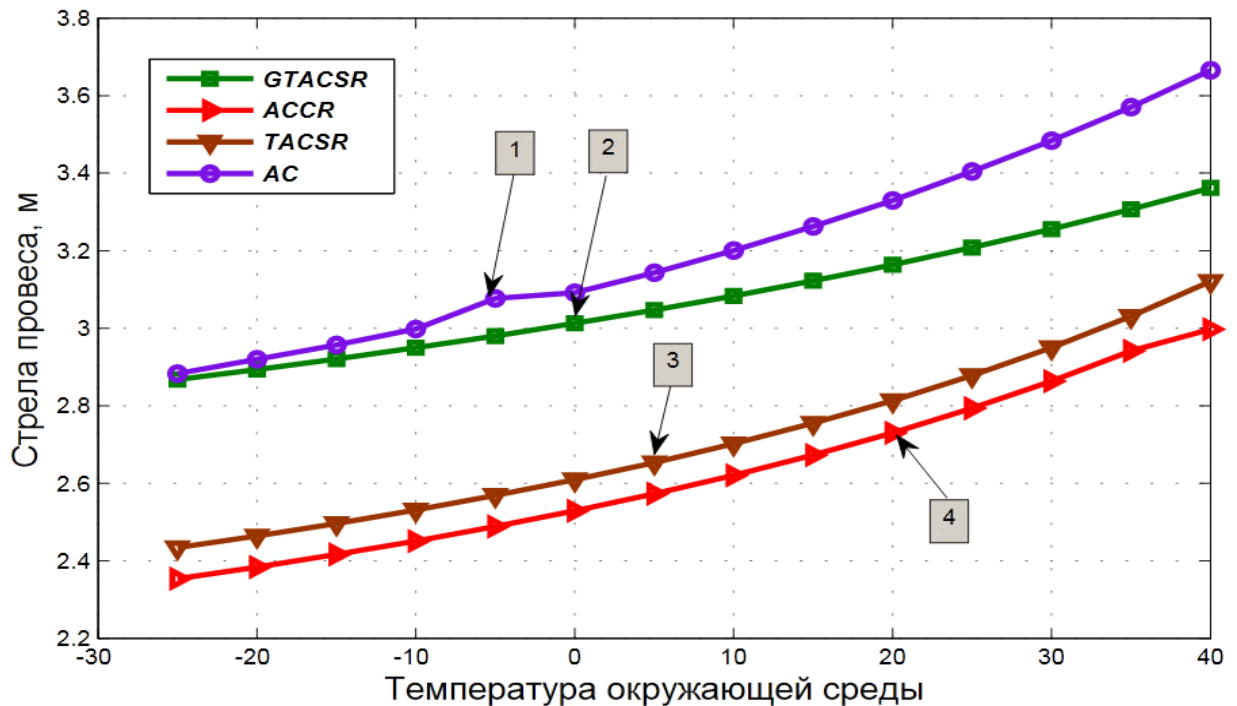


Рисунок 3.7 – Изменение стрелы провеса проводников в зависимости от температуры внешней среды при максимальной нагрузке

Как видно из рисунка 3.7, при максимальных токовых нагрузках относительное удлинение проводникового материала значительно больше, чем при минимальных нагрузках. Это обусловлено тем, что при максимальных нагрузках ухудшаются механические свойства проводникового материала, естественный конвективный теплообмен и уменьшается проводимость материала. Таким образом, увеличиваются дополнительные нагрузочные потери, следовательно, стоимость транспортировки электрической энергии.

Изменение стрелы провеса провода при максимально допустимой токовой нагрузке с учётом изменения скорости ветра имеет следующий вид (рисунок 3.8).

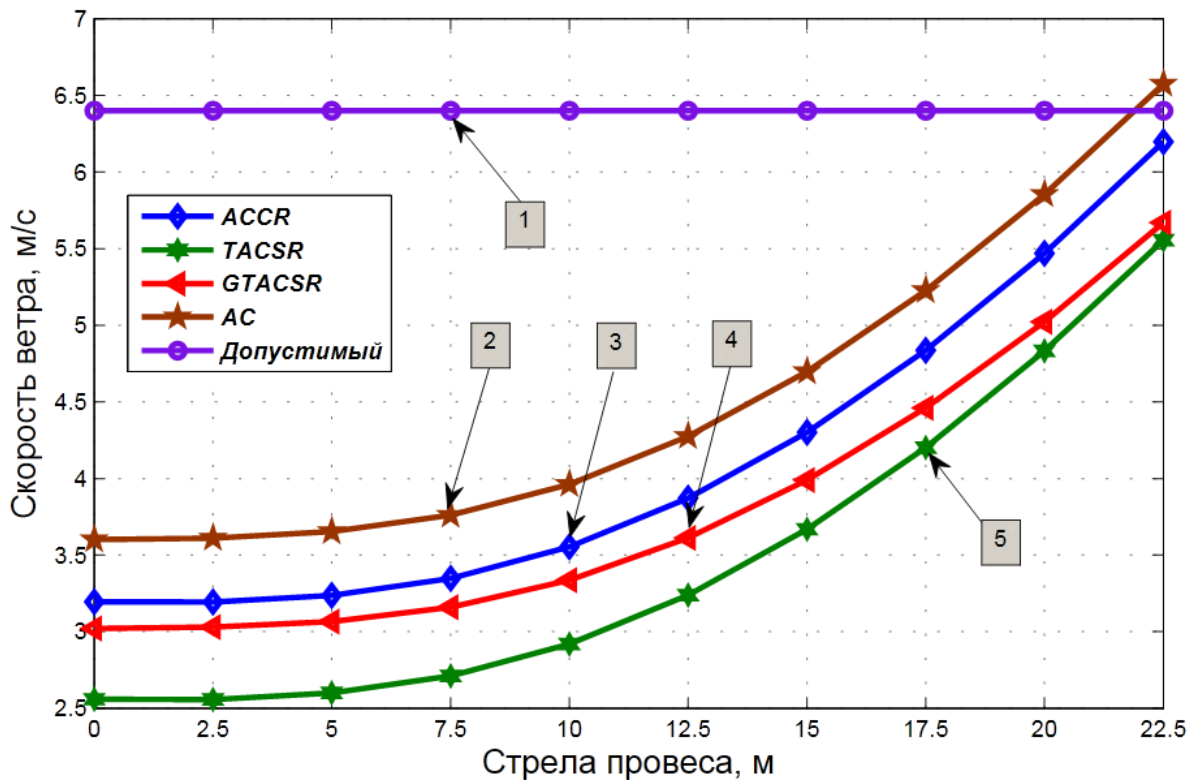


Рисунок 3.8 – Изменение стрелы провеса проводов в зависимости от скорости ветра при максимальной нагрузке

Таким образом, при максимальных нагрузках стрела провеса при воздействии силы ветра наиболее подвержена авариям, чем при воздействии температуры окружающей среды. Как видно из рисунка 3.8, при максимальных токовых нагрузках увеличивается «пляска» проводов, которая в отдельных

случаях сопровождается обрывом проводникового материала. Такие случаи в согдийской энергосистеме наблюдались зимой 2011 г., что привело к каскадному развитию аварий.

3.7 Оценка показателей надежности вариантов ВЛЭП-110 кВ

Определим уровень надежности для трех разработанных вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ. Для всех выбранных вариантов ВЛЭП-110 кВ принимаем срок службы 50 лет. Надежность проектных нагрузок определяется из выражения

$$P_{\text{проект}} = \left(1 - \frac{1}{T}\right)^m = \left(1 - \frac{1}{50}\right)^{50}. \quad (3.27)$$

Вероятность безотказного функционирования объекта в течение года определяется из выражения

$$P_{\text{экспл}} = e^{-\omega}. \quad (3.28)$$

Параметр потока отказов для всех вариантов принят согласно нормативным документам (СИГРЭ) в зависимости от типа проводов, коэффициент запаса эксплуатационной прочности рассчитан согласно [108]. Исходные данные для определения критериев надежности для сравниваемых вариантов ВЛЭП-110 кВ приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Исходные данные для определения критериев надежности для сравниваемых вариантов ВЛЭП-110 кВ

Вариант	Период повторяемости T, лет	Срок службы линии, лет	Параметр потока отказов ω , отказ/100 км
1	50	50	0,008
2	50	50	0,009
3	50	50	0,009
4	50	50	0,010

Критерии надежности для всех вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко-континентального климата определяются из выражения

$$N_{\text{компл}} = \frac{P_{\text{проект}} \cdot P_{\text{экспл}} \cdot k_{\text{э}}}{3}. \quad (3.29)$$

Матрица критериев надежности для всех вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ приведена в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Матрица критериев надежности для всех вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ

Вариант реконструкции ВЛЭП-110 кВ	$q_1 = P_{\text{проект}}$ отн. ед.	$q_2 = P_{\text{экспл}}$ отн. ед.	$q_3 = k_{\text{э}}$	Комплексный показатель надежности $N_{\text{комплекс}}$
1	0,364	0,992032	11,65	1,40227
2	0,364	0,99104	11,86	1,42612
3	0,364	0,99104	10,81	1,299861
4	0,364	0,99005	9,71	1,166424

Как видно из таблицы 3.8, наибольший показатель надежности имеет второй вариант реконструкции ВЛЭП-110 кВ, который будет учитываться при технико-экономическом сравнении вариантов.

Выводы

1. Для повышения надежности ВЛЭП-110 кВ разработаны критерии надежности с учётом влияния природных факторов, которые представляют собой комплексный показатель и характеризуют надежность на стадии проектирования, эксплуатации и учитывают физико-механическую прочность проводов.

2. В качестве критерия предложен, комплексный показатель, который учитывает надежность элементов ВЛЭП-110 кВ при эксплуатации под воздействием температуры окружающей среды, интенсивности солнечной радиации, напора ветра, а также токовых нагрузок.

3. Определены и объединены в целевую функцию выбранные критерии оценки надёжности и эффективности вариантов реконструкции по экономичности и технической целесообразности, которые характеризуют бесперебойность подачи электрической энергии и транспортировку ее с минимальными потерями и себестоимостью.

4. На основе сравнения физико-механических свойств высокотемпературных композиционных проводов (GTACSR, TACSR, ACCR) разработан оптимальный вариант реконструкции ВЛЭП-110 кВ с повышенным уровнем надежности. Установлено, что провод марки TACSR имеет улучшенные физико-механические свойства и может использоваться вместо провода АС без конструктивных изменений сети.

5. Для выбранных вариантов проводов рассчитаны стрела провеса в зависимости от температуры окружающей среды, скорости ветра; тяжения проводов при воздействии скорости ветра и температуры окружающей среды. Результаты расчёта сравнены с традиционным проводом марки АС.

ГЛАВА 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ВЛЭП-110 КВ

4.1 Обоснование метода оптимизации вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата

В главе 2 на основе анализа целей разработки J_i приняты основные критерии эффективности и надёжности вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко-континентального климата. Для определения оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ возникает необходимость решения многокритериальной задачи. Множество парето-оптимальных решений обозначается через $P_i(x)$, которое называется областью компромиссов или множеством Парето [98, 104]. Таким образом, переход с одного паретовского решения к другому невозможен без компромиссных вариантов.

Цель не часто удается выразить одним критерием, так как реальные многокритериальные задачи связаны с множественностью целей [126, 127].

Для оценки альтернатив используется множество критериев $k_i(x), i = 1, 2, \dots, n$. Все эти критерии необходимо максимизировать. На практике случаи, при которых одна альтернатива из множества решений является наилучшей, почти не существует, возникает проблема – как сделать оптимальный выбор. Возникает необходимость, исключить из множества возможных решений X невыгодные, которые уступают другим по всем критериям. Имеют место таких два альтернативных решения: y_1, y_2 , что для первого решения равны или больше соответствующих критериев второго решения, между тем один из них фактически больше. Поэтому в составе множества Y нет возможности сохранять решение y_2 : оно доминируется решением y_1 . Решение y_2 не принимается как невыгодное. Поэтому в результате попарного сравнения и принятия заведомо пригодных выгодных решений Y значительно увеличивается: в нем сохраняются только паретовские решения, для которых не существует доминирующих решений.

Главным вопросом в теории принятия решений при существовании множества альтернатив является проблема сужения множества Парето, подбор наивыгоднейшего варианта в вышеприведенных пределах невозможен без дополнительных данных в многокритериальной задаче. Дополнительной информацией являются точные сведения о важности критериев:

$$\sum_{j=1}^{\omega} \delta_j f_j(y^n) \geq \sum_{j=1}^{\omega} \delta_j f_j(y) \text{ для всех } y_i \in Y, \quad (4.1)$$

где δ_i – весовые коэффициенты, которые определяются субъективно;

y^n – оптимальное решение согласно методу Парето;

$f_i(y)$ – частный критерий эффективности.

При неоднородности показателей частных критериев они сводятся к однородным показателям, при этом учитывается физическая размерность и важность показателя. Главная трудность возникает в случае применения и формировании критериев заключается в выявлении весовых коэффициентов, которые отражают степень важности критериев, его размерности. Для выбора оптимального варианта методом аддитивной свертки принимается понятие суперкритерий:

$$k_c = \delta_i \frac{f_1(x)}{f_{1\max}} + \dots + \delta_\omega \frac{f_m(x)}{f_{m\max}} = \sum_{i=1}^m \delta_i f_j(x), \quad (4.2)$$

где δ_i и δ_ω – весовые коэффициенты, которые учитывают важность каждого параметра;

$f_j(x)$ – нормированный критерий эффективности.

При минимизации одного из критериев в формуле 4.2 ставится знак «–».

Наилучшим вариантом при принятии решений является вариант с наибольшим K_0 :

$$x^n = \arg \max K_0 = \arg \max \{K_1, K_2, K_3, \dots, K_n\}.$$

Главным недостатком этого является введение весовых коэффициентов, так как от их величины зависит принятие решений.

4.2 Алгоритм решения многокритериальной задачи реконструкции ВЛЭП-110 кВ

В главе 3 на основе анализа физико-механических свойств проводов выбраны основные варианты реконструкции ВЛЭП-110 кВ с учётом природных условий региона. Алгоритм решения оптимизации выбора оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ с учётом природно-климатических факторов приведена далее.

1) Выбор цели разработки

На первом этапе возникает необходимость четкой формулировки целей, которые надо достичь, и целей, которые необходимо учитывать и сохранить при сравнении альтернативных вариантов. Выбор целей и их количество зависит от компетентности эксперта и уровня сложности задачи.

2) Формулировка исходных данных

Данный этап включает в себя первичную информацию об объекте исследования, исходных природно-климатических нагрузках, месторасположении объекта, эксплуатационных нагрузках и т.д. Точная формулировка исходных данных и учет всех воздействующих на объект факторов способствуют нахождению оптимального решения. Основным показателем уровня развития электроэнергетической системы является надежность электрических сетей. Воздушные линии электропередачи в этой системе играют ключевую роль, так как посредством ВЛЭП осуществляются передача и распределение электроэнергии. Природные факторы, которые влияют на надежное функционирование ВЛЭП, можно разделить на две группы: эксплуатационные и природно-климатические: действие ветра, солнечной радиации, осадков, химически агрессивных сред и т.д. Актуальность диссертационной работы подтверждается потребностью в разработке новых вариантов реконструкции элементов ВЛЭП-110 кВ, которые будут способствовать смягчению воздействия природно-климатических факторов.

3) Требования к модели

Данный этап включает в себя требования, которые должны соблюдаться при разработке вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ согласно действующим нормативно-техническим документам.

4) Критерии выбора типов ВЛЭП-110 кВ

Основными критериями, базирующимся на анализе целей функционирования системы при выборе оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ, являются ремонтпригодность, сохраняемость, долговечность и безотказность системы.

5) Разработка альтернативных решений выбора типов ВЛЭП-110 кВ

С учетом природных особенностей региона и на основании технико-экономических показателей разработаны альтернативные варианты, которые обеспечивают достижение поставленных целей. При разработке альтернативных вариантов необходимо учитывать перспективные токовые нагрузки, прогнозируемые механические и климатические нагрузки, потери электроэнергии на ВЛЭП, техническое состояние линий.

6) Выбор оптимального решения

Для принятия обоснованных решений учитывается предпочтение экспертов, т.е. решаются задачи в условиях неопределенности с применением формальных моделей и методов в теории принятия решений.

После сравнения результатов подсчетов по критериям выбираются рациональные варианты для проведения технико-экономических расчетов. За рациональное решение принимается такое решение, которое отвечает критерию Вальда, т.е. за оптимальное решение принимается та стратегия, которая в наихудших условиях гарантирует максимальный выигрыш. Блок схема разработанного алгоритма приведена в Приложении Д.

4.3 Поиск оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата

Поиск оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ, в условиях резко континентального климата произведен методом Парето и методом аддитивной свертки по двум максимизируемым критериям надежности K_n и экономичности $K_э$ на примере участка длиной 11,4 км воздушной линии напряжением 110 кВ. Исходные данные ВЛЭП и предлагаемые варианты представлены в третьей главе.

Решение по методу Парето определен графически $K_n = f(K_э)$, критерии выражены в относительных единицах. Нормирование критериев произведено по формуле $\bar{f}_j = \frac{f_j}{f_{\max}}$. Определение двухкритериальной оптимизации по методу Парето представлен на рисунке 4.1.

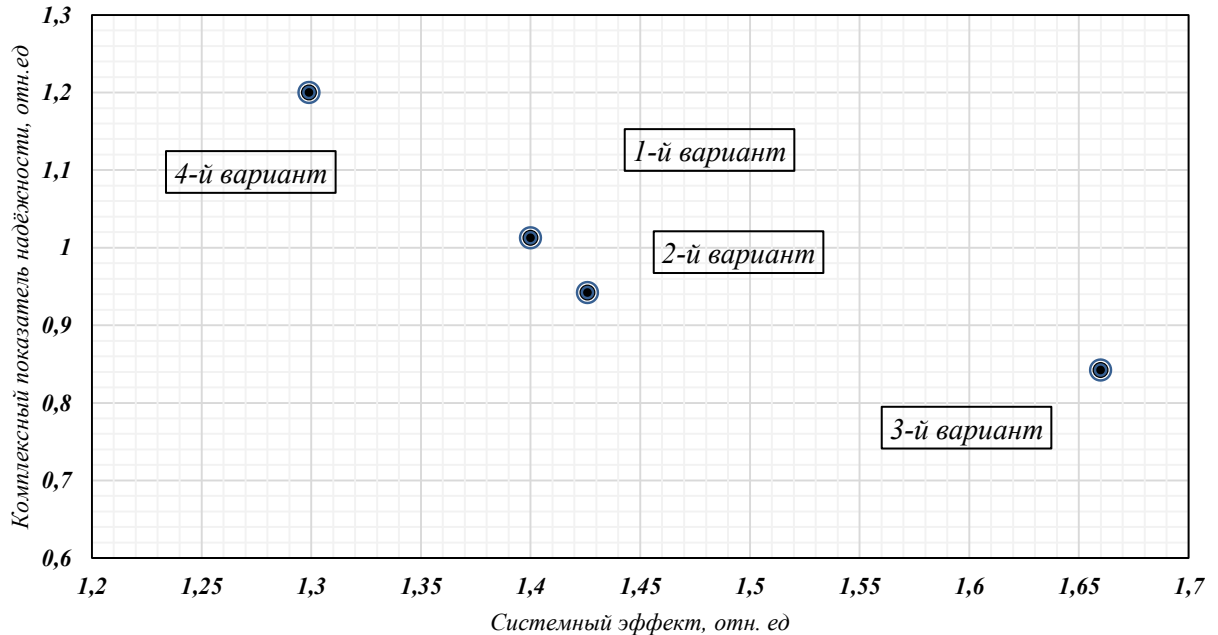


Рисунок 4.1 – Определение двухкритериальной оптимизации по методу Парето

Сведение многокритериальной задачи к однокритериальной было произведено путем введения «комплексного критерия K_0 ». Вид функции K_0 определяется тем, долей каждого критерия в комплексный критерий. В данном случае значение комплексного критерия определен из выражения:

$$\overline{K_0} = \alpha_1 \cdot \overline{K_{nj}} + \alpha_2 \cdot \overline{K_{эj}} = \alpha_1 \frac{K_{nj}}{K_{n\max}} + \alpha_2 \frac{K_{эj}}{K_{э\max}} \rightarrow \max, \quad (4.3)$$

где α_1 – доля критерия надёжности в составе комплексного критерия;

K_{nj} – значение критерия надёжности, отн. ед.;

α_2 – доля критерия экономичности в составе комплексного критерия;

$K_{эj}$ – значение критерия экономичности, отн. ед.;

j – варианты реконструкции ВЛЭП-110 кВ .

Рассмотрено три варианта:

1. Доли частных критериев равнозначны: $\alpha_1 = \alpha_2 = 0,5$.
2. Наиболее важный критерий экономичности: $\alpha_1 = 0,2$; $\alpha_2 = 0,8$.
3. Приоритетным считается критерий надёжности: $\alpha_1 = 0,8$; $\alpha_2 = 0,2$.

Из рисунка 4.2 следует, что при одинаковых вкладах частных критериев – оптимальным оказывается третий вариант реконструкции ВЛЭП-110 кВ (провод типа АССР, опоры типа ММО, длина пролёта 200 м, $T = 50$ лет, изоляторы ЛКП-110).

Для 2-й случая при важности экономического критерия оптимальным становится 3 вариант реконструкции ВЛЭП-110 кВ (провода АССР на опорах типа ММО при длине пролета 200 м, $T = 50$ лет, изоляторы типа ЛКП-110 кВ).

Диаграммы ранжирования комплексного критерия по вариантам реконструкции представлены на рисунке 4.2.

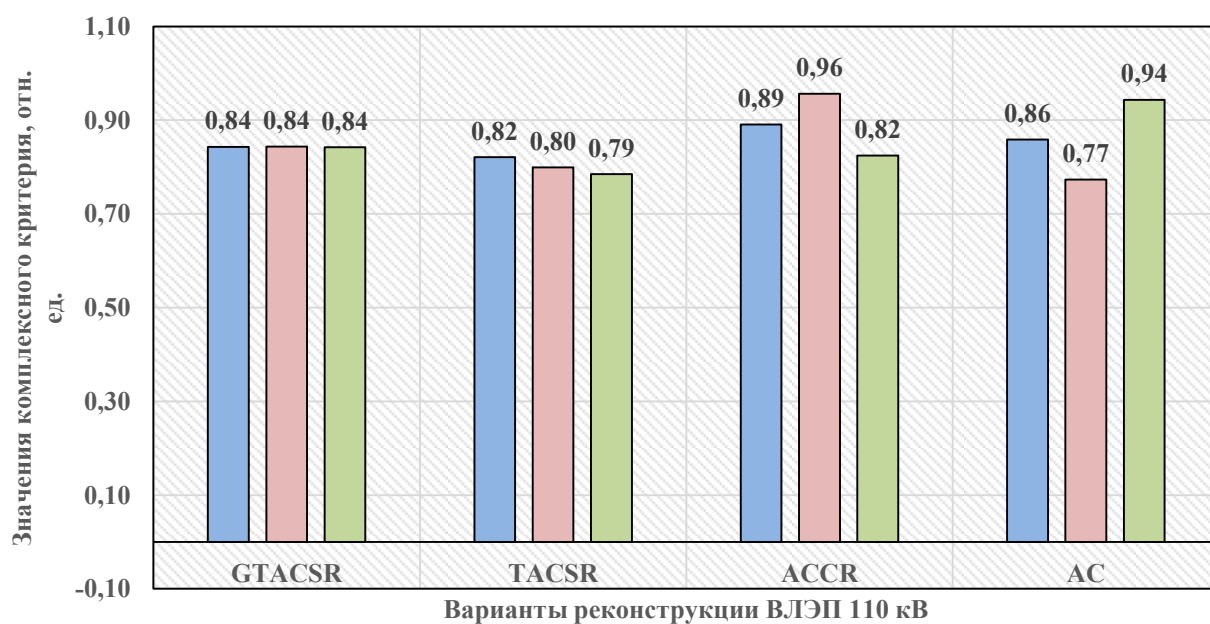


Рисунок 4.2 – Диаграмма ранжирования комплексного критерия по вариантам реконструкции ВЛЭП-110 кВ при вкладах частных критериев

Для 3-й случая при наиболее важном критерии надёжности предпочтение отдается четвертому варианту реконструкции ВЛЭП-110 кВ. Интересным получается с первым вариантом, в котором при разных весовых коэффициентах критериев экономичности и надёжности получается одинаковые значения комплексного критерия. Окончательный выбор варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата производится после технико-экономического сравнения.

4.4 Выбор оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата

Выбор оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата произведен методом аддитивной свертки и методом Парето по двум максимизированным критериям экономичности $K_э$ и надёжности $K_н$ на примере участка Л-ГЭС-24-ПС-Ленинабадская, протяжённостью 11,4 км напряжением 110 кВ. Исходные данные ВЛЭП-110 кВ и разработанные варианты реконструкции приняты согласно пункту 2.1.

Капитальные вложения – это денежные средства, которые необходимы для строительства и реконструкции элементов ВЛЭП. В состав капитальных затрат входят: затраты на изыскательные, проектные и подготовительные работы; стоимость основного и вспомогательного оборудования, стоимость монтажных и строительных работ, стоимости отчуждения земли и переустройства объектов. Для этого составляется сметная документация, определяется стоимость отдельных элементов и видов работ, затрат на строительство ВЛЭП.

Эффективность проекта реконструкции ВЛЭП-110 кВ характеризуют показателями, которые выявляют соотношение результатов от внедрения и затрат на проект [127, 128, 129, 130]. Для определения эффективности вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата применены следующие показатели эффективности: 1) чистый дисконтированный доход; 2) Индекс доходности; 3) Приведенные годовые затраты; 4) Рентабельность; 5) Эффект от внедрения проекта.

1. Определение чистого дисконтированного дохода. Величина чистой текущей стоимости (ЧДД, тыс. руб.) определяется из выражения:

$$ЧДД = \sum_{i=0}^{\tau} (B_{ij} - Z_{ij}) \cdot \alpha_i - K_{д}, \quad (4.1)$$

где B_{ij} – доходы, достигнутые на t -м шаге расчёта, тыс. руб.

Z_{ij} – затраты без капиталовложений, с учётом ущерба, тыс. руб.

T – продолжительность расчетного периода, лет;

$K_{д}$ – дисконтированные капиталовложения, тыс. руб.;

$\alpha_i = \frac{1}{(1+E)^i}$ – коэффициент дисконтирования;

E – норма дисконта, который равняется допустимой для инвестора норме дохода на капиталовложения в размере 10 %;

t – номер шага, принимается по годам начиная со времени внедрения проектов.

Капиталовложения на реконструкцию ВЛЭП-110 кВ по четырем вариантам представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Капиталовложения на реконструкцию ВЛЭП-110 кВ по вариантам

Показатель	Ед. изм.	I вариант	II вариант	III вариант	IV Вариант
Тип опоры	шт.	ММО	ММО	ММО	ММО
Габаритный пролет	М	200	200	200	20
Количество опор на 1 км ВЛ	шт.	10/0,5/9,5	10/0,5/9,5	10/0,5/9,5	10/0,5/9,5
Количество опор на 11,4 км ВЛ (всего/анкерные/промежуточные)	шт.	120/6/114	120/6/114	120/6/114	120/6/114
Цена промежуточной опоры ПС-35110 ПУ9	тыс. руб.	191,6	191,6	191,6	191,6
Цена анкерной опоры 2АС35/110П-1	тыс. руб.	308,4	308,4	308,4	308,4
Цена промежуточных опор на 1 км ВЛ	тыс. руб.	1821,20	1821,20	1821,20	1821,20
Цена анкерных опор на 1 км ВЛ	тыс. руб.	1849,7	1849,7	1849,7	1849,7
Цена опор на 1 км ВЛ – всего		3370,95	3370,95	3370,95	3370,95
Цена фундамента	тыс. руб.	51	51	51	51
Цена фундамента на 1 км	тыс. руб.	510	510	510	510
Цена изоляторов ЛКП-110 (на три фазы)	тыс. руб.	18,65	18,65	18,65	18,65
Цена изоляторов на 1 км ВЛ	тыс. руб.	186,6	186,6	186,6	186,6
Марка проводника		GTACSR	TACSR	ACCR	AC

Окончание таблицы 4.1

Цена проводника на 1 км ВЛ(на три фазы)	тыс. руб.	1012,48	606,47	2193,64	168,75
Цена грозотроса типа ТК 70 на 1 км ВЛ	тыс. руб.	42,6	42,6	42,6	42,6
Стоимость цепной арматуры	тыс. руб.	5,21	3,28	5,21	3,28
Строительно-монтажные работы	тыс. руб.	1006	964,88	1046,96	848,78
Капитальные вложения в 1 км с учетом СМР	тыс. руб.	6123,685	5674,679	7345,825	5120,855
Капитальные вложения на строительство 11,4 км линии	тыс. руб.	73484,22	68096,148	88149,9	61450,26
Потери мощности	кВт	127,99	138,37	215,64	143,57
Потери электроэнергии	кВт · ч	486,4	525,83	819,42	545,55
Ω	отказ/год	0,008	0,009	0,009	0,01
$t_{вост}$, Ч	Ч	192	192	192	148

Доход от передаваемой мощности через систему электроэнергетики определяется из выражения:

$$B_i = i \cdot W_i \cdot \varphi_i, \quad (4.2)$$

где i – индекс к стоимости объема передаваемой мощности (0,07–0,3);

W_i – объём передаваемой мощности по СЭС, кВт·ч/год;

φ_i – тариф на электрическую энергию, долл./кВт · ч.

Затраты Z_i помимо учёта капитальных затрат, за i -м годе расчёта, тыс. руб.

$$Z_i = I_{oi} + I_{\phi} + \Delta I_{oi}, \quad (4.3)$$

где I_{oi} – ежегодные отчисления на эксплуатационное обслуживание электрооборудования i -го года;

$$I_{oi} = k_{oi} \cdot K, \quad (4.4)$$

где k_{oi} – коэффициент, учитывающий эксплуатационное обслуживание электрической сети (принято 6 %);

K – сумма капиталовложений в строительство ВЛЭП, тыс. руб.;

I_{ϕ} – издержки, которые равны выплатам процентов (тыс. руб.);

ΔI_{oi} – стоимость потерь электроэнергии i -го года, тыс. руб.;

Величина дисконтированных затрат определяется из выражения (у.е.):

$$K_{disc} = \sum_{i=0}^T K_i \cdot \alpha_i, \quad (4.5)$$

где K_i – величина капиталовложения на i -м году, у.е.

Капитальные затраты для каждого варианта принимаются по укрупненным стоимостным показателям на 2014/2015 год:

$$K_i = C_{провод} + C_{изоляция} + C_{трос} + C_{опора} + C_{арм} + C_{с.м.р.} = \sum_{n=1}^m C_m \cdot i \sum_{q=1}^i q_i + C_{с.м.р.}, \quad (4.6)$$

где C_m – стоимость элементов ВЛЭП-110 кВ

m – количество наименований элементов ВЛЭП-110 кВ

q_i – число элементов ВЛЭП-110 кВ

$C_{смп}$ – стоимость строительно-монтажных работ.

Целесообразность внедрения проекта можно рассчитать исходя из условий:

- если ЧДД > 0 – проект будет принят;
- если ЧДД < 0 – проект не следует принимать;
- если ЧДД = 0 – проект не убыточен и не прибылен.

2. Индекс доходности (ИД) – мера оценки инвестиционного проекта, который определяется как частное деление суммы приведенных эффектов к величине капиталовложений. Индекс доходности определяется из выражения:

$$ИД = \frac{\sum_{i=0}^T (B_{ij} - Z_{ij}) \cdot \alpha}{K_d} . \quad (4.9)$$

Если ИД < 1 показывает, что доходность инвестиций считается рентабельной, в обратном случае нерентабельной, так как не обеспечивает норматив.

3. При сравнении трёх и более вариантов применяется метод приведённых годовых затрат. При этом принимается вариант с минимальными приведенными годовыми затратами [130, 131].

4. Рентабельность определяется из выражения, %

$$P = \frac{\Pi_{чт}}{\sum_{t=0}^T B_t} , \quad (4.8)$$

где $\Pi_{чт}$ – чистая прибыль от производственной деятельности, у.е./год.

5. Системный эффект оценивается уменьшением ущерба от количества аварий после внедрения проекта [109, 110]:

$$\mathcal{E}_i = \Delta U_{сист} + U_{потр} , \quad (4.9)$$

где $\Delta U_{сист}$ – уменьшение системного ущерба;

$\Delta U_{потр}$ – уменьшение ущерба от отказов линий электропередач.

Снижение системного ущерба определяется снижением параметров потока отказов от воздействия природных факторов при внедрении проекта по повышению надежности ВЛЭП-110 кВ:

$$\Delta U_{сист} = (\omega_1 - \omega_2) \cdot \frac{l_{ВЛ}}{100} \cdot Y_{ед} , \quad (4.10)$$

где ω_1 – параметр потока отказов от воздействия природных факторов на 100 км ВЛЭП-110 кВ;

ω_2 – параметр потока отказов от внедрения проекта который повышает надежность ВЛЭП-110 кВ;

$l_{ВЛ}$ – расчётная длина ВЛЭП-110 кВ, км;

$Y_{ед}$ – среднее значение капитальных вложений на восстановление повреждений, определяется из выражения:

$$Y_{ед} = K_{Л} \cdot l_{В}, \quad (4.11)$$

где $K_{Л}$ – капиталовложение на ВЛЭП-110 кВ;

$l_{В}$ – протяженность линий, восстановленных после отказа.

Снижение ущерба от ограничений потребления электрической энергии определяется из выражения:

$$\Delta Y_{нотр} = (\omega_1 - \omega_2) \frac{l_{ВЛ}}{100} \Delta W_{отк} \cdot y_{уд}, \quad (4.12)$$

где $\Delta W_{отк} = \alpha_{рез} \cdot P_{ср} \cdot t_{вост}$ – среднее значение недоотпуска электроэнергии для ВЛЭП-110 кВ на одно повреждение;

$\alpha_{рез}$ – коэффициент, который учитывает возможности резервирования электрической системы;

$P_{ср}$ – средняя активная мощность, транспортируемая по ВЛЭП-110 кВ;

$t_{вост}$ – среднее время восстановления участка, сут.;

$y_{уд}$ – удельный ущерб от недоотпуска электрической энергии, у.е./ (кВт · час)

[109].

В качестве исходных данных приняты такие параметры:

- норма доходности от среднего процента согласно кредитам банка ($E=0,01$);
- прогноз тарифов на передаваемую мощность с 2010 по 2020 г. (данные по ОАХК «Барки точик»).

Срок строительства ВЛЭП-110 кВ принят 3 года. Капитальные вложения распределяются на каждый год строительства: 1-й год – 20 %; 2-й год – 55 %; 3-й год – 25 %. Срок погашения кредита – 3 года с надбавкой 15 % в год. Основные стоимостные показатели приняты по ценам 2011 г.

Удельный ущерб от недоотпуска электрической энергии $y_{уд} = 3$ долл/кВт. час [110]. Время восстановления ВЛЭП-110 кВ протяженностью 11,4 км ВЛЭП-110 кВ $t_{вост} = 5$ сут x 24 ч; $\alpha_{рез} = 0,5$; $E = 10\%$, принимаем горизонт расчёта $T = 15$ лет. Район по скоростному напору ветра III, нормативное давление 450 Па. Результаты расчёта экономических показателей приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Экономические показатели вариантов реконструкции ВЛЭП-110 кВ

Показатель	Единица	Варианты			
		I	II	III	IV
ЧДД	млн. руб.	216,9	221,178	204,763	210,926
Приведенные годовые затраты	млн. руб. / год	13,728	10,415	16,533	11,668
Индекс доходности		4,93	5,52	4,09	4,43
Рентабельность	%	15,2	16,4	12,6	18,1
Системный эффект	млн. руб.	6,096	5,67	7,22	5,094

Из данного анализа следует, что ЧДД в рассмотренных вариантах положительная, индекс доходности больше единицы, все варианты являются экономически эффективными. По приведенным годовым затратам принимаем второй вариант реконструкции ВЛЭП-110 кВ, провода ТАСR-240.

Выводы

1. Для выбора оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата разработан алгоритм решения многокритериальной задачи. При этом оптимальный вариант устанавливается по критерию Вальда.

2. Разработан и предложен план мероприятий по повышению эксплуатационной надёжности согдийской энергосистемы, в котором рассмотрены 4 варианта реконструкции типа ВЛЭП-110 кВ.

3. Оценка экономической эффективности рассчитана по текущей стоимости по критерию приведенных годовых затрат, системному эффекту, индексу доходности и рентабельности. Предпочтительным оказался второй вариант (провод марки TACSR, опоры ММО, длина пролёта 200 м).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате анализа причин отказов ВЛЭП-110 кВ установлено, что более 79 % аварийных отключений воздушных линий обусловлены влиянием природно-климатических эксплуатационных воздействий, которые зависят от условий эксплуатации, качественного проведения планово-предупредительных ремонтов, а следовательно, квалификации технического персонала и др.

2. Установлено, что показатели надежности ВЛЭП-110 кВ значительно превышают нормативные значения. Приведенные уравнения множественной регрессии позволяют прогнозировать влияние отдельных факторов окружающей среды на отказ.

3. Для повышения надежности ВЛЭП-110 кВ разработаны критерии надежности с учётом влияния природных факторов, которые представляют собой комплексный показатель и характеризуют надежность на стадии проектирования, эксплуатации и учитывают физико-механическую прочность проводов.

4. На основе сравнения физико-механических свойств высокотемпературных композиционных проводов (GTACSR, TACSR, ACCR) разработан оптимальный вариант реконструкции ВЛЭП-110 кВ с повышенным уровнем надежности.

5. Для выбранных вариантов проводов рассчитаны стрела провеса в зависимости от температуры окружающей среды, скорости ветра. Тяжение проводов при воздействии скорости ветра и температуры окружающей среды. Результаты расчёта сопоставлены с традиционным проводом марки АС.

6. Для выбора оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резко континентального климата разработан алгоритм решения многокритериальной задачи. При этом оптимальный вариант устанавливается по критерию Вальда.

7. Оценка экономической эффективности рассчитана по чистой текущей стоимости, приведенным годовым затратам, системному эффекту, индексу доходности и рентабельности. Предпочтительным оказался второй вариант (провод марки TACSR, опоры ММО, длина пролёта 200 м).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев, Б. А. Повышение пропускной способности воздушных линий электропередачи и применение проводов новых марок [Текст] / Б. А. Алексеев // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2009. – № 3. – С. 45–50.
2. Астахов, Ю. Н. Линии электропередач. Монтажное управление № 1 «Сибэлектромонтаж» [Электронный ресурс] / Ю. Н. Астахов – Режим доступа: <http://www.nmu1.ru/articles/view/12/>.
3. Беллман, Р. Введение в теорию матриц [Электронный ресурс] / Р. Беллман. – Режим доступа: <http://www.ois.org.ua/spravka/mat/Bellman-Teoriya-matric.htm>.
4. Белозёрцев, В. Т. Некоторые направления разработок новых типов опор [Текст] / В.Т. Белозёрцев // Линии электропередачи 2008: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: Третья Рос. с международ. участием научно-практическая конф. – Новосибирск, 2008. – С. 105–112.
5. Белоусова, Т. С. Математика: теория вероятностей и математическая статистика / Т. С. Белоусов, Е. И. Троицкий. – Рязань: РИБиУ, 2006. – 226 с.
6. Биллингтон, Р. Оценка надежности электроэнергетических систем: пер. с англ. / Р. Биллингтон, Р. Аллан. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.: ил.
7. Бондаренко, А. П. Критерии надёжности / А. П. Бондаренко, В. Л. Герих // Электрические станции. – 2005. – № 6. – С. 11–13.
8. Бугрова, В. В. Система автоматического контроля повреждений воздушных линий электропередачи / В. В. Бугрова // Математические модели нелинейных возбуждений, переноса в консервированных средах: тез. докл. Междунар. науч. конф. – Тверь, 1996. – С. 106–112.
9. Бутакова, М. М. Экономическое прогнозирование: методы и приёмы практических расчетов: учебное пособие / М. М. Бутакова. – 2-е изд., испр. – М.: КНОРУС, 2008. – 168 с.

10. Вентцель, Е. С. Теория случайных процессов и её инженерные приложения / Е. С. Вентцель, Л. А. Овчаров. – М.: Наука. гл. ред. физ.-мат. лит., 1991. – 137 с.

11. Вентцель, Е.С. Исследование операций, задачи, принципы, методология [Текст] / Е. С. Вентцель. – М.: Наука, 1988. – 208 с.

12. Воздушные линии электропередачи: пер. докл. Междунар конф. по большим электрическим системам (СИГРЭ-76) [Текст] / Под. ред. В. В. Бургсдорфа. – М.: Энергия, 1978. – 120 с.

13. Воротницкий, В. Э. Оценка погрешностей расчёта переменных потерь электроэнергии в ВЛ из-за не учёта метеоусловий [текст] / В. Э. Воротницкий [и др.] // Электрические станции. – 2008. – № 10. – С.42–49.

14. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии [Текст] / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.

15. Глазунов, А. А. Основы механической части воздушных линий электропередачи. Работа и расчет проводов и тросов. Т. 1 [Текст] / А. А. Глазунов. – М.: Госэнергоиздат, 1956. – 274 с.

16. Глазунов, А. А. Основы механической части воздушных линий электропередачи. Работа и расчет проводов и тросов. Т. [Текст] / А. А. Глазунов. – М.: Госэнергоиздат, 1956. – 274 с.

17. Глазунов, Л. П. Основы теории надёжности автоматических систем управления: учебное пособие для вузов / Л. П. Глазунов, В. П. Грабовецкий, О. В. Щербаков. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 208 с.

18. Гмурман, В. Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике: учеб. пособие для вузов. – Изд. 5-е, стер. / В. Е. Гмурман. – М.: Высш. шк. 2000. – 400 с., ил.

19. Гмурман, В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика : учеб. пособие для вузов Изд. 7-е, стер. / В. Е. Гмурман. – М.: Высш. шк. 2000. – 479 с., ил.

20. ГОСТ 27751–88 (СТ СЭВ 384–87). Надёжность строительных конструкций и оснований. Основные положения по расчёту. – Утв. и введен в действие 25.03.88. №48 с изменениями от 25.12.1993. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [www/vashdom.ru/dost/27751–88/](http://www.vashdom.ru/dost/27751–88/).

21. ГОСТ Р 53480–2009. Надёжность в технике. Термины и определения. – М.: Стандартиформ, 2011. – 32 с.

22. Гук, Ю. Б. Теория и расчет надёжности систем электроснабжения / Ю. Б. Гук, Н. А. Казак, А. В. Мясников. – М.: Энергия, 1970. – 235 с.

23. Гунгер, Ю. Р. Опыт применения типовых опор компании ЭЛСИ с учетом требований ПУЭ–7 / Ю. Р. Гунгер, Ю. А. Лавров, А.А. Зевин // Сборник докладов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru>.

24. Гусева, Н. В. Анализ применения интегральных критериев экономической эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетику [Текст] / Н. В. Гусева, Н. Ю. Шевченко, Ю. В. Лебедева // Инновационные технологии в обучении и производстве: материалы конф. Волгоград 15–16 декабря 2009. Т. 2; ВолгГТУ. – Волгоград, 2009. – С. 45–46.

25. Данные службы надёжности и техники безопасности Согдийских электрических сетей, ОАХК «Барки точик».

26. Диллон, Б. Инженерные методы обеспечения надёжности / Б. Диллон, Ч. Сингх. – М.: Мир, 1984. – 318 с.

27. Доронина, О.И. Разработка методики оценки надёжности в интеллектуальных электроэнергетических системах [Электронный ресурс] / О. И. Доронина // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 6. – режим доступа: <http://www.science–education.ru/106–7737>.

28. Дьяков, А. Ф. Проблемы надёжности и безопасности энергосбережения в условиях либерализации и дерегулирования в электроэнергетике [текст] / А. Ф. Дьяков // Энергетик. – 2005. – № 8. – С. 2–9.

29. Ежков, В. В. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: учеб. пособие для электроэнерг. спец. / В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев; под. ред. В. А. Строева. – М.: Высш. шк, 1999. – 352 с.

30. Ерошенко, Е. П. Решение инженерных задач в условиях неопределенности: учеб. пособие [Текст] / Е. П. Ерошенко, Ю. И. Березнев. – Саратов: ФГОУ ВПО «Саратовский ГАУ», 2004. – 160 с.

31. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии в электрических сетях, зависящие от погодных условий / Ю. С. Железко и [др.] // Электрические станции. – 2004. – № 11. – С. 42–48.

32. Заде, Л. А. Основы нового подхода к анализу сложных систем и процессов принятия решений [Текст] / Л. А. Заде // Математика сегодня: пер. с англ. – М.: Знание, 1974. – С. 5–49.

33. Зевин, А. А. Разработка и опыт эксплуатации высокотехнологичных опор для ВЛ 35–220 кВ при их строительстве в сложных геолого-климатических условиях [Текст] / А. А. Зевин, Ю. Р. Гунгер, Ю. А. Лавров, А. С. Лукин, И. В. Симонов // Линии электропередачи 2008: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: Третья Рос. с междунар. участием науч.-практ. конф. – Новосибирск, 2008. – С. 113–119.

34. Зевин, А. А. Выбор исходного режима при механических расчетах проводов ВЛ [Текст] / А. А. Зевин // Электрические станции. – 2009. – № 7. – С. 42–43.

35. Казаков, С. Е. ОАО «Опытный завод «Гидромонтаж». Металлические многогранные опоры для распределительных электрических сетей и сетей ЕНЭС [Текст] [Электронный ресурс] // Энергетика и промышленность России. – 2006. № 4(68), апрель. – Режим доступа: <http://www.eprussia.ru/epr/68/4581.htm>.

36. Калявин, В. Л. Надежность и диагностика электроустановок: учебн. пособие / В. Л. Калявин, Л. М. Рыбаков. – Йошкар-Ола: Мар. гос. ун-т, 2000. – 348 с.

37. Князев, В. В. Основные направления повышения надежности электроснабжения потребителей в сельской местности. ОАО «РОСЭП», г. Москва [Электронный ресурс] / В. В. Князев. – Режим доступа: <http://agroportal.su/?p=37>.

38. Ковалев, Г. Ф. Нормирование надежности в ЭЭС./ Г. Ф. Ковалев, В. Д. Шлимович // Надежность электроэнергетических систем. Ч. 2. Материалы

первого рос.-герман. семинара. Плес / (Россия, 6–11 сентября 1993 г.). – Аахен (ФРГ): Изд. Августинус, 1993. – С. 108–114.

39. Козлов, Б. А. Краткий справочник по расчёту надёжности радиоэлектронной аппаратуры / Б. А. Козлов, И. А. Ушаков. – М.: Сов. радио, 1966. – 432 с.

40. Конюхова, Е. А. Надёжность электроснабжения промышленных предприятий / Е. А. Конюхова, Э. А. Киреева. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 92 с.

41. Крюков, К. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи [Текст] / К. П. Крюков, Б. П. Новгородцев. – Л.: Энергия, 1979. – 312 с.

42. Кучеров, Ю.Н. Анализ условий обеспечения надёжности электроснабжения при реформировании отрасли [текст] / Ю. Н. Кучеров // Энергетик. – 2005. – № 4. – С. 21–25.

43. Лавров, Ю. А. Системный подход к проектированию воздушных и кабельных линий электропередачи среднего и высокого напряжения [Текст] / Ю. А. Лавров // Линии электропередачи 2008: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: Третья Рос. с междунар. участием науч.-практ. конф. – Новосибирск, 2008. – С. 17–27.

44. Левин, М. С. Методы теории решений в задачах оптимизации систем электроснабжения [Текст] / М. С. Левин, Т. Б. Лещинская; под ред. И.А. Будзко. – М.: ВИПКЭнерго, 1989. – 130 с.

45. Левин, М.С. Программный комплекс сетевого имитационного моделирования и анализа (ПРОКСИМА) / М. С. Левин, Т. Б. Лещинская, А. Р. Славин; под ред. И.А. Будзко. – М.: ВИПКЭнерго, 1989. – 130 с.

46. Левченко, И. И. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах: учеб. пособие [Текст] / И. И. Левченко и [др.]. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 448 с.

47. Левченко, И. И. Нагрузочная способность и мониторинг воздушных линий электропередачи в экстремальных погодных условиях / И. И. Левченко, Е. И. Сацук // Электричество. – 2008. – № 4. – С. 2–8.

48. Линии электропередачи на стальных многогранных опорах [Текст] / Н. Г. Линт и [др.] // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2007. – № 5. – С. 12–17.

49. Линт, Н.Г. Экономика строительства линий электропередачи на стальных многогранных опорах [Текст] / Н. Г. Линт и [др.] // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2007. – № 6. – С. 47–53.

50. Лыжко, В. М. Выбор средств повышения надежности сельских электрических сетей в условиях неопределенности [Текст]: автореф. дис. канд. техн. наук / В. М. Лыжко. – М.: МИИСП им. В.П. Горячкина, 1988. – 22 с.

51. Малкин, П.А. Об обеспечении надёжности в электроэнергетике / П.А. Малкин, А. Ю. Шлайфштейн // Электрические станции. – 2010. – № 6. – С. 2–7.

52. Металлические многогранные опоры ВЛ. Электронный ресурс ЗАО «Тульская Электростроительная Компания» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.test.ru/pid=228act=cad>.

53. Многокритериальная оптимизация: математические аспекты / Б. А. Березовский [и др.]. – М.: Наука, 1989. – 100 с.

54. Никифоров, Е. П. Повышение надёжности ВЛ при воздействии атмосферных нагрузок / Е. П. Никифоров // Электрические станции. – 2004. – № 2. – С. 37–42.

55. Никифоров, Е. П. Предельно допустимые токовые нагрузки на провода действующих ВЛ с учетом нагрева проводов солнечной радиацией [Текст] / Е. П. Никифоров // Электрические станции. – 2006. – № 7. – С. 56.

56. О методах решения многокритериальных оптимизационных задач электроэнергетики с неопределенными величинами [Текст] / В. А. Веников [и др.] // Электричество. – 1987. – № 2. – С. 1–10.

57. Об энергетике [Текст]: Закон Республики Таджикистан от 22 июня 2013 г. № 998 // Собрание законодательства. – 2013. – № 2. – Ст. 2.

58. Пантелеев, В. И. Оптимизация выполнения ремонтов и технического обслуживания воздушных линий с использованием анализа Парето [Текст] / В. И. Пантелеев, А. Г. Степанов // Электрические станции. – 2009. – № 10. – С. 39–42.

59. Полный архив информации о прогнозе погоды [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.meteo.tj/index.php?category=2&materials=47&lang=rus>
<http://www.meteo.tj/index.php?category=2&materials=47&lang=rus>.

60. Половко, А. М. Основы теории надежности / А. М. Половко, С. В. Гуров. – 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: БХВ-Петербург, 2006. – 704 с.

61. Правила устройства электроустановок России [Текст]. – 6-е изд. – М.: Главгосэнергонадзор, 1998. – 648 с.

62. Производство изоляторов. ООО «Энерготрансизолятор» [Текст] [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energoti.opt.ru/shop/1438586/html>.

63. Разработка новых конструкций опор ВЛ из гнутых металлических профилей нетрадиционных форм [Текст] / Ю. Р. Гунгер [и др.] // Электрические станции. – 2003. – № 3. – С. 48–50.

64. РосЭнергоРесурс. Воздушные линии электропередач. Высоковольтное оборудование. Все для ЛЭП. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.autoenter.ru/catalog/rensk.ru.html>.

65. Рошин, А. В. Новые технологии в строительстве ЛЭП и научно-технический прогресс при использовании новых материалов, конструкций и элементов ЛЭП [Текст] / А. В. Рошин, О. В. Семенко, А. В. Чумак // Линии электропередачи 2008: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: Третья Рос. с междунар. участием науч.-прак. конф. – Новосибирск, 2008. – С. 120–130.

66. Руденко, Н. Ю. Надежность систем энергетики / Н. Ю. Руденко, И. А. Ушаков. – Иркутск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. – 323 с.

67. Руденко, Ю. Н. Надёжность систем энергетики / Ю. Н. Руденко, И. А. Ушаков –2-е изд. перераб. и доп. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. – 328 с.
68. Саати, Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Т. Саати. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.twirpx.com/file/26182/>.
69. Савоськин Н. Е. Надёжность электрических систем: учеб. пособие. – Пенза: Изд-во Пенз. гос. Ун-та, 2007. – 101 с.
70. Садуллаев, Н. Н. Оценка эффективности системы электроснабжения предприятия по техническим показателям [Текст] / Н. Н. Садуллаев // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2009. – № 9. – С. 27–30.
71. Синьчугов, Ф. И. Надёжность электрических сетей энергосистем / Ф. И. Синьчугов. – М.: ЭНАС, 1998. – 185 с.
72. Складчиков, А. А. Анализ аварийности электрооборудования подстанций и линий электропередачи в электрических сетях напряжением 6–500 кВ / А. А. Складчиков, А. Ю. Хренников, В. Г. Гольштейн // Энергетика: экология, надёжность, безопасность: материалы докл. XVI Всерос. науч.-техн. конф. / (город Томск 26-2 мая 2010 г.) Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – С.143–146.
73. Скопинцев, В. А. Оценка надёжности работы электрической сети (трактат) / В. А. Скопинцев, В. И. Чемоданов, М. И. Чичинский; Научно-методический центр по надёжности электроэнергетических систем (НМЦ НЭС) // М.: ЭНАС, 2004. – 40 с.
74. Смеркович, Г. Энергетики ждут новых технологий [Текст] / Г. Смеркович // Парламентская газета. – 2008. – № 006–7(2258–9).
75. Смольников, О. Л. Алюминиевый композитный усиленный провод [Текст] / О. Л. Смольников // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2007. – № 5. – С. 28–30.
76. Справочник по проектированию электрических сетей / под. ред. Д. Л. Файбисовича. – 2-е изд. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2007. – 352 с.

77. Таджикистан. Ситуационный анализ социально-экономического развития Республики Таджикистан в условиях изменения климата / [Электронный ресурс] – режим доступа: www.ppcr.tj/IPru/Phase1/.../rus_capacity_building_whole_report_with_annexes.pdf

78. Тарасов, А. Г. Перспективы применения низковольтных сталеалюминиевых опор воздушных линий электропередачи [Текст] / А. Г. Тарасов, А. В. Харитин // Линии электропередачи 2008: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: Третья Рос. с междунар. участием науч.-практ. конф. – Новосибирск, 2008. – С. 270–273.

79. Тошходжаева, М. И. Анализ влияния климатических факторов на надёжность линий электропередач напряжением 35-220 кВ энергосистемы Согдийской области / М. И. Тошходжаева, М. С. Джалолов, Ф. М. Разоков // Вода для жизни: материалы Междунар. науч.-практ. конф. (г. Чкалов, 24 апреля 2015 г.). – г. Чкаловск : 2015. – С. 155–161.

80. Тошходжаева, М. И. Анализ надёжности ЛЭП-110 кВ Согдийских электрических сетей / М.И. Тошходжаева // Региональная энергетика и электротехника: проблемы и решения: сб. науч. тр. Вып. 11. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2015. – С. 66–70.

81. Тошходжаева, М. И. Анализ повреждений воздушных линий электропередач 35-220 кВ на примере Согдийской электрической сети / М. И. Тошходжаева // Вестник Чувашского университета. Технические науки. – 2016. – № 1. – С. 105–111.

82. Тошходжаева, М. И. Анализ состояния надёжности воздушных линий электропередач напряжением 35-220 кВ Согдийских электрических сетей Республики Таджикистан / М.И. Тошходжаева // Труды Академии электротехнических наук Чувашской Республики: (Материалы XII Республ. науч.-техн. конф. молодых специалистов (г. Чебоксары, 2015)). – Чебоксары, 2015. – С. 6–9.

83. Тошходжаева, М. И. Влияние природных факторов на элементы воздушных линий электропередач напряжением 110 кВ (на примере Согдийской

области) / М. И. Тошходжаева, А. А. Ходжиев // Региональная энергетика и электротехника: проблемы и решения: сб. науч. тр. Вып. XII. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2017. – С. 100–104.

84. Тошходжаева, М. И. Влияние солнечной радиации на надёжность воздушных ЛЭП напряжением 110 кВ (на примере Согдийских электрических сетей РТ) / М. И. Тошходжаева, В. А. Щедрин // Вестник ПИТТУ имени академика М. Осими. Научно-технический журнал. – 2016. – № 1(1). – С. 97–100.

85. Тошходжаева, М. И. Надёжность систем электроснабжения как экономический показатель / М. И. Тошходжаева // Новое слово в науке: перспективы развития: Сб. материалов VI Междунар. научно-практ. конф. (г. Чебоксары, 20 ноября 2015 г.). – Чебоксары: ЦНС «Интерактив Плюс», 2015. – № 4(6). – С. 176–178.

86. Тошходжаева, М. И. Обеспечение надёжности ВЛЭП-110 кВ с учётом природных факторов / М. И. Тошходжаева // Перспективы развития науки и образования: Материалы VIII Междунар. науч-практ. конф., посв. 25-летию государственной независимости Республики Таджикистан (г. Душанбе, 3–4 ноября 2016 г.). – Душанбе 2016. – С. 114–116.

87. Тошходжаева, М. И. Оценка влияния климатических факторов на функционирование ВЛЭП-110 кВ (на примере Согдийской области) / М. И. Тошходжаева, В. А. Щедрин // Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энерго-эффективности: материалы I Междунар. научно-техн. конф. (г. Чебоксары, 2017 г.). – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2017. – С. 252–257.

88. Тошходжаева, М. И. Повышение надёжности ВЛЭП-110 кВ на стадии проектирования и эксплуатации / М. И. Тошходжаева, О. С. Рахимов, А. А. Ходжиев // Электрообрудование: эксплуатация и ремонт. – 2017. – № 3. – С. 47–49.

89. Тошходжаева, М. И. Повышение надёжности системы электроснабжения как фактор устойчивого обеспечения народного хозяйства электроэнергией (на

примере г. Худжанда РТ) / М. И. Тошходжаева // Вестник ТГУПБП. Серия общественных наук. – 2015. – № 3(3). – С. 71–77.

90. Тошходжаева, М. И. Показатели надёжности ВЛЭП-110 кВ Согдийской энергосистемы / М. И. Тошходжаева, О. С. Рахимов, А. А. Ходжиев // Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий: Сб. науч. тр. III Междунар. (IV всерос.) научно-практ. конф. (г. Уфа, 26-27 апреля 2017 г.). – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 190–192.

91. Тошходжаева, М. И. Применение высокотемпературных композиционных проводов в условиях резко континентального климата / М. И. Тошходжаева // Вестник ПИГТУ имени академика М. Осими. Научно-технический журнал. – 2017. – № 1(2). – С. 30–35.

92. Тошходжаева, М. И. Применение высокотемпературных проводов в условиях резко континентального климата / М. И. Тошходжаева, А. А. Ходжиев // Электроэнергетика, гидроэнергетика, надёжность и безопасность: Материалы Республ. науч.-практ. конф. (г. Душанбе, 24 декабря 2016 г.). – Душанбе: «Промэкспо», 2016. – С. 150–154.

93. Тошходжаева, М. И. Сравнительный анализ механических свойств традиционных и высокотемпературных проводов ВЛЭП-110 кВ / М. И. Тошходжаева // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2017. – № 3. – С. 169–175.

94. Тошходжаева, М. И. Факторы, влияющие на надёжность воздушных линий электропередач в условиях высокогорья / М. И. Тошходжаева, О. С. Рахимов // Повышение надёжности и энергоэффективности электротехнических систем и комплексов: Межвузов. сб. науч. тр. (с междунар. участием). – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 558–561.

95. Тошходжаева, М. И. Перспективы применения композиционных проводов в условиях резко континентального климата / М.И. Тошходжаева, А.А. Ходжиев // Международный технико-экономический журнал. – 2018. – № 1. – С. 91–97.

96. Тошходжаева, М.И. Влияние климатических факторов на надёжность линий электропередач напряжением 35-220 кВ Согдийской энергосистемы /

М.И. Тошходжаева, А.А. Ходжиев // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике (ИТЭЭ-2018): Материалы XI Всерос. науч.-техн. конф. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2018. – С. 361–366.

97. Трухаев, Т. Р. Модели принятия решений в условиях неопределенности [Текст] / Т. Р. Трухаев. – М.: Наука, 1981. – 258 с.

98. Фокин, Ю. А. Надежность и эффективность сетей электрических систем / Ю. А. Фокин. – М.: Высш. шк., 1989. – 151 с.

99. Фокин, Ю. А. Расчет надежности систем электроснабжения/ Ю. А. Фокин, А. М. Харченко // Электричество. – 1982. – № 8. – С. 5–10.

100. Фокин, Ю. А. Структурный анализ и методы оценки надежности сложных схем электроснабжения / Ю. А. Фокин // Электричество. – 1973. – Т. 4973. – С. 1–24.

101. Фокин, Ю. А. Оценка надёжности систем электроснабжения / Ю. А. Фокин, В. А. Туфанов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 224 с.

102. Шилин, А. Н. Интеллектуальные электрические сети: проблемы и решения / А. Н. Шилин, А. А. Шилин // Известия ВолгГТУ. Сер. Процессы преобразования энергии и энергетические установки. – 2011. – № 8. – Вып. 3. – С. 84–88.

103. Эндерни, Дж. Моделирование при расчётах надежности в электроэнергетических системах: пер. с англ./ под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

104. Ягер, Р. Р. Множества уровня для оценки принадлежности нечетких подмножеств [Текст] / Р. Р. Ягер // Нечеткие множества и теория возможностей. Последние достижения: пер. с англ.; под ред. Р. Р. Ягера. – М.: Радио и связь, 1986. – С. 71–78.

105. Aijaz, A. et al. Metal–Organic Framework–Immobilized Polyhedral Metal Nanocrystals: Reduction at Solid–Gas Interface, Metal Segregation, Core–Shell Structure, and High Catalytic Activity/ A. Aijaz et al. // Journal of the American Chemical Society. – 2013. – V. 135. – No. 44. – С. 16356–16359.

106. Amin, M. The electric power grid: Today and tomorrow / M. Amin, J. Stringer //MRS bulletin. – 2008. – V. 33. – No. 04. – C. 399–407.

107. Athas, W. C. et al. Low-power digital systems based on adiabatic-switching principles / W. C. Athas et al. //IEEE Transactions on Very Large Scale Integration (VLSI) Systems. – 1994. – V. 2. – No. 4. – P. 398–407.

108. Barker, P. P. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems / P. P. Barker, R. W. De Mello //Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE. – IEEE, 2000. – V. 3. – P. 1645–1656.

109. Benini, L. A survey of design techniques for system-level dynamic power management / L. Benini, A. Bogliolo, G. De Micheli // IEEE transactions on very large scale integration (VLSI) systems. – 2000. – V. 8. – No. 3. – P. 299–316.

110. Chowdhury A. Power distribution system reliability: practical methods and applications / A. Chowdhury, D. Koval / New York. – 2000. – V. 48. – John Wiley & Sons – P. 340.

111. Feher, F. J. Polyhedral oligo metal silsesquioxanes (POMSS) as models for silica-supported transition-metal catalysts. Synthesis and characterization of (C₅Me₅)Zr [(Si₇O₁₂)(c-C₆H₁₁)₇] / F. J. Feher // Journal of the American Chemical Society. – 1986. – V. 108. – No. 13. – P. 3850–3852.

112. Fenrick, S. A. Cost and reliability comparisons of underground and overhead power lines / S. A. Fenrick, L. Getachew // Utilities Policy. – 2012. – V. 20. – No. 1. – P. 31–37.

113. Fournier, M. et al. Polyoxometallates as models for oxide catalysts: Part I. An UV-visible reflectance study of polyoxomolybdates: Influence of polyhedra arrangement on the electronic transitions and comparison with supported molybdenum catalysts / M. Fournier et al. //Journal of Catalysis. – 1989. – V. 119. – No. 2. – P. 400–414.

114. Gönen, T. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design / T. Gönen // Berlin: CRC Press, 2014. – P. 230.

115. Gregorio, P. Design, control, and energetics of an electrically actuated legged robot / P. Gregorio, M. Ahmadi, M. Buehler // IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B (Cybernetics). – 1997. – V. 27. – No. 4. – P. 626–634.

116. Gunst R. F. Regression analysis and its application: a data-oriented approach / R. F. Gunst, R. L. Mason. – CRC Press. – 1980. – P. 34.

117. Henkel, J. A low power hardware/software partitioning approach for core-based embedded systems / J. Henkel // Proceedings of the 36th annual ACM/IEEE Design Automation Conference. – Berlin: ACM, 1999. – P. 122–127.

118. Kiessling, F. et al. Overhead power lines: planning, design, construction / F. Kiessling et al. – Springer. – 2014. – P. 321.

119. Kroll, M. E. et al. Childhood cancer and magnetic fields from high-voltage power lines in England and Wales: a case-control study / M. E. Kroll et al. // British Journal of Cancer. – 2010. – V. 103. – No. 7. – P. 1122.

120. Lakervi, E. Electricity distribution network design / E. Lakervi, E. J. Holmes. – IET, 1995. – No. 21. – P.130–142.

121. Li, W. et al. Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods. / W. Li et al. – Springer Science & Business Media. – 2013. – P. 540.

122. Matsuoka, R. et al. Assessment of basic contamination withstand voltage characteristics of polymer insulators / R. Matsuoka // IEEE transactions on power delivery. – 1996. – V. 11. – No. 4. – P. 1895–1900.

123. Meschter, P. J. Silicide-matrix materials for high-temperature applications / P. J. Meschter, D. S. Schwartz // JOM Journal of the Minerals, Metals and Materials Society. – 1989. – V. 41. – No. 11. – P. 52–55.

124. Meunier, M. Molecular modeling of electron trapping in polymer insulators / M. Meunier, N. Quirke // The Journal of Chemical Physics. – 2000. – V. 113. – No. 1. – P. 369–376.

125. Montgomery, D. C. Introduction to linear regression analysis / D. C. Montgomery, E. A. Peck, G. G. Vining // California. – John Wiley & Sons, 2012. – V. 821. – P. 130.

126. Planeix, J. M. et al. Application of carbon nanotubes as supports in heterogeneous catalysis / J. M. Planeix et al. // Journal of the American Chemical Society. – 1994. – V. 116. – No. 17. – P. 7935–7936.

127. Reddy, T. A. Applied data analysis and modeling for energy engineers and scientists / T. A. Reddy – Springer Science & Business Media. – 2011. – P. 320.

128. Saltelli, A. Sensitivity analysis of model output: an investigation of new techniques/ A. Saltelli, T. H. Andres, T. Homma //Computational statistics & data analysis. – 1993. – V. 15. – No. 2. – P. 211–238.

129. Schlichting, J. Molybdenum disilicide as a component of modern high-temperature composites / J. Schlichting // High Temperatures–High Pressures. – 1978. – V. 10. – No. 3. – P. 241–269.

130. Tuinema, B. W. et al. Reliability of Transmission Links Consisting of Overhead Lines and Underground Cables / B. W. Tuinema et al. // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2016. – V. 31. – No. 3. – P. 1251–1260.

131. Yang, P. Nanostructured high-temperature superconductors: Creation of strong-pinning columnar defects in nanorod superconductor composites / P. Yang, C. M. Lieber // Journal of materials research. – 1997. – V. 12. – No. 11. – P. 2981–2996.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Характеристика ВЛЭП-110 кВ Согдийской энергосистемы

№ п/п	Наименование линии	Год ввода в эксплуатацию	Число опор	Длина линий, км	В том числе				
					Одноцепные линии, км		Двухцепные линии, км		
					Стальные опоры	ж/б опоры	Стальные опоры	ж/б опоры	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	ГЭС-24-ПС Ленинабадская								
	Отпайки	1959	55	11,4			11,4		
	Л-Ковровая	1985	3	0,27					
	Л-Юб-1,2	1983	13	1,8			0,27		
	Л-Г-1	1978	34	7,22	0,26		1,8		
								6,96	
			1958	9	1,8	1,8			
3	ПС Узловая	1947							
	ПС-Ходжент	1976	188	43,9			32,4	11,5	
	Отпайка								
	Мехнат	1982	1	0,1				0,1	
4	ПС Ходжент	1949							
	ПС-Таджикская	1985	232	38,8	28,3		2,9	7,6	
5	ПС Ленинабадская	1949							
	ПС Заречная	1971	41	7,32	6,79		0,53		
	отпайки								
	Сумчак	1986	3	0,6		0,6			
	Л-Насосная-1	1980	20	3,27				3,27	
6	ПС-Ходжент	1948							
	ПС ленинабадская	1984	114	23,5			16	7,5	
	отпайки								
	Западная	1992	10	0,78			0,78		

	Авиценна	1986	23	4,1			2	2,1
	Новая	1967	36	6,7				6,7
7	ПС-Ходжент	1949						
	ПС Заречная	1949	64	13,5	2,5		3,3	7,7
8	ГЭС-24 ХБ	1959	82	19,55			19,55	
	Отпайка							
	Советабад 1,2	1970	31	5,77			2,6	3,17
9	ПС ХБ							
	ПС Канибадам	1959	184	47,5			47,5	
	Отпайка							
	Махрам-1,2	1974	12	3,2			3,2	
10	ПС Канибадам							
	ПС Булак	1979	236	46,25	11,9	27,22	4,6	3,53
11	ПС Канибадам	1956						
	ПС Булак	1979	203	43,7		27,4		16,3
	Отпайка							
	Хлопзавод	1975	36	6,8				6,8
12	ПС Булак	1966						
	ПС Джарбулак	1979	137	25,65		25,65		
	Отпайки							
	Етти теппа	1988	22	3,7		3,7		
	Коллекторная	1982	3	0,6		0,6		
13	ПС Булак ПС АНС-1	1978	38	6,93			3,5	3,43
14	ПС Даргот							
	ПС Адрасман	1977	225	50,1	23	16,11	3,9	7,09
15	ПС Джарбулак							
	ПС Аджкар	1981	67	13,8		13,8		
16	ПС Канибадам							
	ПС Хлопзавод	1981	74	14,1		7,3		6,8
17	ПС Ашт ПС Булак	1982	17	2,9			1,7	1,2
18	ПС Ашт							
	ПС Насосная	1986	34	4,7				4,7

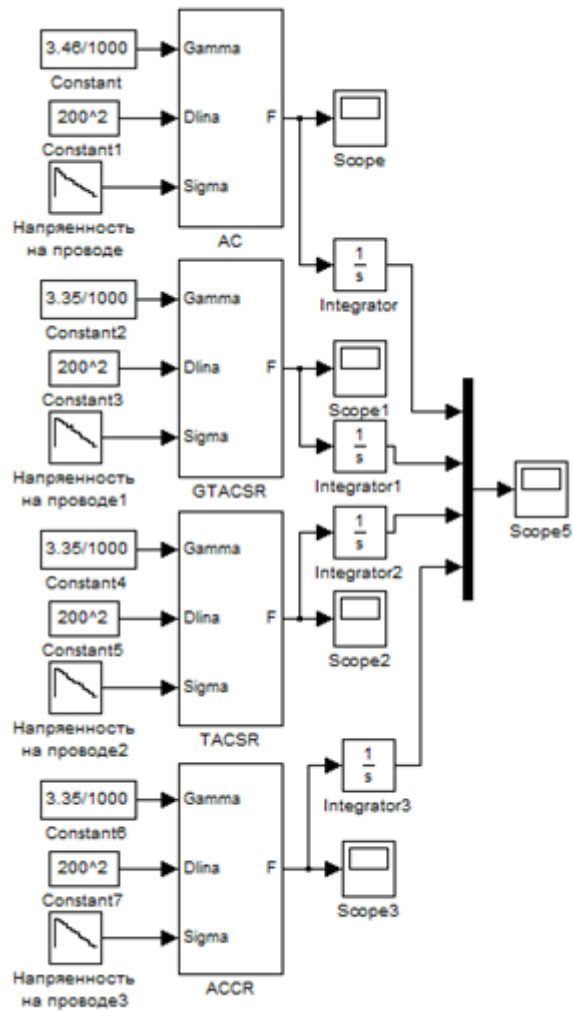
19	ПС Ашт ПС Акджар	1992	187	46,7		46,7		
20	ПС Канибадам							
	ПС Булак	2008	9	1,53	0,61	0,92		
21	ПС ДНС-1							
	ПС-ДНС-2	1983		6,48			2,59	3,89
22	ПС ДНС-2							
	ПС ДНС-3	1983		1,99			0,8	1,19
23	ПС Металлозавод	1974		10,4	4,16	6,24		
24	ПС Насосная							
	ПС Дилварзин-1	1959		19	7,6	11,4		
25	Отпайка ПС Янтак-1	1961		5,18	2,08	3,1		
26	Отпайка Янтак-1	1977		5,4	2,15	3,25		
27	ПС Бустон							
	ПС Янтак-1	2010	78	12,46	3,5	8,96		
28	ПС Бустон							
	ПС Дилварзин-3	2010	2	0,23				0,23
29	ЛХТ отпайки Заря							
	ПС Ходжент							
	ПС Таджикская	2013	25	4,9	3,8	1,1		
	Всего			575,58	98,45	204,05	161,32	111,76

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

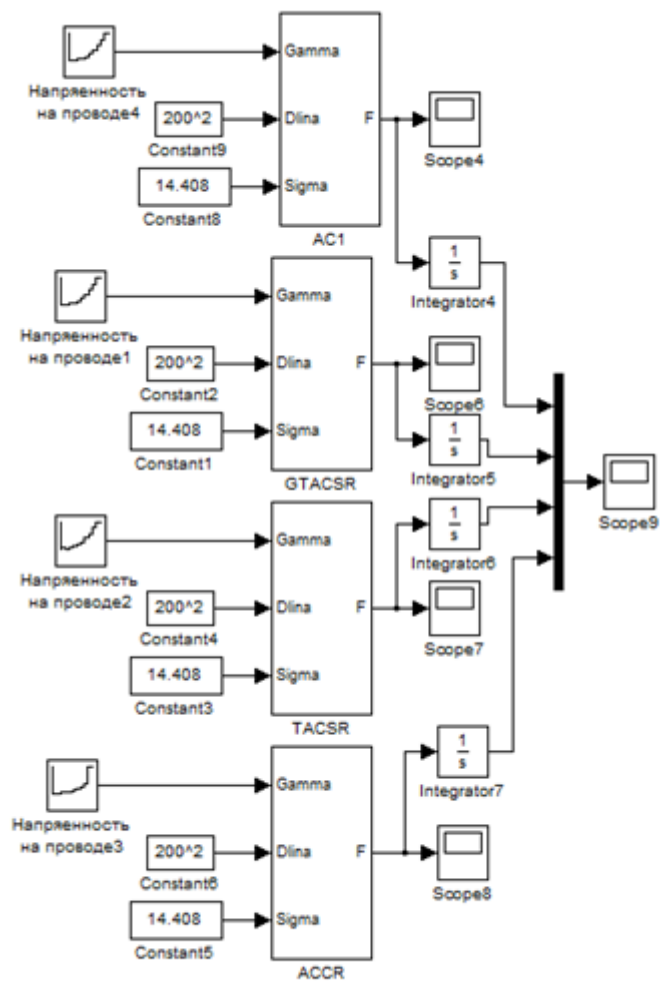
Сведения об изменении природных и эксплуатационных факторов
за отчётный период

Год	Квартал	Количество технологических нарушений	Изменение скорости ветра, м/с	Температура окружающей среды, °С	Токовая нагрузка на линии, кА	Количества осадков, мм	Изменение стрелы провеса, см	Число отключений при грозе
2012	I	6	11,32	4,76	9,3216	60,06	1,512	1
	II	2	14,2	4,34	8,9332	49,98	1,44	2
	III	2	7,32	7,98	9,3216	55,02	1,428	0
	IV	4	7	18,06	7,3796	54,04	1,368	0
2013	I	5	6	20,86	5,4376	40,04	1,32	1
	II	1	4	26,32	4,6608	9,94	1,152	2
	III	1	4	29,12	5,0492	9,94	1,188	0
	IV	5	3,8	25,62	7,768	14,98	1,344	0
2014	I	3	4,32	24,5	8,1564	40,04	1,368	3
	II	1	8,2	9,66	8,5448	49,98	1,38	2
	III	1	10,12	8,96	9,3216	60,06	1,452	0
	IV	6	14	6,72	8,9332	35	1,476	0
2015	I	3	12,6	5,32	8,9332	60,06	1,5	0
	II	4	10,6	5,88	9,3216	60,06	1,452	2
	III	2	9,6	9,94	7,768	99,96	1,44	0
	IV	2	6,4	16,24	5,826	75,04	1,38	0
2016	I	1	5,32	18,76	4,6608	20,02	1,344	1
	II	2	4,2	25,48	5,4376	9,94	1,14	2
	III	0	3,6	26,46	7,768	14,98	1,164	0
	IV	4	4,2	26,32	8,1564	14,98	1,356	0
2017	I	6	5,6	20,86	8,1564	20,02	1,38	2
	II	1	7,8	17,36	8,9332	29,96	1,404	3
	III	2	0,6	7,42	8,9332	40,04	1,464	0
	IV	5	13	6,72	9,3216	60,06	1,524	0

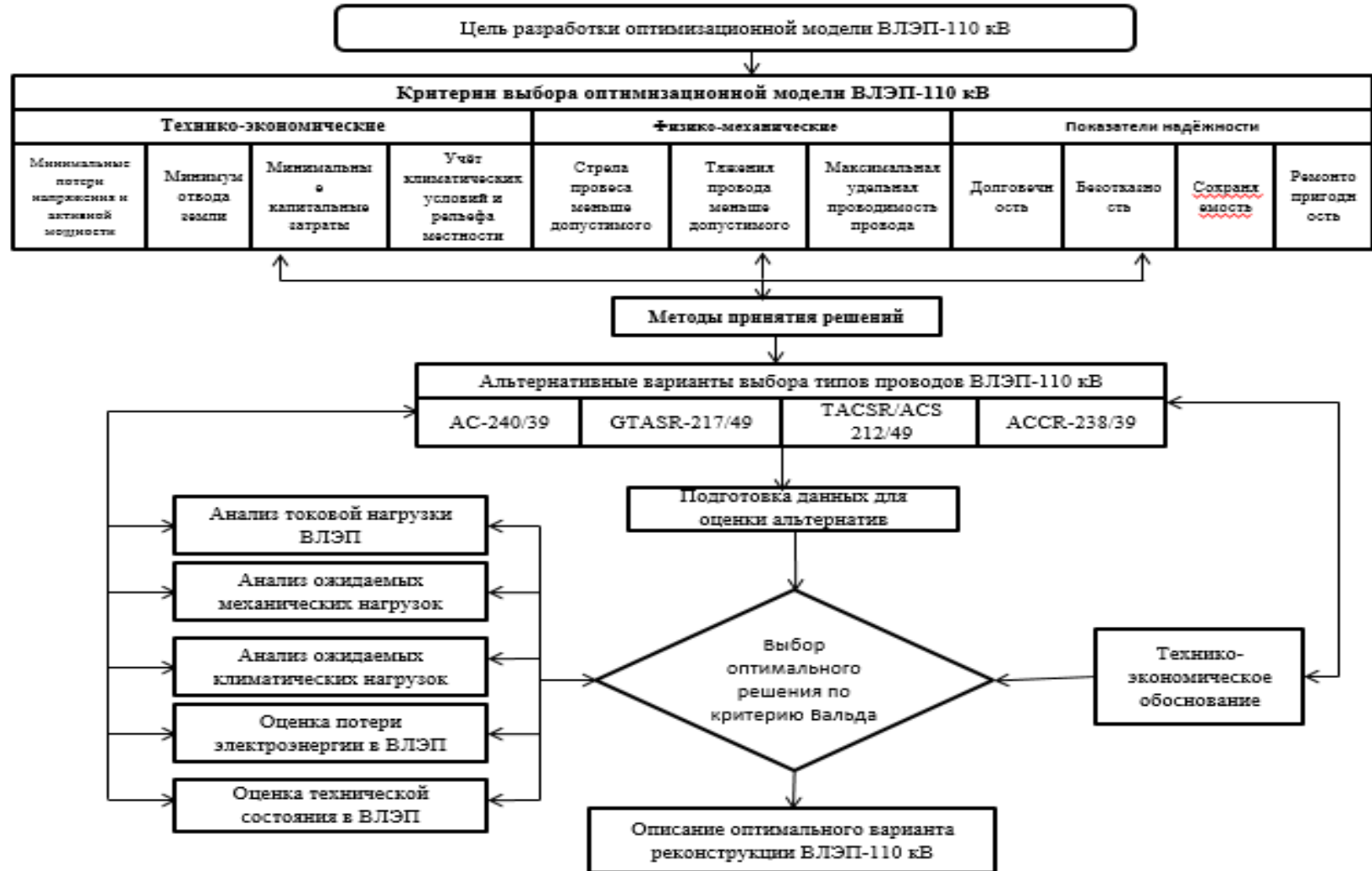
Программный модуль в среде Matlab Simulink определения стрелы провеса проводов в зависимости от изменения температуры



Программный модуль в среде Matlab Simulink определения стрелы провеса проводов в зависимости от скорости ветра



ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Блок-схема разработанного алгоритма выбора вариантов ВЛЭП-110 кВ



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

ШИРКАТИ САҶОМИИ
ХОЛДИНГИИ КУШОДАИ
«БАРҚИ ТОҶИК»
ШАБАКАҶОИ БАРҚИИ
СУҶД



OPEN STOCK
HOLDING COMPANY
«BARQI TOJIK»
SOGDIAN'S ELECTRIC
NETWORKS

735750 шаҳри Гулистон, кўчаи Истиклол 113; 735750 city Guliston, Istiklol street 113;
суратҳисоби 20202972750500004823 дар филиали ЧСК «Ориёнбанк»- и ш.Қайроққум РМБ: 350101369 с/м: 20402972413691;
РМА: 560002461; суратҳисоби 20202972900333231000; БДА «Амонатбанк» ш.Қайроққум, РМБ 350101626; с/м 20402972316264;
☎ (83443) 2- 48 - 01 (қабулгоҳ); (83443) 2- 26 - 54 факс/fax; E-mail: sogd.es@mail.ru

Сод. № 9/1019 аз "11" 06 с. 2017

«УТВЕРЖДАЮ»
Директор
Согдийских электрических сетей
ОАХК «Барки Точик»
[Signature] Т.М. Атамов
11/05 2017 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

Настоящий акт составлен о том, что вариант реконструкции ВЛЭП-110 кВ на основе многогранных опор и высокотемпературного провода марки ТАСР предложенный в диссертационной работе **Тошходжаевой Мухайё Исломовны**, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, обсуждён на расширенном заседании технического совета Согдийских электрических сетей ОАХК «Барки Точик» и принят к дальнейшему внедрению на участке линии Л-ГЭС-24-Л-1 и 2 (ГЭС-24-Ленинабадская) напряжением 110 кВ.

С внедрением данного проекта ожидается уменьшение количества отказов, вызванными природно-климатическими факторами (осенне-зимний период) на 19%. Увеличится эффективность передачи электроэнергии на 10%.

Возможный экономический эффект от внедрения реконструкции ВЛЭП-110 кВ по предварительным расчётам в дальнейшем составляет 5,67 млн.руб/год.

Главный инженер

Ш.А. Хошимов

Секретарь
технического совета

Р.К. Юнусов

Открытая Акционерная Холдинговая Компания «Барки Точик»
735750, город Гулистон, улица Истиклол, дом 113;
Корр. счёт 20202972750500004823 филиала ОАО «Ориёнбанк» в г. Кайракуме
ИНН: 560002461; корр. счёт 20202972900333231000; ГСБ «Амонатбанк» в
г. Кайракуме;
тел.: (83443) 2-48-01 (приемная); факс: (83443) 2-26-54

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж



**ВАЗОРАТИ МАОРИФ ВА ИЛМИ ҶУМҲУРИИ ТОҶИКИСТОН
ДОНИШКАДАИ ПОЛИТЕХНИКИИ
ДОНИШГОҶИ ТЕХНИКИИ ТОҶИКИСТОН**

ба номи академик М.С. Осимӣ

735700 Ҷумҳурии Тоҷикистон, ш. Хучанд, кӯчаи Ленин 226

тел.: (+992 3422) 60454, факс: (9923422)60454

e-mail: director@kbtut.tj, www.kbtut.tj

Сод. № 600

аз «06» 06 с. 2017

Министерство
Образования и науки
Республики Таджикистан
Политехнический институт
Таджикского технического
университета имени
академика М.С. Осими
735700, Республика Таджикистан,
г. Худжанд, ул. Ленина, д. 226

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор

Худжандского политехнического института

Таджикского технического университета

имени академика М.С. Осими

к.т.н. Д.Р. Саиди

2017 г.



АКТ О ВНЕДРЕНИИ

Настоящий акт составлен в том, что разработанные в диссертационной работе Тошходжаевой Мухайё Исломовны:

- алгоритм выбора оптимального варианта реконструкции ВЛЭП-110 кВ в условиях резконтинентального климата;
 - программные модули расчёта стрелы провеса и тяжений проводов в зависимости от природно-климатических условий с учётом и без учёта максимальной токовой нагрузки в среде Matlab Simulink;
 - программные модули для определения комплексных показателей надёжности и экономической эффективности
- используются в учебном процессе подготовки бакалавров (4-го курса) и магистров (1-го и 2-го курсов) направления электроэнергетики и электротехники Худжандского политехнического института Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими начиная с 2016-2017 учебного года.

Заместитель директора
по учебной работе, к.ф.-м.н., доцент

Х.Т. Максудов