

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Амурский государственный университет»

На правах рукописи



Варыгина Александра Олеговна

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЫБОРА ПРОВОДОВ ДЛЯ ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В АКТИВНО-АДАПТИВНЫХ СЕТЯХ**

Специальность 2.4.3. Электроэнергетика

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Савина Наталья Викторовна

Оглавление

Введение	5
Глава 1. Современное состояние проблемы выбора проводов линий электропередачи	15
1.1. Инновационное развитие электрических сетей напряжением выше 1 кВ	15
1.2. Характеристика конструктивного исполнения проводов воздушных линий электропередачи.....	20
1.3. Характеристика методических подходов и методов выбора сечения проводов воздушных линий электропередачи различной конструкции	25
1.4. Анализ соответствия нормативно-методической базы по выбору марки и сечений проводов воздушных линий электропередачи современным условиям функционирования и развития электрических сетей	36
1.5. Выводы по Главе 1	41
Глава 2. Разработка тепловой модели провода нового поколения.....	43
2.1. Исследование теплового баланса проводов традиционной конструкции воздушных линий электропередачи	43
2.2. Разработка обобщенной тепловой модели провода	49
2.3. Определение параметров обобщенной тепловой модели для проводов традиционной конструкции	53
2.4. Определение параметров обобщенной тепловой модели для проводов нового поколения	62
2.5. Выводы по Главе 2.....	74
Глава 3. Разработка технико-экономической модели провода для выбора его оптимального сечения в активно-адаптивной сети.....	77
3.1. Выбор критериев технико-экономического обоснования выбора сечения проводов воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи....	77
3.2. Разработка интегрированной технико-экономической модели провода	80

3.3. Исследование параметров интегрированной технико-экономической модели провода в современных условиях	89
3.4. Исследование параметров интегрированной технико-экономической модели провода для выбора сечения провода нового поколения	98
3.5. Выводы по Главе 3	102
Глава 4. Разработка методики выбора провода с оптимальными параметрами в условиях перехода на активно-адаптивные электрические сети	104
4.1. Разработка методического подхода к выбору провода.....	104
4.2. Разработка метода выбора оптимальной марки провода	109
4.3. Разработка метода выбора оптимального сечения провода	119
4.4. Методика выбора провода с оптимальными параметрами	127
4.5. Апробация методики выбора провода с оптимальными параметрами	132
4.5.1 Выбор провода с оптимальными параметрами на примере традиционных электрических сетей.....	132
4.5.2 Выбор провода с оптимальными параметрами в активно-адаптивных сетях	142
4.6. Выводы по Главе 4.....	152
Заключение.....	155
Список сокращений и условных обозначений.....	158
Список литературы.....	160
Приложение А. Выбор комбинации учитываемых параметров обобщенной тепловой модели провода	180
Приложение Б. Оценка чувствительности функций чистого дисконтированного дохода и удельных дисконтированных затрат к изменению параметров, влияющих на выбор провода.....	182
Приложение В. Оценка капитальных вложений и удельных дисконтированных затрат проектов строительства и реконструкции воздушных линий электропередачи.....	189

Приложение Г. Применение интегрированной технико-экономической модели провода для выбора сечения проводов нового поколения	202
Приложение Д. Результаты расчета электрических режимов для апробации разработанной методики в традиционной электрической сети	207
Приложение Е. Результаты расчета электрических режимов для апробации разработанной методики в активно-адаптивной сети.....	213
Приложение Ж. Акты внедрения.....	221

Введение

Актуальность темы исследования. В соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2050 года [1] отмечена необходимость интеллектуализации электроэнергетики. Это подразумевает переход отрасли на новую технологическую платформу – интеллектуальную энергосистему с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС). Элементы электрической сети претерпевают изменения, а она сама наделяется новыми функциональными свойствами, которые позволяют создавать инновационные линии электропередачи (ЛЭП) и влияют на выбор провода. Изменения включают в себя широкое применение проводов нового поколения (ПНП), которые существенно отличаются от традиционных проводов по конструкции и превосходят их по своим характеристикам. Как показал опыт внедрения ПНП, конструктивные особенности их марок сделали возможным повышения пропускной способности ЛЭП, надежности электроснабжения, энергоэффективности и гибкости электропередачи по сравнению с применением проводов традиционной конструкции. В связи с появлением большого количества разнообразных конструктивных исполнений и новых материалов проводов, обеспечивающих получение различных технико-экономических эффектов, появилась необходимость выбора не только сечения, но и марки провода. До сих пор не существует ни одного метода по выбору марки провода, учитывающего его конструктивные особенности и условия эксплуатации.

Важнейшим параметром ЛЭП, определяющим ее основные технико-экономические показатели, является сечение провода. Проблема выбора оптимальных сечений проводов связана не только с определением наиболее эффективного способа вложения денежных средств и необходимостью снижения эксплуатационных издержек на транспорт электроэнергии, но и с обеспечением выполнения технических требований, установленных для воздушных ЛЭП. В результате возникает проблема согласованности оптимальных значений сечений, выбранных по техническим и экономическим критериям. По тексту воздушные ЛЭП и воздушные

участки кабельно-воздушных ЛЭП совместно обозначены как воздушные ЛЭП (ВЛЭП или ВЛ).

Опыт эксплуатации показал, что принятые для выбора сечения проводов критерии, не отвечают современным требованиям по энергоэффективности, экономичности и надежности в соответствии с [2], не учитывают в полной мере климатические, географические и экономические особенности реализации проектов. Необходима разработка методики, основанной на новом методическом подходе выбора марки и сечения провода в условиях интенсивного развития электросетевого комплекса, в том числе при переходе на ААС. Значимость темы подтверждается увеличившимся количеством аварий в электрических сетях, большим уровнем потерь электроэнергии и необходимостью повышения пропускной способности ЛЭП, что напрямую связано с выбором марки и сечения проводов. Исходя из вышесказанного, тема диссертации, посвященная исследованию выбора проводов воздушных ЛЭП, является актуальной.

Степень разработанности темы исследования. Исследования по вопросам появления новых функциональных свойств электрической сети при интеллектуализации электроэнергетики приведены в работах И.О. Волковой, Н.И. Воропая, Б.Б. Кобец, Д. Миллера и других.

Большой вклад в развитие методов выбора сечений проводов, начиная с основополагающей работы Дж. Дж. Томсона, внесли зарубежные и отечественные ученые В.М. Блок, И.А. Будзко, В.А. Веников, П.Г. Грудинский, С.Н. Ефентьев, С.А. Кукель-Краевский, Д. С. Лившиц, Р. Пелисье, М.С. Левин и другие.

Развитием тепловых расчетов традиционных проводов и определением допустимого длительного тока занимались ученые В.В. Бургсдорф, Д. Дуглас, Р.Е. Кеннон, Е.И. Сацук, Б.С. Ховингтон и другие.

Исследования закономерности изменения тока во времени с учетом фундаментального свойства неопределенности представлены в работах Л.Н. Герасимова, Н.А. Денисенко, И.Г. Резникова, Н.В. Савиной, Ю.А. Фокина, И. Хоффман.

Для ПНП исследования ни в части методов выбора оптимальных сечений, ни в части тепловых расчетов, с учетом рыночных условий функционирования ЛЭП,

не проводились. Кроме того, выбор проводов с учетом новых функциональных свойств электрической сети ранее не рассматривался.

Цель диссертации: разработка методики выбора провода с оптимальными параметрами, учитывающей процессы сложного теплообмена провода с окружающей средой и стохастический характер протекания тока по ЛЭП напряжением выше 1 кВ в активно-адаптивных сетях.

Основные задачи исследования:

1. Анализ тенденций развития электроэнергетической отрасли в России и мире для выявления функциональных свойств активно-адаптивной сети, влияющих на выбор проводов в электрических сетях напряжением выше 1 кВ, с оценкой их соответствия существующим методам выбора и проверки сечений на основе системного подхода.

2. Развитие тепловой модели провода для определения допустимых длительных токов проводов любого конструктивного исполнения с учетом климатических и географических условий прохождения ВЛЭП и особенностей активно-адаптивных сетей на основе исследования теплового баланса провода.

3. Разработка методического подхода к выбору провода ЛЭП, обеспечивающего оптимальные условия его эксплуатации при минимизации затрат.

4. Разработка методики выбора провода с оптимальными параметрами с учетом особенностей размещения ЛЭП.

Научная новизна исследования:

1. На основе системного подхода выявлена и обоснована необходимость в разработке методики выбора проводов, обеспечивающих оптимальные условия эксплуатации ЛЭП в активно-адаптивных сетях.

2. Предложены обобщенная тепловая модель провода, являющаяся развитием модели, рекомендуемой Международным советом по большим электрическим системам высокого напряжения (СИГРЭ), и ее инженерная реализация, позволяющая учитывать процессы сложного теплообмена между проводом и окружающей средой и отличающаяся возможностью ее применения к проводам различной конструкции, в том числе проводам нового поколения.

3. Разработана интегрированная технико-экономическая модель провода различной конструкции, позволяющая выбирать его оптимальное сечение для всего срока эксплуатации провода, отличающаяся учетом стохастического характера токовой нагрузки, тепловых процессов и неопределенности, обусловленной условиями функционирования электроэнергетических систем.

4. Предложены универсальные факторы сопоставимости вариантов выбора провода, учитывающие конструктивные отличия проводов, для обеспечения их корректного сравнения при выборе марки и сечения.

5. Впервые предложен метод выбора оптимальной марки провода, принимающий во внимание технические характеристики провода и позволяющий на основе многокритериального анализа выбирать не только оптимальную марку, но и диапазон ее сечений, обеспечивающий выполнение условий размещения ЛЭП.

6. Разработан метод выбора оптимального сечения провода, основанный на определении оптимальной области токов для каждого сечения выбранной марки провода с помощью предложенной в работе интегрированной технико-экономической модели провода, и отличающийся от существующих методов адаптацией к динамичным изменениям в отрасли и экономике. Данный метод применим для активно-адаптивных сетей и традиционных.

7. Впервые разработана методика выбора провода с оптимальными параметрами, обобщающая ограничения и требования к реализации воздушных ЛЭП и обеспечивающая совокупный выбор оптимальных марки и сечения провода воздушных ЛЭП напряжением выше 1 кВ в условиях интенсивного развития электросетевого комплекса и перехода на активно-адаптивные сети.

Объект исследования – воздушные и кабельно-воздушные ЛЭП напряжением выше 1 кВ.

Предмет исследования – методы выбора марки и сечения проводов различной конструкции для применения в электрических сетях напряжением выше 1 кВ с новыми функциональными свойствами.

Теоретическая значимость работы заключается в разработке нового методического подхода к выбору провода ЛЭП и основанной на нем методики для ААС

напряжением выше 1 кВ, обеспечивающих оптимальные марку и сечение провода с учетом конкретных условий размещения ЛЭП и инструментария для реализации данного подхода. Диссертационная работа развивает теоретические основы проектирования ЛЭП.

Практическая значимость заключается в обеспечении оптимальных условий транспорта электроэнергии по ЛЭП на всем сроке ее службы, выраженных в получении интегрированного экономического эффекта, учитывающего: повышение пропускной способности ЛЭП, снижение потерь электроэнергии, снижение эксплуатационных затрат в целом.

Методология и методы исследования. В работе использованы: системный подход, теория теплопередачи, современные методы технико-экономического обоснования проектных решений и оценки эффективности инвестиционных проектов, теория принятия решений, математический аппарат алгебры матриц, методы математического моделирования электрических сетей. Для реализации, исследования и анализа полученных результатов использовались лицензионные программно-вычислительные комплексы для расчета и анализа электрических режимов и системы компьютерной математики.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Обобщенная тепловая модель провода, предназначенная для исследования проводов различных конструкций, в том числе проводов нового поколения, и учитывающая условия функционирования ЛЭП.
2. Интегрированная технико-экономическая модель провода, базирующаяся на удельных дисконтированных затратах, учете стохастического характера протекания тока и новых функциональных свойств активно-адаптивной сети.
3. Метод выбора оптимальной марки провода на основе многокритериального анализа.
4. Метод выбора оптимального сечения провода, основанный на разработанной интегрированной технико-экономической модели провода.
5. Методика выбора провода с оптимальными параметрами для ЛЭП напряжением выше 1 кВ в активно-адаптивной и традиционной электрических сетях.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Диссертационная работа соответствует следующим направлениям исследований паспорта специальности ВАК 2.4.3. Электроэнергетика:

Пункт 9. «Оптимизация структуры, параметров и схем электрических соединений электростанций, подстанций и электрических сетей энергосистем, мини- и микрогрид». В третьей главе разработана интегрированная технико-экономическая модель провода любой конструкции, учитывающая новые свойства ААС (положение 2, выносимое на защиту). В четвертой главе дана оценка получаемых эффектов от практической реализации предложенных в диссертации методического подхода, методов и методики выбора провода с оптимальными параметрами на реальных примерах действующих электрических сетей и модели ААС (положения 3, 4, 5, выносимые на защиту).

Пункт 17. «Исследования по транспорту электроэнергии переменным и постоянным током, включая проблемы повышения пропускной способности транспортных каналов, разработки и применения FACTS-устройств, накопителей энергии». Во второй главе предложена обобщенная тепловая модель неизолированного провода для определения допустимых длительных токов (ДДТ) проводов различной конструкции и даны практические рекомендации расчетов ДДТ (положение 1, выносимое на защиту). В четвертой главе предложен новый методический подход и на его основе разработаны методы выбора оптимальных марки и сечения провода, методика выбора провода с оптимальными параметрами, показана его реализация на примерах действующих электрических сетей и модели ААС (положения 3, 4, 5, выносимые на защиту).

Реализация диссертационной работы. Результаты исследований в рамках диссертационной работы и ее материалы были использованы:

- в учебном процессе ФГБОУ ВО «АмГУ»,
 - в производственной деятельности акционерного общества «Дальневосточная распределительная сетевая компания»,
- что подтверждается актами о внедрении (Приложение Ж).

Достоверность полученных результатов. Достоверность полученных результатов и сделанных выводов подтверждена верификационными расчетами электрических режимов и нагрева проводов, выполненными для отдельных ЛЭП реальных электрических сетей, а также сопоставлением проведенных расчетов с паспортными данными проводов.

Апробация работы. Результаты работы представлялись на научных семинарах кафедры энергетики ФГБОУ ВО «АмГУ» (руководитель семинара – д.т.н., профессор, Н.В. Савина) и отдела электроэнергетических систем Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (руководитель семинара – д.т.н., С.В. Подковальников); докладывались на следующих конференциях: Международная научно-практической конференция *«Инновации в науке и технике»* на базе Кыргызско-Российского Славянского университета имени Б. Н. Ельцина (Киргизия, Бишкек, 2022); Международная научно-техническая конференция *«Пром-Инжиниринг»* (Россия, Сочи, 2020); IX Международная научно-техническая конференция *«Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов»* на базе ФГБОУ ВО «АмГУ» (Россия, Благовещенск, 2019); Международная мультидисциплинарная конференция по промышленному инжинирингу и современным технологиям *«FarEastCon 2018»* на базе ДВФУ (Россия, Владивосток, 2018); X Международная научно-практической конференция *«Современные технологии: актуальные вопросы, достижения инновации»* на базе МЦНС «Наука и Просвещение» (Россия, Пенза, 2017).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 10 статей, в том числе 4 – в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ по специальности 2.4.3 (К1 – 3 публикации, К2 – 1 публикация), 3 – в рецензируемых изданиях, индексируемых в Scopus и Web of Science Core Collection, 3 – в иных изданиях.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы из 168 наименований, 7 приложений. Общий объем работы составляет 179 страниц основного текста, включает 31 рисунок и 80 таблиц.

Личный вклад. Личный вклад автора состоит в исследовании новых функциональных свойств активно-адаптивной сети и разработке нового инструментария выбора провода с оптимальными параметрами. Совместно с научным руководителем Савиной Натальей Викторовной были сформулированы цели и задачи работы, выполнены обзорно-аналитические работы, в результате чего автором была предложена методика выбора провода с оптимальными параметрами для решения проблем повышения энергетической эффективности и пропускной способности ЛЭП. Автор самостоятельно провел верификацию предложенных моделей, методического подхода выбора провода с оптимальными параметрами, метода выбора оптимальной марки провода, метода выбора оптимального сечения провода и методики для реальных ЛЭП традиционной сети и модельных схем ААС, результаты которой подтвердили повышение энергетической эффективности и пропускной способности ЛЭП, а также получение дополнительных интегрированных эффектов.

В первой главе, в результате анализа инновационного развития электрических сетей напряжением выше 1 кВ в мире, выявлено, что, в связи с использованием технологий Индустрии 4.0 и переходом электроэнергетики РФ на новую технологическую платформу ИЭС ААС, появились новые функциональные свойства электрической сети, оказывающие влияние на выбор проводов ЛЭП. Наблюдается большое многообразие инновационных технических решений для проводов. В то же время на основе анализа традиционных методов выбора и проверки сечений проводов установлено, что они принципиально не способны учитывать ни новые функциональные свойства электрической сети, ни ее работу в динамично меняющихся условиях. Это подтверждено эксплуатацией.

Обоснована необходимость выбора марки провода и некорректность выбора сечения проводов традиционной конструкции классическими методами. Проведенный анализ показал, что нормативно-методическая база выбора провода не гармонизирована с изменениями, происходящими в отрасли.

Во второй главе предложена обобщенная тепловая модель неизолированного провода, учитывающая процессы сложного теплообмена между проводом и окружающей средой, в развитие модели теплового баланса провода, рекомендуемой СИГРЭ. Предлагаемая модель отличается возможностью ее применения для проводов разных конструкций и учетом фактических условий трассы ЛЭП. Исследование параметров полученной модели для расчета допустимых длительных токов (ДДТ) проводов любой конструкции позволило получить практические рекомендации и инженерную реализацию расчета ДДТ.

В третьей главе разработана интегрированная технико-экономическая модель (ИТЭМ) провода любой конструкции, учитывающая новые свойства АСС. Ее особенностями являются: возможность применения для любого конструктивного исполнения провода и ЛЭП, учет современных экономических условий, стохастического характера тока линии и процессов сложного теплообмена между проводом и окружающей средой.

ИТЭМ провода получена на основе предложенного интегрированного технико-экономического критерия выбора сечения провода. Этот критерий представляет собой функционал зависимости удельных дисконтированных затрат от тока линии. ИТЭМ провода позволяет на принципиально иной основе разработать новую методику выбора провода.

В четвертой главе приведены разработка и реализация новой методики выбора провода с оптимальными параметрами, базирующейся на предложенном принципиально ином методическом подходе и разработанных на его основе методах выбора оптимальных марки и сечения провода. Данные методический подход, методы и методика представляет собой принципиально иной инструментарий выбора провода.

Предлагаемый методический подход совокупного выбора марки и провода состоит из последовательной реализации трех процедур: формирование области возможных решений для выбора провода с оптимальными параметрами, выбор оптимальной марки провода, выбор оптимального сечения провода выбранной марки.

Для разработки метода выбора оптимальной марки провода использован метод анализа иерархий. Предлагаемый метод выбора марки провода обеспечивает учет множества технических и экономических критериев, наиболее полно отвечает вводимым требованиям и ограничениям при проектировании ЛЭП. Метод выбора оптимального сечения провода с интеграцией большинства традиционных проверок в процесс выбора свободен от недостатков существующих традиционных методов, и применим как для традиционной электрической сети, так и активно-адаптивной.

Доказана корректность и достоверность предложенных в работе методов и моделей, новой методики выбора провода с оптимальными параметрами путем реализации расчетов для реальных ЛЭП традиционной электрической сети и смоделированной ААС. Произведена оценка получаемых интегрированных эффектов от применения нового методического подхода, методов и методики. Подтвержден вывод о необходимости внедрения предложенного инструментария в инженерную и проектную практику.

В заключении сформулированы основные результаты работы, содержащие научную новизну и имеющие практическую ценность.

Глава 1. Современное состояние проблемы выбора проводов линий электропередачи

1.1. Инновационное развитие электрических сетей напряжением выше 1 кВ

В настоящее время одной из первоочередных мер по решению задачи повышения эффективности функционирования электроэнергетики является оптимизация работы распределительных и магистральных электрических сетей, в том числе путем роста их пропускной способности за счет внедрения современных технологий, снижения потерь и повышения энергоэффективности [1]. Электросетевой комплекс – основа функционирования электроэнергетической отрасли. Классическая технологическая платформа электросетевого комплекса не всегда позволяет в полной мере соответствовать росту отраслевых, экономических и экологических требований к нему, а также решать сохраняющиеся в нем проблемы. Так износ оборудования с 2010 по 2020 год достиг критического значения, а эксплуатационные затраты энергетических компаний возросли [3]. Из-за высокого износа электрической сети высока частота отключения потребителей, что подтверждается работами [4, 5]. Кроме этого, в электрических сетях сохраняются проблемы с наличием очагов повышенных потерь электроэнергии, недостаточной пропускной способностью линий и межсистемных связей при постоянном росте потребления электрической энергии, обусловленные, в том числе несоответствием выбранного сечения провода условиям эксплуатации.

Существующие проблемы не могут быть устранены в рамках обычного эксплуатационного процесса [6]. Возникает необходимость дорогостоящего массового нового строительства, реконструкции и модернизации электросетевых объектов.

Неоднократно высказывалась и обосновывалась точка зрения, что решение большинства проблем и задач электроэнергетической отрасли находится в контексте ее инновационного развития [3, 7] и внедрения технологий Индустрии 4.0 [8].

Инновационным типом развития электроэнергетики во всем мире стала технологическая платформа Smart Grid в силу ее преимуществ, показанных в [9-10]. США и страны Европейского Союза данную концепцию положили в основу модернизации национальной политики энергетического развития [11].

Единой трактовки понятия «Smart Grid» в мире до сих пор нет [7, 12-14], а обобщенная показана в [7]. Отечественной аналогией мировой концепции Smart Grid является инновационная и принципиально новая технологическая платформа Единой энергетической системы – интеллектуальная энергосистема с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), что подтверждается анализом тенденций и приоритетов развития электроэнергетической отрасли, отраженных в документах [15-17].

В соответствии с разработанной в 2012 году концепцией под ИЭС ААС понимается «комплекс электрооборудования, подключенный к генерирующим источникам и потребителям на новых принципах, технологиях передачи и процессах управления» [18]. Создание ИЭС ААС направлено на получение общесистемных эффектов, которые проявляются в: снижении потерь при передаче и распределении электроэнергии; управлении пропускной способностью ЛЭП с увеличением допустимых перетоков мощности за счет внедрения новых технологий электропередачи; управлении надежностью и качеством электроснабжения.

ААС являются основой технологической инфраструктуры этой системы, включая в себя распределительные и магистральные сети, автоматизированные системы контроля и управления [19-20]. Параметры и свойства ААС отличаются от традиционной. Проведенный анализ позволяет представить изменения параметров электрической сети при переходе на ИЭС ААС в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Изменение параметров электрической сети

Активно-адаптивная сеть		
№	Параметр	Характеристика
1	Топология	Сложнозамкнутая
2	Структура	Максимальный коэффициент связности
3	Многоцепность	Есть
4	Сопротивление	Изменение значения при включении активных элементов

Активно-адаптивная сеть		
№	Параметр	Характеристика
5	Проводники	Большое разнообразие конструкций
6	Опоры	Большое разнообразие конструкций
7	Потери при передаче и распределении электроэнергии	Минимальные значения
8	Режим работы сети	Автоматическая реконфигурация электрической сети для получения оптимальных параметров режима

Развитие ААС признано прорывной технологией электроэнергетики в России [1], которая влечет за собой организационные, технологические и технические изменения. ЛЭП становится активным элементом электрической сети, за счет применения инновационного оборудования и новых технологий [21, 22], в то же время наблюдается усиление неопределенности перетоков в сети [23].

Принципы формирования и функционирования систем передачи и распределения электрической энергии меняются и требуют изучения [24]. Поскольку стадия проектирования предшествует стадии эксплуатации, то в первую очередь изучению подлежит вопрос выбора технически и экономически обоснованного провода воздушной линии, который на новой платформе может и сам стать активным элементом.

Из группы новых функциональных свойств электрической сети [18], которыми она наделяется из-за изменения своих параметров, выявлены свойства, влияющие на выбор провода воздушной ЛЭП. Представим их в Таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Функциональные свойства электрической сети, влияющие на выбор марки и сечения провода

№	Функциональное свойство	Влияние на выбор провода
1	Изменение конструктивного исполнения	Расширяется выбор альтернативных вариантов, меняются параметры ЛЭП и технико-экономические показатели.
2	Применение новых технологий транспорта электроэнергии	
3	Повышение управляемости режимов работы	
4	Адаптивное управление потоками активной и реактивной мощности.	Повышение пропускной способности до предельного значения, обусловленного режимно-техническими ограничениями.
5	Повышенная пропускная способность связей	
6	Неопределенность электропотребления	Стохастический характер нагрузки.
7	Цифровая трансформация	Становление ЛЭП активным элементом электрической сети.

Существенное изменение конструктивного исполнения ЛЭП способствовало появлению инновационных ЛЭП. Разнообразие выбора проводов, конструкций опор и изоляционных подвесок существенно расширилось. Наряду с традиционными марками проводов появились термостойкие провода, провода со сниженными ветро-гололедными нагрузками, провода с уменьшенной стрелой провеса, провода с композитным сердечником. Существующий ряд деревянных, железобетонных и металлических опор традиционных конструкций дополнили опоры новых конструкций [25], например, многогранные [26] и в том числе из новых материалов, например, композитные опоры [27-29]. Конструктивные изменения элементов ВЛ по сравнению с их традиционным исполнением и основные параметры ВЛ, подвергшиеся изменению [30], представлены в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Конструктивные изменения элементов воздушных линий

Элемент	Изменения по сравнению с традиционным исполнением ВЛ	Изменившиеся параметры ВЛ
Провода	Увеличилось разнообразие новых конструкций, за счет: – использования современных материалов повышенной прочности и проводимости, обладающих стойкостью к повышенным нагрузкам; – изменения формы токопроводящих проволок.	Габарит ВЛ, отвод земли, тип и размер опор, стрела провеса, длина пролета, механическая прочность, пропускная способность, сечение провода, показатели грозоупорности, импульсная прочность линейной изоляции, тросовая защита, стоимость.
Опоры	1. Увеличилось разнообразие видов конструкции (многогранные и композитные опоры). 2. Появились различные вариации многоцепных конструкций. 3. Применяется различное взаимное расположение проводов.	
Изолирующая подвеска	1. Изменение формы изоляторов. 2. Применение современных изолирующих материалов. 3. Сочетание различных изолирующих материалов.	
Средства молниезащиты	1. Совмещение оптоволокну и грозотроса. 2. Применение ограничителя перенапряжений нелинейного.	

Новые технические решения в части схемно-конструктивного исполнения линий, средств управления и способов регулирования параметров режимов позволяют получить *воздушные линии электропередачи нового поколения*. Кроме этого, в эксплуатацию активно внедряются *кабельно-воздушные линии (КВЛ)*

электропередачи. Необходимость обустройства кабельного участка на ВЛ ставит перед энергетиками целый ряд специфических вопросов и задач, к числу которых относится выбор сечения провода как воздушных участков КВЛ, так и кабельных. В настоящее время сечение для воздушного участка КВЛ выбирается по существующим методам для воздушной ЛЭП, а кабельного участка – по другим. Возможно появление противоречий в получаемых результатах и вопросов их сочетания, что нужно учитывать при разработке методов их выбора. На первом этапе целесообразно осуществить выбор сечения воздушного участка КВЛ, так как он является более протяженным по сравнению с кабельным участком такой линии. С учетом дальнейшего роста проектирования ЛЭП, которые конструктивно отличаются от традиционных, актуальность выбора марки и сечения провода будет становиться острее из-за отсутствия официальных рекомендаций и нормативов.

Прогнозируемый рост потребления электроэнергии и переход на инновационную технологическую платформу развития ставят перед электросетевым комплексом задачи повышения управляемости и увеличения пропускной способности линий. Анализ альтернативных способов повышения пропускной способности линии показан в [31] на примере ВЛ 220 кВ. Учитывая техническое ограничение по нагреву провода ДДТ, в [31] установлено, что увеличение пропускной способности линии удастся достичь на: 4 – 6 % при сближении фаз; 3,4 % – 4 % при увеличении сечения провода с 240 до 400 мм²; 26 % – 37 % при расщеплении фаз на два провода, при том, что применение высокотемпературных проводов увеличивает ее в 2 – 4 раза. Таким образом, замена провода признана наиболее эффективным методом повышения пропускной способности воздушных линий [32].

Активное сопротивление провода зависит от материала и сечения провода и обуславливает его нагрев. Оно является одним из параметров ВЛ, влияющим на передаваемую активную мощность. При проектировании ЛЭП традиционного исполнения активное сопротивление учитывает зависимость от температуры с помощью формулы, приведенной в [33], что характерно и для ПНП.

В ААС конкурентоспособным решением к общепринятому подходу управления потоками реактивной мощности является применение провода нового поколения с повышенной пропускной способностью [34].

Технически и экономически обоснованный выбор провода и его сечения, которое является важнейшим параметром линии электропередачи, будет одновременно способствовать снижению издержек, повышению конкурентоспособности энергоснабжающих компаний, надежному и эффективному развитию электроэнергетической отрасли [35]. Связь между выбором сечения провода и новыми функциональными свойствами ААС ранее не рассматривалась. Таким образом, эффективность сооружения и эксплуатации электросетевого комплекса зависит от его меняющейся архитектуры и, в первую очередь, от корректности выбора провода.

1.2. Характеристика конструктивного исполнения проводов воздушных линий электропередачи

Основным элементом, определяющим пропускную способность воздушной ЛЭП и большую часть других технико-экономических характеристик, является провод. Ассортимент проводниковой продукции увеличивается не только из-за увеличения количества марок проводов, но и из-за значений самих сечений, что усложняет выбор оптимальных марки и сечения. В связи с этим, необходимо рассмотреть классификацию проводов и понимать особенности конструктивных изменений, которые провода ЛЭП претерпели к настоящему времени.

Историческое развитие неизолированных проводов показано на Рисунке 1.1. Из Рисунка 1.1 наглядно видно, что на протяжении всего времени существования неизолированных проводов ведется поиск альтернативных материалов и сплавов, которые позволят получить провод с экономическими и техническими показателями, превосходящими другие варианты [36-37].

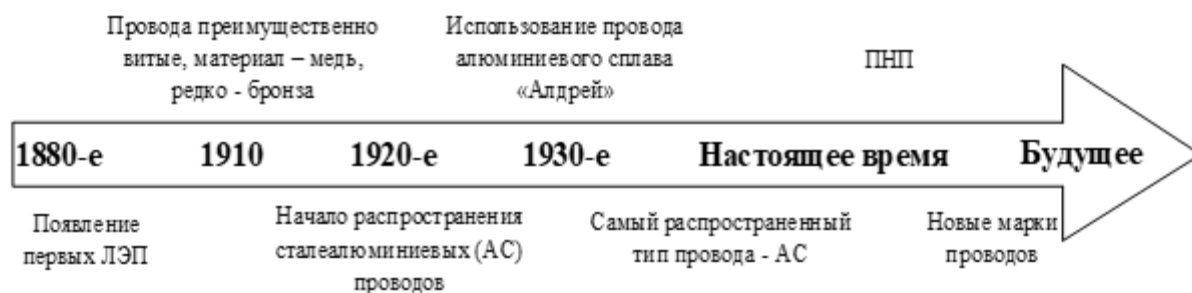


Рисунок 1.1 – История развития неизолированных проводов в мире

К традиционным маркам проводов, отраженным в справочной литературе [38] относятся: М, А, Ап, АКП, АпКП, АС, АпС, АСКС, АпСКС, АСКП, АпСКП, АСК, АпСК, АН, АНКП, АЖ, АЖКП. Их объединяют в три группы при описании параметров и характеристик: первая группа – марки АС, АСКП, АСКС, АСК, АпС, АпСКП, АпСКС, АпСК, вторая группа – А, АКП, Ап, АпКП и третья группа – отдельно М. Первые две группы представляют собой неизолированные сталеалюминиевые провода, а третья группа – медные. Самой востребованной и наиболее часто встречающейся в электрической сети является марка АС.

Требования к надежности, эффективности работы, экономичности и экологичности объектов электросетевого комплекса растут под влиянием изменений в отрасли и высокой стоимости оборудования и материалов. Основным решением для удовлетворения этих требований для ВЛЭП, как правило, становится внедрение ПНП. Их конкурентоспособность неоднократно подтверждена в отечественных и зарубежных публикациях [39-44].

Особое внимание, следует обратить на сам термин – провод нового поколения (ПНП) – который начинает встречаться в литературе, но не имеет однозначного определения. Зачастую ПНП описывается через предъявляемые к ним требования, преимущества, признаки, характеристики и/или конструктивные особенности [39, 42-44]. Даже в [45] для неизолированных ПНП нет четкого определения.

В [46] ПНП определяются как «провода новых конструкций с использованием новых материалов повышенной прочности и проводимости и обладающих

стойкостью к повышенным нагрузкам». Одновременно с этим, в зарубежной литературе появились такие новые термины для проводов как: «энергосберегающие провода» (energy-saving conductors) [47-48]; «высокотемпературные провода с малым провисанием» (High Temperature Low Sag conductors – HTLS conductors), их примерами являются марки ACSS, GACSR, ACCC, ACCR [40, 49]; «улучшенные провода» (advanced conductors) [41, 50].

Эти термины тоже можно отнести к ПНП, исходя из их описаний и примеров марок проводов. Рассмотрим подробнее особенности ПНП через их классификацию по различным признакам в Таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Классификация неизолированных проводов нового поколения по различным признакам

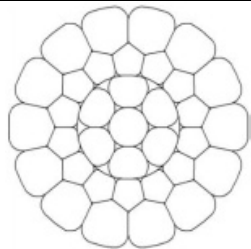
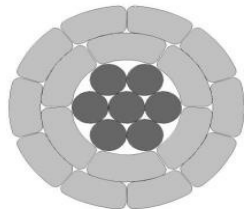
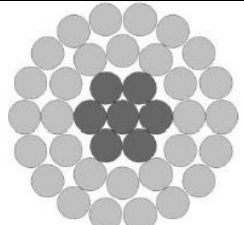
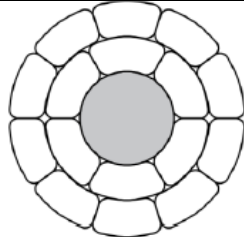
Признаки классификации	Группы проводов	Характеристика
Компактность и допустимая температура нагрева провода	компактированные	коэффициент заполнения токопроводящей части (ТЧП) более 0,9.
	высокотемпературные	длительно допустимая температура нагрева таких проводов выше 90 °С.
Функциональная принадлежность и свойства	с повышенной пропускной способностью	для передачи большой мощности электрической энергии.
	против обледенения	применяются в неблагоприятных климатических условиях по гололеду.
	с повышенной прочностью	применяются при повышенных требованиях к механической прочности.
Решаемая задача	повышение энергетической эффективности ВЛ	– для передачи большой мощности электрической энергии; – альтернативный вариант перевода ВЛ на более высокий класс напряжения, строительства двух цепей или увеличению сечения существующего провода.
	снижения капитальных затрат	– применение на больших переходах, пересечениях с инженерными сооружениями, дорогами, где требуется существенное увеличение высоты опор для соблюдения габаритных расстояний; - на протяженных прямолинейных участках трассы ВЛ с возможностью снижения количества промежуточных опор.
Геометрия поперечного сечения ТПЧ	одинаковая	геометрия не изменяется по отдельным повивам.
	отличающаяся	геометрия изменяется по повивам.
Количество повивов ТПЧ	один	—
	несколько	—
Форма	круглая	—

Признаки классификации	Группы проводов	Характеристика
поперечного сечения верхних повивов	трапециидальная	
	Z-образная	
	Стреловидная	
	Ω – образная	
	иная	
Применяемые материалы для сердечника	на основе стали	– сталь с цинковым или алюмоцинковым покрытием; – сталь повышенной прочности с цинковым или алюмоцинковым покрытием; – сталь, плакированная алюминием; – инвар.
	сплав	алюминий – цирконий; железоникелевый (инвар).
	на основе композитных материалов	– металлические композиты; – неметаллические композиты: высокопрочные (углеродные, стеклянные, борные, арамидные, базальтовые и др.) волокна в полимерной матрице (или полимеркомпозит).
Материал сердечника и ТПЧ	совпадает	–
	отличается	–
Применяемые материалы для ТПЧ	обработанный алюминий	– холоднотянутый алюминий с высокой проводимостью и высокой механической прочностью с рабочей температурой до 90 °С; – термообработанный алюминий с высокой проводимостью и пониженной механической прочностью с рабочей температурой до 180 °С.
	алюминиевые сплавы	– алюминиевые сплавы (Al-Si-Mg) типа АВЕ, 6101-Т4, 6201-Т81 с рабочей температурой до 90 °С; – термостойкий алюминий-циркониевый сплав с рабочей температурой: до 150 °С (сплавы ТАL и КТАL); до 210 °С (сплав ZТАL); до 230 °С (ХТАL).
Смазка провода	наличие	–
	отсутствие	–

Примерами неизолированных ПНП, которые серийно выпускаются на рынке, являются такие марки как: AACSR, ACCC, АСк2у, АСТ, TACSR/ACS, TACSR/HACIN, АСВП, АСВТ, АААС – Z, АСку, СЕНИЛЕК АТЗП/С, GTACSR (GZTACSR) [45]. Перечень ПНП постоянно пополняется. Например, в 2005 году в коммерческую эксплуатацию введен провод марки ACCC с композитным сердечником из карбоновых нитей. В 2010 году завершена разработка отечественного провода марки АСТ, который является термостойким. В 2022 году завершена разработка отечественного провода с композитным сердечником АКС(Т). Разработки новых марок проводов ведутся и сегодня.

В Таблице 1.5 приведено более подробное описание отдельных марок различных ПНП, наиболее часто встречающихся в отечественной периодической литературе, и служащие яркими примерами ПНП.

Таблица 1.5 – Примеры марок проводов нового поколения

Марка	Описание	Графическое изображение
АСВП	Сталеалюминевый провод одинарной навивки с пластически обжатыми стальной и алюминиевой частями провода.	
АСк2у	Провод компактированный, состоит из стального сердечника и нескольких concentric повивов профилированных алюминиевых проволок трапецевидной формы. Сердечник состоит из стальных проволок с цинкоалюминиевым покрытием.	
АСТ	Высокотемпературный провод из алюминиевого сплава (Al-Zr) со стальным сердечником.	
АССС	Высокотемпературный алюминиевый провод с высокопрочным неметаллическим сердечником из композитного материала на основе карбоновых нитей. ТПЧ состоит из нескольких повивов профилированных трапецевидных проволок, изготовленных из отожженного алюминия.	

Следовательно, *ПНП* – это провод, отличающийся от традиционного по одному или совокупности конструктивных признаков в части изменения применяемых материалов токопроводящей части и/или сердечника, геометрии поперечного сечения токопроводящей части, формы повивов, для обеспечения более высокой пропускной способности ЛЭП, улучшения ее электрических и механических характеристик и повышения энергоэффективности.

Применение ПНП положительно себя зарекомендовало во всем мире, поэтому их производство и внедрение получило столь широкое распространение. Например, провод с композитным сердечником марки АССС изготавливается более чем 20 международными компаниями-производителями, включая РФ [41].

Важно отметить, что рост капиталовложений может сопутствовать улучшению технических, экологических, эстетических и режимных параметров линии. Несмотря на сдерживающие факторы и низкую скорость внедрения ПНП, наблюдается постепенная замена традиционных проводов на ПНП, в тех случаях, когда первые не позволяют решить имеющиеся проблемы электросетевого комплекса с требуемыми показателями результативности. Поэтому важно определиться, какое изделие лучше всего справится с поставленной в конкретном случае задачей. В итоге обостряется проблема выбора марки провода, так как ранее в большинстве случаев принимался к использованию провод марки АС, а в редких случаях с обоснованием – провод другой марки.

Наметившийся переход отечественной электроэнергетики на платформу ИЭС ААС, поиск эффективных способов энергосбережения, рост потребления электрической энергии, рост требований к электросетевому комплексу, изменение экономических условий и высокая стоимость инноваций заставляют переосмыслить корректность использования общепринятых действующих методических подходов и методов принятия технических решений в отрасли, появившихся несколько десятилетий назад. В первую очередь это касается проводов ЛЭП.

1.3. Характеристика методических подходов и методов выбора сечения проводов воздушных линий электропередачи различной конструкции

Выбор оптимальных марок и сечений проводов ЛЭП определяет наиболее эффективный способ вложения денежных средств и способствует снижению эксплуатационных расходов. При этом, понятие «оптимальности» выбора

менялось с течением времени, развитием науки, техники и электроэнергетической отрасли. В Таблице 1.6 представлен анализ основных отечественных подходов выбора сечения проводов воздушных ЛЭП.

Таблица 1.6 – Анализ подходов выбора сечения проводов воздушных линий электропередачи

№	Описание подхода	Особенности реализации и методы применения	Основные недостатки
1	Принцип общегосударственной эффективности, является первым в СССР.	Коэффициенты дефицитности на цветной металл [51].	Устарел, не учитывает экономические показатели в чистом виде, пренебрежение потерями.
2	Оценка простого срока окупаемости при плановой экономике.	В виду того, что основной критерий не нормирован, принимался на усмотрение проектировщика или устанавливался в размере 5 лет [52]. Применен в методе экономической плотности тока (ЭПТ).	Устарел и не учитывает современные экономические условия; высокая трудность принятия решения; завышение норматива ЭПТ [53].
3	Целевой функцией является минимум приведенных народно-хозяйственных затрат [51, 54].	Поиск минимума функции по основному критерию. Применен в методе экономических токовых интервалов (ЭТИ) и использовался при пересчете ЭПТ.	Постоянная необходимость корректировки из-за изменений экономических условий; высокая вероятность некорректности применения устаревших данных и получение ошибочного результата
4	Предложен И.А. Будзко и М.С. Левиным в 1985 году. Суть - минимизации математическими методами целевой функции суммарных затрат электроэнергии и получении на ее основе значений «энергетической» плотности тока [55].	Расчет расхода электрической энергии на производство проводникового материала и изделий из него (проводов и кабелей) в совокупности с затратами электроэнергии на ее передачу по линии, т.е. в совокупности с ее потерями в проводниках.	Использование критерия затрат электроэнергии вместо критерия минимума затрат признано неправомерным, поэтому широкого распространения идея не получила.
5	Выполнение нормативно-установленных технических ограничений по допустимой потере напряжения [56].	Допустимая потеря напряжения в распределительной сети должна быть больше наибольшей потери напряжения или равна ей; применяется в распределительной сети 0,38-20 кВ.	Ограничено применение; экономически не обоснован; применение дополнительных условий; нельзя однозначно выбрать сечения для сети с несколькими участками.

По настоящее время именно третий подход остается основным при выборе сечения ЛЭП F , а приведенные народнохозяйственные затраты Z (руб/год) долгое время являлись критерием выбора [57]:

$$Z(F) = E_n \cdot K + И + У, \quad (1.1)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности;

K – единовременные капиталовложения в сооружаемые объекты,

$И$ – ежегодные эксплуатационные издержки;

$У$ – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения.

Применение этого критерия на момент разработки стало настоящим прорывом, но с течением времени стало подвергаться критике [55, 58]. Учитывалось, что зависимость по функции формулы (1.1) непрерывна, хотя она дискретна. Также в настоящее время все денежные поступления и затраты должны дисконтироваться. Стабильной во времени величины E_n не существует, но появился банковский процент [58]. Также технико-экономические расчеты должны учитывать срок службы ЛЭП, что говорит о нецелесообразности использования данного критерия и основанных на нем методов. Перечень причин, обосновывающих важность учета этих факторов, отражен в Таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Обоснование учета срока службы воздушной линии электропередачи и концепции дисконтирования денежных средств

№	Причина	Пояснение
1	Увеличение диапазона изменения срока полезной службы альтернативных вариантов технических решений реализации воздушных ЛЭП.	Срок службы различных марок проводов 45 – 50 лет [45, 59-62] с корректировкой на фактическое состояние провода, а для опор из различных материалов – от 20 до 90 лет [63].
2	Существенные отличия альтернативных вариантов реализации воздушных ЛЭП по размерам капитальных вложений и эксплуатационных издержек.	Более дорогая марка провода Aero-Z по сравнению с АС повышает надежность работы ВЛЭП при сильных ветрах и в условиях налипания снега, снижая повреждаемость, тем самым снижая эксплуатационные расходы.
3	Необходимость принятия решения об очередности замены оборудования.	Ограниченность финансовых ресурсов, особенно в условиях массовой замены.
4	Наличие требований заказчика к проектной документации об оценке затрат объекта на протяжении срока его полезного использования.	Получение более точной оценки эффективности вложения инвестиций.

№	Причина	Пояснение
5	Необходимость учета инфляции.	Учет дисконтирования заложен в [2].
6	Оценка рисков реализации проекта.	
7	Требования отраслевых документов.	

За рубежом, в соответствии с [64], оптимизация сечений электрических линий осуществлялась через минимизацию функции стоимости линий, что, по сути, аналогично отечественному третьему подходу, но с использованием других экономических критериев, например, экономической мощности передачи. Но для экономического сравнения возможных решений использовали некоторый среднегодовой коэффициент a из условия, что для приведения расходов в сопоставимый вид расходуемую сумму S_N по проекту в год N , для определения эквивалентной суммы S_0 в начальный год необходимо рассчитать как [64]:

$$S_0 = S_N / (1 + a)^N. \quad (1.2)$$

Таким образом, существующие технико-экономические модели сечения провода представляются, как правило, математическим описанием именно экономического критерия, с введением ограничений по техническим условиям, и основываются на множестве допущений. Существующие методы выбора сечений проводов можно разделить на четыре группы, представленные на Рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Классификация методов выбора сечений проводов

Примерами методов первой группы являются: метод ЭПТ, метод ЭТИ, метод экономических интервалов мощности (ЭИМ). Перечисленные методы основаны на критерии народнохозяйственных затрат. Таким образом, целевая функция методов

этой группы опирается на денежное выражение экономических показателей. Основой методов второй группы является допустимый длительный ток провода. Третья группа базируется на использовании величины допустимой потери напряжения, но применяется при напряжении ниже 20 кВ. Отличием четвертой группы методов от первой является использование для целевой функции материальных показателей, например, коэффициентов дефицитности металла и расхода электроэнергии на производство проводникового материала и изделий из них, названного в [55] «энергетической» плотностью. Но методы этой группы показали свою несостоятельность и устарели. В итоге, универсальными группами являются первая и вторая, но вторая группа не будет давать экономически обоснованный результат. Рассмотрим подробнее примеры первой группы методов.

С 50-х годов XX века ЭПТ стала нормируемым обобщенным показателем в практике проектирования ЛЭП:

$$J_{\text{ЭК}} = I_{\text{нб}} / F_{\text{ЭК}}, \quad (1.3)$$

где $I_{\text{нб}}$ – величина тока, А;

$F_{\text{ЭК}}$ – сечение провода, мм.

Суть экономической плотности тока выражена в [33] как:

$$J_{\text{ЭК}} = \frac{1}{k_{\text{ЭК}}} \sqrt{\frac{K_0'' \cdot (E_{\text{н}} + a_{\text{э}} / 100)}{3 \cdot C_{\Delta W} \cdot \rho \cdot \tau}}, \quad (1.4)$$

где K_0'' – расходы на сооружение 1 км линии, зависящие от сечения и, первую очередь, от стоимости самих проводов, руб/(км·мм²);

$k_{\text{ЭК}}$ – коэффициент (меньше единицы), определяющий уменьшение экономического сечения в сравнении с сечением, соответствующим минимуму приведенных затрат;

$a_{\text{э}}$ – процент отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, %;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, руб/(кВт·ч), по [33] обозначено как b ;

ρ – удельное сопротивление материала провода, Ом·мм²/м;

τ – время наибольших потерь – время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии за год те же, что и при работе по реальному графику нагрузок, ч.

В качестве недостатков метода ЭПТ следует отметить отсутствие дисконтирования затрат, проблема корректности определения величины E_n , использование времени наибольших потерь. Так в [65] показаны расчеты по 13 существующим эмпирическим формулам для величины τ и проведена оценка погрешностей, исходя из которых установлено, что погрешность примерно в 13 % (при доверительной вероятности 0,95) можно считать «врожденной». Также метод не учитывает ни климатические, ни географические особенности расположения ВЛ, ни ее конструктивные особенности. Стоимость потерь меняется ежегодно. Эти факты делают невозможным получение единого значения ЭПТ для разных территорий в течение длительного времени. Метод ЭПТ может привести не только к погрешностям в определении оптимального сечения, но даже к ошибкам [66].

В России метод экономических токовых интервалов (ЭТИ) [51], предложенный в 1945 году В.М. Блок и развитый в работах [54, 67], стал альтернативным методу ЭПТ. В основу метода заложено определение приведенных затрат на единицу длины линии в зависимости от тока максимума нагрузки для различных сечений, где построение интервалов для смежных сечений реализовывалось по функции [54, 67]:

$$Z = (E_n + a_\tau) \cdot K_L + 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot \tau \cdot C_{\Delta W} \cdot 10^{-3}, \quad (1.5)$$

где K_L – стоимость линии, руб/км;

R – сопротивление линии, Ом/км.

Несмотря на устранение многих недостатков метода ЭПТ в методе ЭТИ, проблемы использования E_n , «времени наибольших потерь» τ и отсутствие дисконтирования затрат остались нерешенными. Значения ЭТИ представлялись в разное время в [67], затем в [54].

Кроме методов ЭПТ и ЭТИ предлагалось использование методики определения экономических интервалов мощности (ЭИМ) для выбора сечения провода [54]. Учитывая, что для построения интервалов мощности необходимо

знать коэффициент мощности, который может существенно меняться в зависимости от функционального назначения линии, данная методика на практике была признана не универсальной.

Сведем в Таблицу 1.8 перечень недостатков методов выбора сечений проводов по ЭПТ, ЭТИ, ЭИМ, в том числе и те, которые показаны ранее.

Таблица 1.8 – Недостатки методов выбора сечений провода

№	Недостаток	Методы
1	Отсутствие учета современных требований к обоснованию инвестиционной эффективности технических решений.	ЭПТ, ЭТИ, ЭИМ
2	Отсутствие значения коэффициента мощности в ряде случаев.	ЭИМ
3	Получение неоднозначного результата.	ЭПТ
4	Большая погрешность, обусловленная линейной зависимостью капитальных вложений в ВЛ от ее длины.	ЭПТ
5	Отсутствие учета изменения экономических характеристик и стоимости потерь во времени.	ЭПТ, ЭТИ, ЭИМ
6	Завышение величины потерь электроэнергии при расчете.	ЭПТ, ЭТИ, ЭИМ
7	Отсутствие учета современных конструктивных изменений ЛЭП.	ЭПТ, ЭТИ, ЭИМ
8	Отсутствие учета влияния изменений передаваемой мощности с момента ввода ЛЭП в эксплуатацию до того момента, когда нагрузка достигнет расчетного значения.	ЭПТ
9	Зависимость стоимости ЛЭП от сечения проводов принимается одинаковой для линий всех классов номинальных напряжений и опор любой конструкции.	ЭПТ
10	Невозможность применения для индивидуального проектирования.	ЭПТ, ЭТИ, ЭИМ
11	Отсутствие учета климатических и географических особенностей объекта проектирования, тем самым установление единых неправомерных нормативов для различных регионов.	ЭПТ
12	Укрупненный учет климатических и географических особенностей, объединение регионов с сильно различающимися характеристиками (например, Дальний Восток и европейская часть страны).	ЭТИ
13	Отсутствие учета стохастического характера изменения тока.	ЭПТ, ЭТИ, ЭИМ
14	Большое количество проверок выбранного сечения.	ЭПТ
15	Допущение о непрерывности функции капитальных вложений от сечения, которая на самом деле является дискретным рядом.	ЭПТ
16	Неустраняемая методическая погрешность метода ЭПТ, усиливающаяся в современных условиях.	ЭПТ

Учитывая имеющиеся недостатки, можно утверждать, что пересчет значений ЭПТ, ЭТИ и ЭИМ на текущую дату не позволит решить проблему выбора оптимального сечения провода даже с использованием текущих значений расчетных параметров, поскольку проблема заключается не только в

необходимости обновления отдельных данных, но в самой сущности методов и используемых допущениях. Существующая свыше семи десятков лет экономическая основа данных методов не позволяет получать оптимальный результат в условиях динамичной трансформации электроэнергетики. До сих пор нет ни одного метода по выбору марки провода, обеспечивающего ее оптимальность при многокритериальном выборе, а существующие рекомендации привязаны только к климатическим условиям и классу номинального напряжения.

Применение методов первой группы требует перепроверки выбранного сечения, в том числе по длительно допустимому току. При этом, если выбранное сечение провода не проходит проверку, то, по сути, результаты примененного метода не принимаются к учету. Согласно общепринятой практике, сечение проводов выбираются по одному критерию, а проверяются – по другому критерию. В результате полученное значение сечения по одному критерию в ряде случаев нивелируется другим. Необходимы новые методический подход и технико-экономическая модель сечения провода, которые позволят одновременно учитывать и экономический и технический критерии при выборе.

На Рисунке 1.3 представлены технические ограничения при выборе сечения провода воздушной ЛЭП. Их можно применить и для ААС.

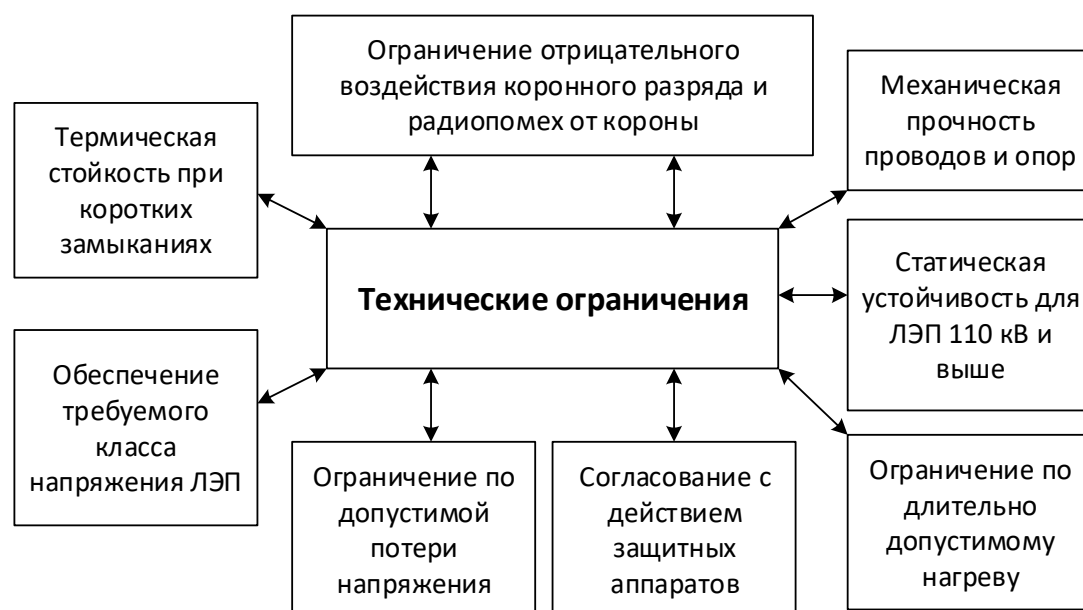


Рисунок 1.3 – Технические ограничения при выборе сечения провода

Технические ограничения могут отличаться для различных классов номинального напряжения. Примером является ограничение по статической устойчивости для ЛЭП напряжением 110 кВ и выше, которое закреплено в [67].

Не все из этих ограничений закреплены нормативно [56], хотя и реализуются в практике эксплуатации и проектирования, как ограничение по обеспечению требуемого класса напряжения ЛЭП. Некоторые ограничения, хоть и закреплены нормативно, но не имеют широкого распространения и в дальнейшем могут не рассматриваться. Так для ВЛ свыше 1 кВ с неизолированным проводом при ударном токе КЗ до 50 кА ограничение термической стойкости при КЗ не проверяется.

В то же время техническое ограничение по длительно допустимому нагреву провода учитывается всеми существующими подходами к выбору и проверке провода при проектировании и эксплуатации, предусматривая в итоге явную или неявную его проверку. В соответствии с [68, 69] для каждой ВЛ и воздушных участков КВЛ классов напряжения 35 кВ и выше должны быть установлены длительно допустимые и аварийно-допустимые токовые нагрузки. Данный факт позволяет сказать, что величина ДДТ – один из решающих факторов выбора сечения провода любого конструктивного исполнения.

В зарубежной литературе [70-71] методы выбора оптимального сечения провода ЛЭП варьируются как в зависимости от его марки, так и в зависимости от страны. Для традиционных марок проводов в США применяются различные графики и таблицы, которые опираются на рассчитанную экономически целесообразную мощность для передачи по ВЛ в зависимости от класса номинального напряжения, как показано на Рисунке 1.4. (дан в переводе) [71]. В КНР выбор сечения в распределительных сетях может осуществляться методом ЭПТ, по заданной (допустимой) потере напряжения, по максимально допустимому току. Выбор метода зависит от конкретной ситуации с проверкой по условиям нагрева и механической прочности [72]. В итоге, перед тем как приступить к непосредственному выбору сечения, необходимо предварительно определиться с используемым методом. При этом результаты использования различных методов могут не совпасть,

вследствие чего исследователями предлагаются различные решения для оптимизации расчетов [72].

Напряжение Мощность	11 кВ	33 кВ	66 кВ	132 кВ	220 кВ	275 кВ	330 кВ	400 кВ	500 кВ
5 МВА а) б)	100-DOG 300-GOAT	25-GOPEER 25-GOPEER							
10 МВА а) б)		50-RABBIT 50-RABBIT	25-GOPEER 25-GOPEER						
25 МВА а) б)		200-PANTEER 200-PANTEER	75-RACCOON 75-RACCOON						
50 МВА			200-PANTEER						
100 МВА				200-PANTEER					
200 МВА	К СВЕДЕНИЮ:			2x150-WOLF					
200 МВА	1. Числа характеризуют сечение алюминиевой части провода, например, 100 кв.мм.				250-BEAR				
300 МВА	2. Для классов номинального напряжения до 66 кВ включительно сечение провода определяется по термической стойкости и/или по падению напряжения				2x175-LYNX	2x400-ZEBRA			
400 МВА	3. а) термическая стойкость				250-BEAR	2x175-LYNX			
500 МВА	б) оценено для падения напряжения, равного 10 %, при коэффициенте мощности равным 0,9 и расстояния в 10 км. Другие оценки будут применяться при других допущениях.				2x400-ZEBRA	2x250-BEAR			
600 МВА	4. Для класса номинального напряжения 132 кВ и выше сечение провода также определяется поверхностным градиентом и устойчивостью электрических систем. Номинальные характеристики зависят от оборудования на подстанциях.					2x350-ANTELOPE or BISON			
700 МВА	5. Стандартные минимальные размеры проводов						2x350-ANTELOPE or BISON		
800 МВА	132 кВ 1x14,2 мм						3x300-GOAT	2x400-ZEBRA	
1000 МВА	275 кВ 2x19,2 мм								
1200 МВА	400 кВ 3x10 мм								
1800 МВА	Могут быть вариации в зависимости от конструкции и высоты ВЛ.							3x250-BEAR or DOVE	
2000 МВА	6. Таблица представлена для тропических условий. Температура от 20 до 30 градусов Цельсия выше нуля.							3x400-ZEBRA	
	7. Сложность представления результатов в таком виде упрощена приведенным примером. Существует 75 страниц с таблицами для 6 типов проводов.							4x400-ZEBRA or 4xCROW	3x450-ELX or 4x(282)DOVE
	1987 год								4x300-GOAT

Рисунок 1.4 – Сечения провода марки АС для передачи мощности

При выборе ПНП за рубежом сравнивают варианты по различным критериям простого сравнения, таким как: сумма всех затрат на протяжении всего срока службы линии, общие ежегодные эксплуатационные затраты, загрузка линии в процентах, величина издержек, снижение потребления электроэнергии и выбросов, увеличение пропускной способности. Эти критерии могут варьироваться от проекта к проекту. Затем реализуется расчет чистого дисконтированного дохода (ЧДД, NPV), на основании которого принимают окончательное решение.

Кроме этого, в зарубежной литературе конкретные расчеты и справочные данные приведены для традиционных сталеалюминевых проводов, а для ПНП

представлены только общие принципы. Это позволяет утверждать, что методика, предназначенная для совместного выбора марки и сечения провода, отсутствует в мировой практике, как для традиционных проводов, так и ПНП.

Как показал проведенный анализ отечественной и зарубежной литературы, выбор оптимальных марки и сечения провода должен быть основан на принципиально ином подходе. Критика классических методов выбора сечения провода [53, 55, 66], постепенный отказ от выбора сечений проводов методом ЭПТ в практике проектирования ЛЭП [45], отсутствие единого и научно обоснованного решения относительно применения конкретной методики для выбора марки и сечения проводов вновь проектируемых ЛЭП [73-74] как в России, так и за рубежом, способствуют появлению разобщенных мнений и методов по выбору сечений проводов даже классической конструкции, которые не анализировались с точки зрения применения их к ПНП. Интерпретация вышесказанного отражена в Таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Характеристика новых методов для выбора сечения провода

№	Методы	Краткая характеристика
1	Метод универсальных номограмм [75].	Основан на дискретной технико-экономической модели (ТЭМ) ВЛЭП, которая, как отмечается в работе автора, дает возможность получить «универсальные номограммы» для выбора сечений проводов по методу экономических интервалов. Данный метод сохраняет недостатки метода ЭТИ, о которых упоминалось ранее в диссертации.
2	Метод оптимальных токовых интервалов [74].	Предлагается экономико-математическая модель ЛЭП на основании удельных дисконтированных затрат (на передачу 1 кВт·ч по ЛЭП), которые он представляет через дискретную технико-экономическую модель сооружаемой ЛЭП. При этом технико-экономические параметры ЛЭП являются заданными и их совокупность рассматривается как многомерный вектор исходной информации. Сохраняются недостатки, отмеченные выше для метода ЭТИ.
3	Метод покоординатного спуска [76].	Оптимизация эксплуатационных режимов электрических сетей в части выбора экономически целесообразных сечений проводников. Недостаток – сложность реализации.

В итоге ни один из этих методов не позволяет выбирать марку провода, не предусмотрен для выбора сечения ПНП, в большинстве случаев сохраняет недостатки метода ЭТИ, что подтверждается эксплуатационной практикой.

Высокая практическая значимость выбора марки и сечения провода при отсутствии единой методической позиции и длительно ведущейся дискуссии по методам выбора сечения, доказанный факт устаревания нормативно утвержденного инструментария и необходимость его пересмотра [77-78], свидетельствуют о потребности формирования нового инструментария, свободного от недостатков существующих методов и применимого как для традиционных, так и инновационных решений в электросетевом комплексе.

1.4. Анализ соответствия нормативно-методической базы по выбору марки и сечений проводов воздушных линий электропередачи современным условиям функционирования и развития электрических сетей

При проектировании новых технических решений существуют сложности нормативно-правовой обоснованности, поскольку не всегда для их обоснования существуют соответствующие инструменты и документы. К тому же в условиях рыночных отношений в электроэнергетике большинство нормативно-правовой документации носит рекомендательный характер.

В [79] указано «методология обоснования развития электроэнергетики, по сути, в настоящее время претерпевает радикальную трансформацию перехода от централизованного государственного планирования к новой парадигме много-стороннего процесса обоснования решений и создания механизмов их реализации в условиях неопределенности, многокритериальности и множественности несовпадающих интересов», что справедливо для методологии выбора провода ВЛЭП.

Отраслевым документом, закрепляющим метод выбора сечения провода, являются Правила устройства электроустановок (ПУЭ), а метод – ЭПТ [56], но правовой статус ПУЭ не зафиксирован в законодательстве РФ. В результате складывается практика, когда специалисты Главгосэкспертизы отказываются принимать требования ПУЭ как нормативного документа [80], а рассматривают как

рекомендацию. Таблица «Экономическая плотность тока» в разных изданиях ПУЭ исторически не меняется. Все рекомендации в части выбора сечения провода относятся к традиционному конструктивному исполнению ЛЭП и не включают те технические и конструктивные решения, которые эксплуатируются в России более 20 лет. Например, глава 2.5 «Воздушные линии электропередачи напряжением свыше 1 кВ» [56] не предусматривает использование инновационных элементов ВЛ нового поколения. Так минимальные диаметры проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех представлены только для классических проводов. Требования к выбору сечения провода по ПУЭ сведены в Таблицу 1.10.

Таблица 1.10 – Требования к выбору сечений проводов для ЛЭП свыше 1 кВ

Класс номинального напряжения	Провод классической конструкции	ПНП
все свыше 1 кВ	- Сечения проводников должны быть проверены по экономической плотности тока (п. 1.3.25 [56]); - проводники должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов (п. 1.3.2 [56]).	нет
35 кВ и выше	Проверка по условиям образования короны и по условиям допустимого уровня радиопомех от короны (п. 1.3.33 [56]).	
330 кВ и выше	Выбор производится на основе технико-экономических расчетов (п. 1.3.26 [55]), но алгоритм расчета не приведен.	

Стоит обратить внимание, что ПУЭ закрепляет метод ЭПТ как «метод проверки», но формулировка по выполнению требований нагрева более «жесткая».

Резюмируя, отраслевое нормативно-правовое обеспечение не гармонизировано с происходящими изменениями в электросетевом комплексе и значительно от них отстает. Некоторые отраслевые компании вынуждены разрабатывать и издавать собственные стандарты организаций для того, чтобы дать эксплуатационному персоналу и проектировщикам соответствующую базу в решении поставленных задач. Наибольшее количество подобных документов наблюдается у ПАО «Россети» [45, 81-84], но некоторые из них в части выбора сечения дублируют требования ПУЭ, как [82], а другие выбор сечения рекомендуют определять на основе дополнительных расчетов [45, 83].

Особый интерес представляет Стандарт организации [45], который относится только к ПАО «Россети», содержит хороший справочный материал по ПНП, но не дает полного и комплексного инструментария для выбора марки и сечения ПНП. Его рекомендации по выбору типа и сечения ПНП сведены в Таблицу 1.11, применимы только для воздушных ЛЭП ПАО «Россети» 220 кВ и выше, и не могут быть применимы другими организациями.

Таблица 1.11 – Рекомендации выбора типа и сечения проводов нового поколения по [45]

№	Операция	Рекомендация	Проблема
1	Выбор типа ПНП	Технико-экономическое обоснование (ТЭО) различных вариантов по сравнению с проводами традиционной конструкции. При ТЭО рассматривается система опора – провод – трос – арматура – фундамент. Учет всех затрат для ПНП в сравнении с проводами марки АС при реализации сводного сметного расчета.	Отсутствие конкретного пошагового алгоритма реализации ТЭО. Высокая сложность реализации ТЭО, основанного на сводном сметном расчете каждого варианта.
2	Выбор сечения ПНП		
2.1	по условию длительно допустимого нагрева	Расчет значений длительно и аварийно допустимых токов по [84], а параметры ПНП для расчета по данным изготовителей ПНП.	Неучет климатических характеристик при определении ДДТ.
2.2	по условию коронирования проводов и уровню радиопомех	Принимать значения не менее тех, что указаны в ПУЭ.	Требования ПУЭ не учитывают современные разработки.
2.3	по условию термической стойкости	Учет требований ПУЭ.	
2.4	по условию механической прочности	Минимальные сечения и методики определения устанавливаются изготовителем ПНП.	Необходимость согласования результатов выбора с изготовителем.

Как видно из Таблицы 1.11, в [45] отсутствует экономическая составляющая выбора сечения провода. Для выбора марки и сечения по [45] отсутствуют единые подход и методика. Выбор осуществляется по условиям, описанным в разных методиках, что может привести к получению различных результатов. В итоге,

наблюдается наличие противоречий внутри стандартов организации. Единственный метод выбора сечения, который упоминается в отдельных документах – это метод ЭПТ со ссылкой на ПУЭ [56]. Документы и стандарты, выпускаемые и утверждаемые отдельными организациями, применимы и действуют лишь в их границах, но возникает вопрос правомочности использования таких документов другими организациями.

При выборе провода также в обязательном порядке должны учитываться отраслевые требования, принципы и требования, предъявляемые к оценке эффективности инвестиционных проектов [1], так как проекты в электросетевом комплексе реализуются отечественными электросетевыми компаниями через инвестиционные программы. В соответствии с [85] более термин «инвестиции» является более широким понятием, чем «капитальные вложения». Поэтому важно рассматривать выбор экономически целесообразного провода не только с позиции минимума капитальных затрат, но и с точки зрения инвестиционной эффективности такого выбора.

В общем случае, для выявления инвестиционной эффективности проекта основанием является ТЭО. Ошибочное ТЭО проекта может стать причиной не только его малой инвестиционной эффективности, но и дополнительных затрат.

Технико-экономическое сравнение вариантов электрических сетей в России реализуется по [2], с учетом рекомендаций [86-88] и следующих принципов оценки эффективности: рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла; моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период с учетом возможности использования различных валют; сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов проекта); принцип положительности и максимума эффекта; учет фактора времени; учет только предстоящих затрат и поступлений; сравнение «с проектом» и «без проекта»; учет влияния инфляции; учет неопределенности и рисков [86-88].

В соответствии с [2] наилучший вариант выбирается через подход сравнительной эффективности по критерию минимума суммарных дисконтированных

затрат, с учетом наличия одинаковых технических эффектов. При этом, экономическая эффективность принимаемых решений должна определяться по-фактически сложившимся ценам и затратам, учитывая прогноз их роста, с использованием: укрупненных стоимостных показателей объектов электросетевого хозяйства (УНЦ); показателей инвестиционных программ субъектов электроэнергетики; прогноза социально-экономического развития РФ.

Впервые УНЦ появились в 2016 году [89], а затем переоценивались в 2019 [90] и 2024 году [91]. Актуальные значения УНЦ типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства утверждены по состоянию на 01.01.2023 [91].

Говоря о ПНП, то в УНЦ нет соответствующих расценок в зависимости от сечения провода. В [91] приводятся УНЦ провода ВЛ повышенной пропускной способности в зависимости от допустимого длительного тока, например, для провода с ДДТ 504 А – 1429,28 тыс. руб., а 2678 А – 8485,31 тыс. руб. Но, как говорилось ранее, существует множество марок ПНП, которые отличаются по различным признакам, производителям, но при этом могут совпадать или быть близкими по значению допустимого длительного тока в отдельных случаях и говорить о равенстве цен для них не может быть корректным.

Сопоставление основных методов выбора сечений проводов в соответствии с современными задачами, подходами и принципами, отраженными в [2, 86-88], позволяет сказать, что методы и модели ЭТИ и ЭПТ: не соответствуют принципам и подходам оценки эффективности инвестиционных проектов; основаны на статических методах анализа экономической эффективности (не применяется процедура дисконтирования [92]), а современные условия направлены на использование динамических методов расчета (расчет обобщающей, интегральной экономической эффективности [92]).

Вместе с этим выделилась проблема отсутствия утвержденных как экономических, так и технических критериев для выбора проводов любой конструкции, поскольку применение различных марок проводов могут дать в итоге различные эффекты с широким диапазоном результирующих отклонений, а в литературе [93-

94] и нормативной документации [56, 86] приводится множество критериев, каждый из которых имеет свои особенности, достоинства и недостатки.

Проведенный анализ показал, что особенности ПНП и ВЛ нового поколения не учитываются в полной мере в нормативно-правовых документах как на уровне отрасли, так и на уровне отдельных организаций, хотя и предпринимаются определенные шаги в этом направлении. Существует острая необходимость в разработке современного принципиально иного методического подхода и основанных на нем метода и методики выбора марки и сечения провода, применимых как для ААС, так и традиционной электрической сети. Они должны быть удобны в интерпретации результатов и свободны от основных недостатков существующих. Потребуется внесение изменений в нормативно-правовую и методическую базы, что позволит специалистам выбирать провод, обеспечивающий оптимальные условия эксплуатации ВЛ, за счет оптимальных физико-технических характеристик и параметров провода.

В работе предложено провод с оптимальными маркой и сечением называть проводом с оптимальными параметрами.

1.5. Выводы по Главе 1

1. Анализ инновационного развития электрических сетей показал, что переход российской электроэнергетики на новую технологическую платформу (ИЭС ААС) находится на начальном этапе и выражается в локальной реализации проектов. Изменения в отрасли, в том числе многообразие инновационных технических решений, которые влияют на выбор провода воздушных ЛЭП, не обеспечены в полной мере методическими подходами, методами, и методиками проектирования.

2. На основе анализа изменений в электрических сетях напряжением свыше 1 кВ при их инновационном развитии, получена классификация новых функциональных свойств электрической сети, влияющих на выбор проводов ЛЭП.

Показано, что существующие методы выбора сечения проводов, в том числе и рекомендованные ПУЭ, принципиально не могут учесть эти свойства, так как в их основу не заложено динамическое изменение конструкций, стоимости проводов и условий функционирования электрических сетей.

3. В настоящее время отсутствуют корректные экономические и технические критерии для выбора сечений проводов ПНП как в России, так и за рубежом. Согласно общепринятой практике, сечение проводов выбираются по одному критерию, а проверяются – по другому критерию, что может приводить к несогласованности полученных результатов. Необходим новый подход и основанная на нем методика, которые позволят одновременно учитывать и экономический и технический критерии на фоне текущих условий функционирования ЛЭП.

4. Проведенный анализ существующих методов выбора сечения провода воздушной ЛЭП показал, что они не позволяют выбрать оптимальное сечение провода в современных условиях. Необходима разработка нового метода выбора сечения провода, в основу которого должен быть положен современный технико-экономический подход, свободный от недостатков традиционных методов.

5. Установлено, что для выбора оптимального сечения ПНП методы не разработаны, а существующие методы обладают неустраняемыми недостатками. Отсутствует метод выбора марки провода любой конструкции по совокупности технико-экономических критериев.

6. В традиционной практике определения ДДТ провода отсутствует корректировка значений по условиям прохождения трассы ЛЭП.

7. Анализ современного состояния исследуемой проблемы обосновал необходимость внесения изменений в нормативно-правовую и методическую базы по выбору оптимальных марки и сечения провода.

Таким образом, обоснована целесообразность выбора не только сечения провода, но и его марки на принципиально ином подходе.

Глава 2. Разработка тепловой модели провода нового поколения

В последнее время наблюдается рост загрузки ЛЭП, в связи чем, необходимо уточнить ее ДДТ, влияющий на пропускную способность линии. Основой расчета ДДТ провода является его тепловой баланс. В виду актуальности и важности практического применения теплового расчета провода постоянно появляется все больше уточнений моделей его расчета применительно к проводам традиционной конструкции, но все эти уточнения не систематизированы. Для ПНП модели теплового расчета не разработаны. Целесообразно разработать обобщенную тепловую модель, применение которой будет справедливо как для проводов традиционной конструкции, так и ПНП.

2.1. Исследование теплового баланса проводов традиционной конструкции воздушных линий электропередачи

Для развития тепловой модели неизолированного провода необходимо проанализировать существующие методические подходы его реализации для проводов традиционной конструкции. Это обусловлено тем, что такие результаты отличаются друг от друга в диапазоне до 15 % [95, 96], что может привести к аварийным ситуациям. Анализ существующих методических подходов [84, 97-102] показал, что для решения поставленной задачи на практике перешли от использования дифференциальных уравнений к более простому представлению, поскольку получаются результаты требуемой точности. Результаты анализа методических подходов представлены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Методические подходы к реализации тепловой модели провода

Методический подход к реализации тепловой модели провода	Особенности реализации моделей
Расчет теплообмена гладких труб круглого сечения в стационарном режиме [97-101].	<ol style="list-style-type: none"> 1. Площадь поверхности провода вычисляется как для круглых труб. 2. При вышей температуре района воздуха ниже 45 °С влияние солнечной радиации не учитывается. 3. Не учитывается поверхностный эффект. 4. Не учитываются магнитные потери. 5. Не учитывается мощность, отдаваемая проводом в воздух за счет испарения. 6. Формулы расчета коэффициента теплоотдачи конвекцией зависят от значения скорости ветра (граничное значение – 1,2 м/с). 7. При отсутствии данных о солнечной радиации в районах с температурой воздуха выше 45 °С, ее принимают по среднему значению 0,07 Вт/см². 8. Расчет представлен в действующем руководящем документе 1988 года [101].
Расчет витых проводов с учетом метеорологических параметров в соответствии с руководством CIGRE (СИГРЭ) [102].	<ol style="list-style-type: none"> 1. Учет наибольшего количества составляющих мощностей теплового баланса провода. 2. Учет множества метеорологических параметров. 3. В общем виде модели учитывается мощность, отдаваемая проводом в воздух за счет испарительного охлаждения, но она не используется при расчетах. 4. Использование эмпирических выражений и критериев (критерии Нуссельта, Рейнольдса, Грасгофа, Прандтля) для расчета конвективного теплообмена. 5. При расчете охлаждения принимается его наибольшее значение.
Расчет проводов традиционных марок с учетом погодных условий на основе температурной зависимости сопротивлений линий в соответствии со стандартом IEEE [103].	<ol style="list-style-type: none"> 1. Подход предназначен для приблизительных расчетов вплоть до точки плавления типичных проводниковых материалов. Формулы расчета сопротивления провода упрощают его и подходят для грубых расчетов тепловых характеристик для температур провода до 175 °С. 2. Не учитывается поверхностный эффект. 3. Не учитываются магнитные потери. 4. Не учитывается мощность, отдаваемая проводом в воздух за счет испарительного охлаждения. 5. По большему значению учитывается или вынужденная или естественная конвекция.
Расчет стационарного распределения температур и тепловых потоков в твердом двумерном объекте по уравнению теплопроводности методом конечных элементов в соответствии с [104, 105].	Требуется использование программного обеспечения из-за сложности и объемности расчетов.
Расчет проводов традиционных марок с	<ol style="list-style-type: none"> 1. Носит рекомендательный характер. 2. Применим только для ВЛ ПАО «Россети» 110 кВ и выше. 3. Не учитывается мощность, отдаваемая проводом в воздух за счет

Методический подход к реализации тепловой модели провода	Особенности реализации моделей
учетом опыта эксплуатации в соответствии с [84].	испарения. 4. Учитывается совместное действие свободной и вынужденной конвекции. 5. Учет солнечной радиации проводится для трех ситуаций. 6. При расчете охлаждения принимается его меньшее значение.

Из Таблицы 2.1 видно, что, в существующих тепловых моделях провода есть существенные отличия. На сегодняшний день за рубежом предпочтения специалиста определяют какой подход будет использован для уточнения решения [95, 96, 106-112]. Примеры таких уточнений представлены в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Предложения по уточнению реализации тепловой модели провода

№	Проблема	Предлагаемое решение
1	Неточный расчет площади охлаждения поверхности витого провода в сторону его снижения.	Расчет площади поверхности единицы длины провода через его периметр [108].
2	Необходимость повышения точности расчета естественной конвекции.	Уточнение формулы коэффициента теплоотдачи [109].
3	Необходимость учета изменения скорости ветра по высоте.	Поправочные коэффициенты, учитывающие высоту расположения провода [84].
4	Полевые испытания не измеряют прямое и рассеянное солнечные излучения из-за высокой стоимости оборудования и эксплуатационных требований к его обслуживанию.	Предложение более практичных и упрощенных методов расчета солнечного нагрева, с использованием глобальной солнечной радиации [102].

На текущий момент общая систематизация всех уточнений не производилась, как и оценка корректности их применения в совокупности.

Также в тепловую модель проводов традиционной конструкции включены коэффициенты, определение которых основано на эмпирических данных и значения которых, как правило, принимают равными какому-то одному конкретному значению в соответствии с существующими рекомендациями. Проблема в том, что такие рекомендации могут быть заданы как диапазонами значений, так и варьироваться в зависимости от источников. Покажем в Таблице 2.3 такие коэффициенты с предлагаемыми рекомендациями в литературе.

Таблица 2.3 – Коэффициенты тепловой модели, определение которых основано на эмпирических данных

№	К	Учитываемое свойство	Диапазон значений	Рекомендуемое значение
1	k_i	Увеличение сопротивления за счет поверхностного эффекта	Расчетная величина.	1,0123 [102], 1,00-1,05 [84].
2	k_M	Магнитные потери в зависимости от количества слоев алюминия в проводнике	1,01 - 1,15	1,01 - 1,15 [84].
3	ε_n	Поглощательная способность	0,23 - 0,95	0,5 [113]; 0,9 [114].
4	$\varepsilon_{и}$	Излучательная способность	0,11 - 0,8	0,6 [113]; 0,7 [114].
5	k_H	Высота прокладки трассы ВЛ над уровнем моря	Расчетная величина.	

Для оценки чувствительности тепловой модели провода к составляющим ее параметрам и коэффициентам необходимо выбрать уравнение теплового баланса провода для дальнейшего исследования.

Для разработки обобщенной тепловой модели провода, пригодной для проводов различных конструкций и материалов выбрано уравнение стационарного (установившегося) режима теплового баланса провода по руководству СИГРЭ, так как оно учитывает все составляющие сложного теплообмена провода с окружающей средой [102]:

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_c + P_r + P_w, \quad (2.1)$$

где P_J – нагрузочные (активные) потери в проводе, Вт;

P_M – магнитные потери, Вт;

P_S – мощность солнечного излучения, поглощаемая проводом, Вт;

P_i – потери мощности на корону, Вт;

P_c – мощность, отдаваемая проводом в воздух за счет конвективного теплообмена, Вт;

P_r – мощность, отдаваемая проводом в воздух за счет излучения, Вт;

P_w – мощность, отдаваемая проводом в воздух за счет испарительного охлаждения, Вт.

Рассмотрим расчет составляющих формулы (2.1), которые необходимы для получения тепловой модели провода.

Нагрузочные потери пропорциональны квадрату тока, и для одного метра провода определяются по формуле [102]:

$$P_J = k_j \cdot I^2 \cdot R_{20} \cdot (1 + \beta_r \cdot (T_{av} - 20)), \quad (2.2)$$

где I – ток в проводе, А, для расщепленных проводов необходимо разделить полный ток линии на количество проводов в фазе;

R_{20} – сопротивление постоянному току при температуре 20 °С, Ом;

β_r – температурный коэффициент сопротивления, 1/°С;

T_{av} – температура провода, °С.

В соответствии с [102] магнитные потери учитываются только для проводов со стальным сердечником при помощи коэффициента k_M :

$$P_J + P_M = k_M \cdot P_J. \quad (2.3)$$

Нагрев провода от солнечной радиации зависит от множества факторов: состояния поверхности и материала провода, конструкции и геометрических размеров провода и интенсивности солнечного излучения. В то же время интенсивность солнечного излучения зависит от времени года, времени суток, широты местности, состояния атмосферы, облачности. Существование большого количества влияющих величин способствовало появлению множества подходов к расчету нагрева провода с учетом солнечной радиации.

По [84] мощность солнечного излучения, поглощаемую одним метром провода, можно определить двумя способами: упрощенным и с учетом изотропного диффузного излучения. Формула для упрощенного расчета имеет вид:

$$P_S = \varepsilon_{\pi} \cdot S \cdot D, \quad (2.4)$$

где S – интенсивность суммарной радиации (прямой и отраженной), Вт/м²;

D – диаметр провода, м.

В соответствии с [84] для второго способа расчета используются высота солнца, его азимут и общий тепловой поток, полученный поверхностью на уровне моря. Общий тепловой поток, получаемый поверхностью, зависит как от высоты солнца, так и от ясности атмосферы. В этом случае основная формула расчета имеет вид:

$$q_S = \varepsilon_n \cdot Q_{se} \cdot \sin(\theta) A', \quad (2.5)$$

где Q_{se} – скорректированный по высоте суммарный тепловой поток, излучаемый солнцем и небом, Вт/м²;

θ – эффективный угол падения солнечных лучей;

A' – проектируемая площадь проводника на единицу длины, м²/м.

Согласно [102] мощность солнечного излучения:

$$P_S = \varepsilon_n \cdot k_H \cdot D \cdot W_p \cdot \sin\psi_c, \quad (2.6)$$

где W_p – интенсивность суммарной радиации (прямой и отраженной), Вт/м², определяемая в зависимости от времени года по эмпирическим формулам для воздуха разной степени загрязненности;

ψ_c – активный угол наклона солнечных лучей, зависит от времени года и суток, °.

В виду наличия различных подходов к расчету мощности солнечного излучения, в последующем потребуется выбрать способ его учета в модели.

Процесс переноса теплоты между проводом и воздухом является результатом совокупного действия конвективного теплообмена и теплового излучения, представляя собой сложный теплообмен. Мощность, отдаваемая проводом в воздух, включает в себя: мощность, отдаваемую за счет конвективного теплообмена, и мощность, отдаваемую проводом за счет излучения:

$$P_c + P_r = \alpha_T \cdot F \cdot (T_{av} - T_a) = (\alpha_k + \alpha_l) \cdot F \cdot (T_{av} - T_a), \quad (2.7)$$

где α_T – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·°C);

F – площадь теплообмена, м²;

T_a – температура воздуха, °C;

α_k – коэффициент, характеризующий процесс теплоотдачи при теплообмене конвекцией, Вт/(м²·°C);

α_l – коэффициент, характеризующий процесс теплоотдачи при лучистом теплообмене, Вт/(м²·°C).

Исходя из вышесказанного, целесообразно представленную выше модель по руководству СИГРЭ использовать для развития тепловой модели провода.

2.2. Разработка обобщенной тепловой модели провода

Для проектной практики и эксплуатации важно иметь универсальную обобщенную тепловую модель провода, которая будет справедлива для проводов разных конструкции, в том числе ПНП, с учетом условий размещения ЛЭП. Общность теплового поведения неизолированных электрических проводников любых конструкций делают возможным получение такой модели. Следовательно, развитием общепринятой модели должна стать обобщенная тепловая модель провода, отличительной особенностью которой должна быть возможность учета конкретных условий проектирования электросетевого объекта и пригодность ее применения для различного конструктивного исполнения проводов.

В общем виде математическая модель допустимого тока в соответствии с [102] при пренебрежении эффектами испарительного охлаждения представляется:

$$I = \sqrt{\frac{P_c + P_r - P_s - P_i}{k_j \cdot R_{20} \cdot (1 + \beta_r \cdot (T_{av} - 20))}}. \quad (2.8)$$

В то же время в [103] ток определяется по формуле:

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}}. \quad (2.9)$$

Значения сопротивления проводника переменному току при заданной температуре провода $R(T_c)$, рассчитываемые по формуле (2.6), не подходят для отечественных условий эксплуатации (50 Гц) и не рассчитаны для всех существующих проводов, что позволяет сделать вывод, что формула (2.9) в явном виде не обладает необходимой универсальностью.

Для традиционных проводов в эксплуатационной практике модель по [84] в общем виде схожа с формулой (2.8), но она не учитывает потери мощности на корону:

$$I = \sqrt{\frac{P_B - P_S}{k_j \cdot k_M \cdot R_{20} \cdot (1 + \beta_r \cdot (T_{av} - 20))}} = \sqrt{\frac{P_c + P_r - P_s}{k_j \cdot k_M \cdot R_{20} \cdot (1 + \beta_r \cdot (T_{av} - 20))}}, \quad (2.10)$$

где P_B – мощность, отдаваемая проводом за счет конвективного теплообмена и излучения, Вт.

Коэффициенты формулы (2.10) определены только для проводов традиционных марок.

Различия в существующих тепловых моделях провода свидетельствуют о необходимости систематизации информации о том, что должна в себе учитывать обобщенная модель, а также корректных способах учета ее составляющих.

В виду наличия различных подходов к расчету мощности солнечного излучения исследуем его реализации для выбора того подхода, который будет представлен в обобщенной модели. Перечислим влияющие факторы на нагрев провода солнцем: время года и время суток, поглощательная способность и ориентация провода, широта рабочей области и ясность местной атмосферы. Для определения нагрева провода необходимы показатели положения солнца и интенсивности солнечного излучения. Методы в руководстве СИГРЭ [102] и стандарте IEEE [103] определяют интенсивность солнечного излучения путем измерения прямого и рассеянного солнечного излучения. Проблема в том, что полевые испытания не измеряют прямое солнечное излучение и рассеянное из-за значительной стоимости оборудования и эксплуатационных требований к его обслуживанию. Вместо этого обе представленные модели используют альтернативный метод, основанный на знании глобальной солнечной радиации. Такой метод является упрощенным и более практичным.

В связи с тем, что существует несколько подходов расчета мощности солнечного излучения, проведем их сравнительный расчет и представим в Таблице 2.4 значения мощности солнечного излучения и величины ДДТ. Для уточненного расчета мощности солнечного излучения нужно обладать достаточно большим набором исходной информации, который не всегда имеется как у проектировщиков, так и в эксплуатации. В связи с этим второй подход по руководству СИГРЭ [102] для сравнения не берется.

Таблица 2.4 – Сравнение результатов определения мощности солнечного излучения и ДДТ на примере АС 70/11

Параметр	Значение параметра			Отклонения результатов расчета по [102] и [84] относительно расчета по стандарту IEEE [103], %
	По руководству СИГРЭ [102]	По стандарту IEEE [103]	С учетом рекомендаций по [84]	
Мощность солнечного излучения, Вт	5,70	5,54	5,70	2,8
ДДТ, А	264,9	265,4	264,9	0,2

Отклонения результатов получились несущественными, а значение ДДТ почти равен, поэтому для использования можно выбрать любую реализацию расчета. Это подтверждается мировой практикой – инженер может применять для расчета P_c любой из представленных алгоритмов расчета в [84, 102, 103]. Важно наличие исходной информации, достаточной для расчета.

Для горных ВЛ мощность солнечного излучения увеличивается до 10 % по сравнению с равнинными ВЛ. В соответствии с [107, 110] в расчет необходимо добавлять коэффициент, учитывающий влияние высоты ВЛ над уровнем моря. При высоте ВЛ до 150 м, можно использовать значение 1, а при высоте в диапазоне 150-1000 м коэффициент определять по формуле:

$$k_H = 0,116 \cdot \lg H + 0,752. \quad (2.11)$$

Потери мощности на корону будут рассмотрены подробнее в следующем пункте диссертации в привязке к маркам проводов.

При рассмотрении сложного процесса передачи тепла за счет движения воздуха, говорят о свободной конвекции – при движении воздуха за счет разности температур провода и окружающей среды, и вынужденной конвекции – при движении воздуха из-за причин, не связанных с проводом. По [84, 102, 107, 110, 113-116] для расчета теплообмена конвекцией используются эмпирические выражения и критерии: Nu – критерий Нуссельта; Re – критерий Рейнольдса, характеризующий вынужденную конвекцию; Gr – критерий Грасгофа, характеризующий свободную конвекцию; Pr – критерий Прандтля, характеризующий молекулярные свойства охлаждающей среды.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, по теории подобия, определяется исходя из критериальных уравнений конвективного теплообмена [97, 114-116]:

$$Nu = f(Re, Gr, Pr). \quad (2.12)$$

Расчет нагрузочных и магнитных потерь в модели реализовывается по формулам (2.2) – (2.3).

На основе проведенных исследований на модели уравнения теплового баланса провода, в развитие ее классического представления, предлагается обобщенная тепловая модель провода в виде:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{(\alpha_k + \alpha_l) \cdot F \cdot (T_{av} - T_a) - \varepsilon_n \cdot k_H \cdot D \cdot W_p \cdot \sin \psi_c - P_i}{k_M \cdot k_j \cdot R_{20} \cdot (1 + \beta_r \cdot (T_{av} - 20))}}. \quad (2.13)$$

Модель по формуле (2.13) позволяет проводить исследование в части теплового расчета проводов любой конструкции.

В Таблице 2.5 показано сравнение расчетных и справочных значений тока для проводов марки АС различного сечения, расчет отклонений осуществляется по отношению к справочным данным. Справочные значения взяты в соответствии с [38, 54] для размещения вне помещений. Для получения расчетных значений тока взята средняя температура самого теплого месяца (июля) Амурской области, скорость ветра 0,6 м/с [115].

Таблица 2.5 – Результаты сравнения допустимого длительного тока для провода марки АС

Сечение	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Справочное значение тока [37, 53], А	265	330	390	450	510	605
Расчетный для Амурской области, А	265	328	428	484	564	675
Отклонение между расчетным и справочным значением тока, %	0,00	-0,61	+9,74	+7,56	+10,59	+11,57

Важно отметить, что по [102] ДДТ для провода АС 70/11 при скорости ветра 0,6 м/с, направленного вдоль линии, в зависимости от температуры воздуха изменяются в диапазоне от 212 А до 406 А (с учетом солнечной радиации) и в диапазоне от 240 А до 423 А (без учета солнечной радиации). Наблюдается тенденция отказа

от использования единого значения ДДТ, как это приведено в справочной литературе.

На основе проведенных исследований видно, что:

1) климатические условия должны обязательно учитываться при расчете значений токов;

2) с увеличением сечения сталеалюминевых проводов влияние климатических условий на значение тока становится больше.

Учитывая существенные конструктивные изменения ПНП в сравнении с традиционными, для получения корректного результата расчета ДДТ ПНП потребуются дополнительные исследования.

Полученная обобщенная тепловая модель провода применима для проводов разного конструктивного исполнения при определении ДДД, что подтверждается возможностью учета конструктивных особенностей проводов и условий прохождения трассы ЛЭП.

2.3. Определение параметров обобщенной тепловой модели для проводов традиционной конструкции

В фундаментальных работах, направленных на развитие теплового расчета провода, представлены различные формулы расчета составляющих, но нет оценки степени их влияния на результат. Данное обстоятельство свидетельствует о необходимости проведения таких исследований и детализации составляющих расчетов для уточнения результатов применительно к проводам традиционной конструкции. Для этого предложена классификация параметров обобщенной тепловой модели провода в зависимости от влияющих факторов, показанная в Таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Классификация параметров обобщенной тепловой модели провода

Группа	Параметры модели	Признаки группы
1	Диаметр провода и площадь поверхности теплообмена.	Связанны только с конструктивными характеристиками провода.
2	$T_{av}, \beta_r, \varepsilon_n, R_{20}, k_j, k_M$.	Связаны с материалами, из которых изготовлен провод.
3	T_a, k_H, W_p, ψ_c .	Зависят только от климатических факторов и места расположения ВЛ.
4	P_i, α_k, α_l и величина α_T (как результирующая сумма α_k, α_l).	Зависят как от конструктивных особенностей провода, так и климатических факторов региона расположения ВЛ.

К первой группе параметров относится диаметр провода (размер его поперечного разреза). Он является частью исходной информации для расчета и величиной измеряемой, которую завод изготовитель приводит в своей документации (каталог продукции, технические условия на изготовление провода и т.д.).

Следующий параметр первой группы, площадь поверхности теплообмена, является величиной расчетной. Сечение витых проводов электрических сетей, не является круглым, поэтому обязательно необходимо учитывать данный факт при расчете. В [84] рекомендуется для сталеалюминевых проводов традиционной конструкции использовать для расчета следующие формулы:

$$F = \pi \cdot d_{\text{прэ}}, \quad (2.14)$$

$$d_{\text{прэ}} = n_{\text{пров}} \cdot d_{\text{пров}} \cdot \left(1 - \frac{2 \cdot \arcsin \sqrt{1 - 0,25 \cdot \left(\frac{d_{\text{пров}}}{D - d_{\text{пров}}} \right)^2}}{360} \right), \quad (2.15)$$

где $n_{\text{пров}}$ – число проволок в наружном повиве провода, шт.;

$d_{\text{пров}}$ – диаметр проволоки, м.

Для упрощения расчета на практике для марки провода АС применяют формулу [84]:

$$d_{\text{прэ}} = 1,33 \cdot D. \quad (2.16)$$

где $d_{\text{прэ}}$ – эквивалентный диаметр провода, учитывающий увеличение поверхности теплообмена за счет витой структуры провода, м.

Таким образом, для расчета параметров первой группы в качестве исходных данных используются конструктивные характеристики провода. Для проводов традиционной конструкции уточнение расчета параметров первой группы не требуется.

Параметры второй группы модели разделим на две подгруппы:

первая – постоянные параметры (T_{av} , β_r , R_{20}), расчет которых не требуется, так как их значения берутся из данных завода-изготовителя, например из [60-62];

вторая – изменяемые параметры (k_M , ε_n , k_j) – требуется оценка корректности применения значений и/или их расчет.

Рассмотрим каждый из них по отдельности.

При помощи коэффициента k_M учитываются магнитные потери только для проводов со стальным сердечником. Данный коэффициент зависит еще и от конструктивного исполнения провода: от количества повивов алюминия поверх стального сердечника. Значение коэффициента определяется количеством слоев алюминия [84]: $k_M = 1,15$ – для одного слоя; $k_M = 1,04$ – для двух; $k_M = 1,10$ – для трех.

Коэффициент поглощения провода, как и излучения, зависит от материала и состояния поверхности провода. На сегодняшний день нет единого мнения по поводу соотношений между поглотительной и излучательной способностью провода. Принятие значений этих коэффициентов – является спорным вопросом. Иногда можно встретить случаи, когда данные коэффициенты приравнивают, но обобщение опыта эксплуатации проводов АС показывает, что коэффициент поглощения выше. В соответствии с [102, 103] требуется «инженерное решение» для выбора коэффициента излучения, а в [84] значения коэффициентов приняты однозначно для нового провода и для провода бывшего в эксплуатации более 3 лет. По данным СИГРЭ [117], излучательная и поглотительная способности в начале эксплуатации линии равны 0,2 – 0,3, а через два года увеличиваются до 0,8 и выше. Анализ показал, что при практическом применении значения коэффициента поглощения принимаются равным 0,9, а коэффициента излучения 0,7, что подтверждается эксплуатацией [113].

Коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления за счет поверхностного эффекта k_j (коэффициент, учитывающий увеличение потерь на переменном токе, коэффициент добавочных потерь), отнесен ко второй группе параметров, так как он зависит от конструкции провода и соотношения сечений стального сердечника и алюминиевой части. Проявление его возрастает при увеличении радиуса провода, магнитной проницаемости и удельной проводимости материала. Для проводов марки АС диапазон изменения коэффициента варьируется от 1,00 до 1,05.

Из параметров третьей группы рассмотрим подробнее k_H . В Таблице 2.7 показаны расчетные значения k_H для различных значений высот над уровнем моря, а также пример по оценке ДДТ для провода АС 240/39.

Таблица 2.7 – Расчет k_H

Н, м	150	200	300	335	400	500	1000
k_H	1,004	1,019	1,039	1,045	1,054	1,065	1,1
ДДТ АС 240/39, А	612,6	611,1	609,0	608,4	607,4	606,4	602,7

Из Таблицы 2.7 следует, что этот коэффициент нужно учитывать при высоте прокладки трассы воздушных ЛЭП над уровнем моря свыше 335 м.

Параметры четвертой группы α_k , α_L и α_T являются расчетными.

Совместное действие свободной и вынужденной конвекции учитывается коэффициентом, который рассчитывается как [84]:

$$\alpha_T = \alpha_k + \alpha_L. \quad (2.17)$$

Коэффициент теплоотдачи при теплообмене конвекцией определяется как [84]:

$$\alpha_k = \frac{Nu \cdot \lambda_B}{D \cdot k_\psi}, \quad (2.18)$$

где λ_B – коэффициент теплопроводности воздуха, Вт/(м·°С), определяемый по [84];

k_ψ – дополнительный коэффициент учета направления ветра по отношению к проводу.

Зависимости коэффициента теплоотдачи конвекцией от направления ветра в соответствии с [84] приведены в Таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Зависимость k_ψ от направления ветра по отношению к проводу

Угол направления ветра по отношению к проводу, °	> 80	70	60	50	40	30	< 20
Значение коэффициента k_ψ	1,00	0,98	0,94	0,88	0,78	0,67	0,55

Коэффициент, учитывающий теплоотдачу при лучистом теплообмене, имеет вид:

$$\alpha_{\text{л}} = \frac{5,67 \cdot \varepsilon_{\text{н}}}{T_{\text{ав}} - T_{\text{а}}} \cdot \left[\left(\frac{273 + T_{\text{ав}}}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + T_{\text{а}}}{100} \right)^4 \right]. \quad (2.19)$$

При определении расчетных коэффициентов используются эмпирические формулы и значения, которые получены на основе экспериментальных данных.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, согласно теории подобия, определяется исходя из критериальных уравнений конвективного теплообмена по формуле (2.11). По наиболее полной модели конвективного теплообмена [114], которая может быть применена для проводов, критерий Нуссельта представляет собой:

- при свободной конвекции:

$$Nu = 0,46 \cdot Gr^{0,25}, \quad (2.20)$$

- при вынужденной конвекции (без учета естественной):

$$\begin{aligned} Nu &= 0,437 \cdot Re^{0,5} \text{ при } 5 < Re \leq 10^3, \\ Nu &= 0,218 \cdot Re^{0,6} \text{ при } 10^3 < Re \leq 2 \cdot 10^5, \\ Nu &= 0,0201 \cdot Re^{0,8} \text{ при } 2 \cdot 10^5 < Re \leq 2 \cdot 10^6. \end{aligned} \quad (2.21)$$

Из уравнений формулы (2.21) чаще всего используется второе выражение, первое – используется реже, а третье выражение, как правило, не используется.

Критерий Рейнольдса можно определить:

$$Re = 1,644 \cdot 10^9 \cdot \nu \cdot d_{\text{пр}} \cdot (T_{\text{а}} + 273 + 0,5 \cdot (T_{\text{ав}} - T_{\text{а}}))^{-1,78}, \quad (2.22)$$

где ν – скорость ветра, м/с.

Критерий Грасгофа определяется по формуле:

$$Gr = \frac{g \cdot \beta_v \cdot d_{\text{пр}}^3 \cdot (\vartheta_{\text{пр}} - T_a)}{\nu_v^2}, \quad (2.23)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²;

β_v – температурный коэффициент объемного расширения воздуха, 1/°С;

ν_v – кинематический коэффициент вязкости воздуха, м²/с.

Для учета совместного действия свободной и вынужденной конвекции применяется эквивалентный критерий Рейнольдса, который рассчитывается при:

– совпадении направлений свободного и вынужденного потоков воздуха:

$$Re_3 = Re + \sqrt{0,5 \cdot Gr}, \quad (2.24)$$

– горизонтальном направлении вынужденного потока (ветер) [87]:

$$Re_3 = \sqrt{Re^2 + 0,5 \cdot Gr}. \quad (2.25)$$

Таким образом, при расчете коэффициента теплоотдачи учитываются зависимости характеристик воздуха (коэффициент теплопроводности, коэффициент кинематической вязкости, критерий Прандтля) от его температуры, а также совместное действие свободной и вынужденной конвекции.

Последний рассматриваемый параметр – это потери мощности на корону. Его относят к климатическим потерям, зависящим от погодных условий. Влияющими факторами этого типа потерь также являются конструкция фазы, сечение провода и рабочее напряжение. В настоящее время расчет потерь на корону производится по определенным удельным значениям и экспериментальным данным, полученным во Всесоюзном научно-исследовательском институте электроэнергетики для ВЛ различных напряжений. Все удельные значения потерь мощности на корону представлены для традиционного исполнения линий с унифицированными опорами и для проводов марки АС. Потерями на корону при тепловом расчете проводов традиционных марок пренебрегают при выполнении условий возникновения короны через соблюдение минимальных сечений и диаметров для различных номинальных напряжений в соответствии с ПУЭ [56].

Обобщенная тепловая модель провода учитывает большое количество параметров и коэффициентов, поэтому необходимо исследовать их влияние на результат расчета ДДТ для исключения незначимых. Для оценки степени влияния

коэффициентов на расчетное значение допустимых токов в работе получены зависимости тока от коэффициентов модели, показанные на Рисунках 2.1 – 2.4 для проводов марки АС различного сечения. Условия расчета: скорость ветра 0,6 м/с, направление ветра перпендикулярно линии, температура окружающего воздуха +25 °С, солнечная радиация 1000 Вт/м², потери мощности на корону не учитываются.

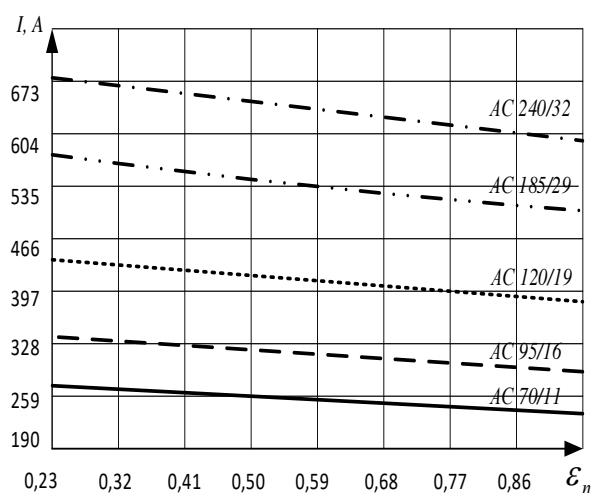


Рисунок 2.1 – Зависимость тока от коэффициента поглощения

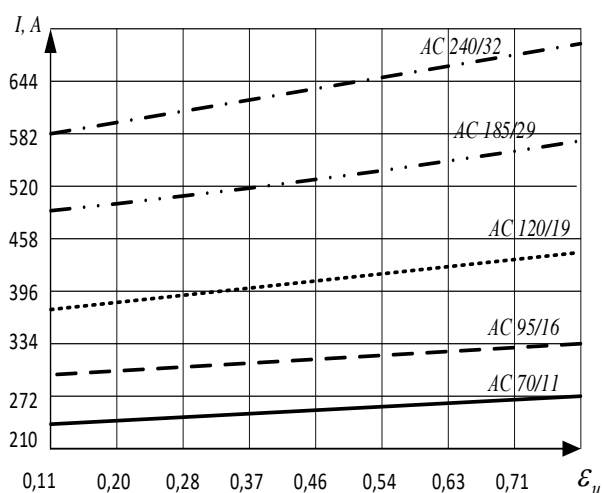


Рисунок 2.2 – Зависимость тока от коэффициента излучения

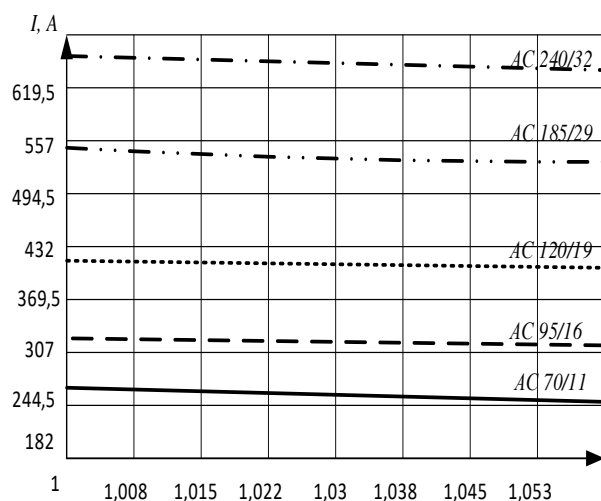


Рисунок 2.3 – Зависимость тока от коэффициента поверхностного эффекта

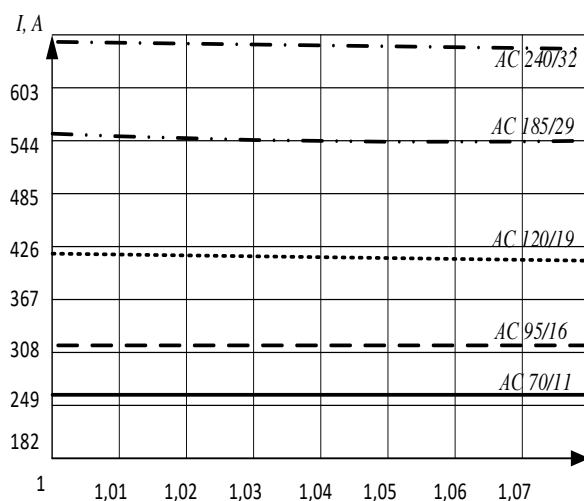


Рисунок 2.4 – Зависимость тока от коэффициента высоты над уровнем моря

Из представленных графиков видно, что коэффициентом высоты над уровнем моря можно пренебречь с допустимой точностью. В связи с тем, что коэффициент магнитных потерь определяется строго по количеству слоев алюминия в проводнике, исследование зависимостей не требуется.

На графиках Рисунка 2.5 представлены зависимости тока провода от скорости ветра (*а*) и от температуры воздуха по данным для проводов АС (*б*).

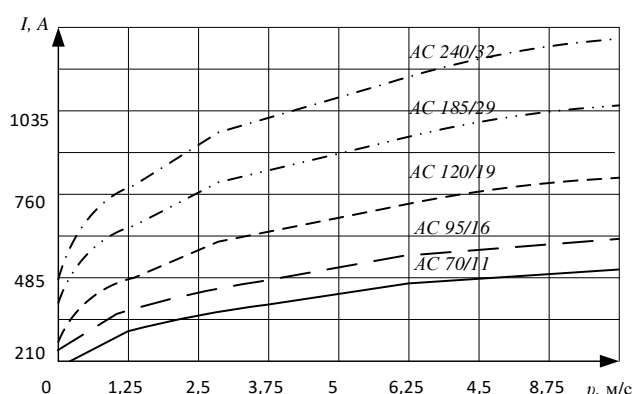


График а

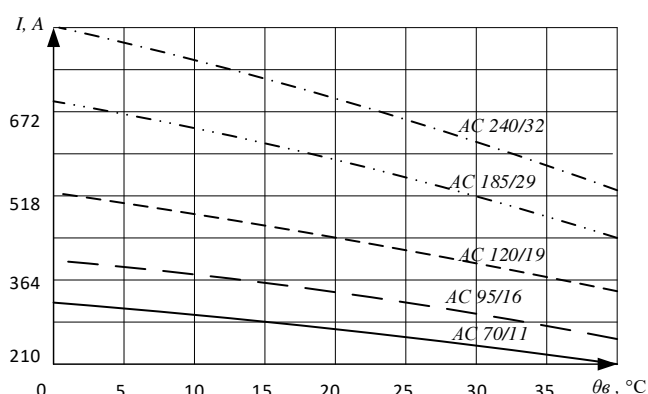


График б

Рисунок 2.5 – Влияние климатических факторов на величину тока:

а – скорости ветра; б – температуры воздуха

Проведенные исследования с помощью обобщенной тепловой модели провода показали, что наибольшее влияние на результат расчета тока оказывает именно изменение климатических факторов. Значения ДДТ проводов должны быть уточнены по климатическим условиям региона трассы ВЛ.

Для определения ДДТ проводов традиционных марок на практике целесообразно получить инженерные реализации обобщенной тепловой модели провода.

Взяв за основу предложенную модель с учетом пренебрежения потерями на корону (при соблюдении минимальных сечений и диаметров для различных номинальных напряжений) и трех известных значений коэффициента учета магнитных потерь (в зависимости от количества слоев алюминия в проводе), для уточнения ДДТ проводов марки АС удалось получить три формулы после

подстановки количественных значений части параметров:

– для сечений до 95 мм² (1 слой алюминия в проводе) действует формула:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{D \cdot [(\alpha_k + \alpha_l) \cdot (293,362 - 4,191 \cdot T_a) - 900]}{1,451 \cdot R_{20}}}, \quad (2.26)$$

– для сечений с 95 мм² по 300 мм² (2 слоя алюминия) действует формула:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{D \cdot [(\alpha_k + \alpha_l) \cdot (293,362 - 4,191 \cdot T_a) - 900]}{1,312 \cdot R_{20}}}, \quad (2.27)$$

– для сечений с 400 мм² (3 слоя алюминия) действует формула:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{D \cdot [(\alpha_k + \alpha_l) \cdot (293,362 - 4,191 \cdot T_a) - 900]}{1,388 \cdot R_{20}}}. \quad (2.28)$$

Вместо 16 составляющих расчета тепловой модели провода предложены три формулы, каждая из которых состоит из пяти составляющих: двух расчетных и трех, принимаемых по исходным данным.

Проведенное исследование в работе позволило принять допущения, использование которых дало получение инженерной реализации обобщенной тепловой модели для расчета ДДТ провода марки АС в более простом виде без потери точности, что подтверждается примерами. Так при расчете ДДТ АС 120/19 по формуле (2.13) значение составляет 419,8 А, а по формуле (2.27), 418,9 А, с отклонением в 0,2 %. Такие результаты вполне позволяют использовать формулы (2.26) – (2.28) для практических расчетов как инженерную реализацию. Принципиально важным моментом и, соответственно, недостатком такого способа является необходимость получения таких формул для каждой марки провода, т.е. формулы (2.26) – (2.28) применимы только для проводов марки АС.

Рассмотрим возможность упрощения определения расчетных коэффициентов.

Учитывая зависимость коэффициента α_l от температуры воздуха, длительно допустимой температуры провода и коэффициента излучения, данный коэффициент потребует уточнять под климатические условия и особенности марки провода.

В инженерной реализации целесообразно зависимость коэффициента,

характеризующего процесс теплоотдачи при лучистом теплообмене, от температуры представить в табличной форме. Пример показан для провода марки АС в Таблице 2.9. В данном случае потребуется подготовка таких таблиц для группы марок проводов, в зависимости от значения длительно допустимой температуры провода.

Таблица 2.9 – Таблица для определения значения α_L в зависимости от температуры воздуха для провода марки АС

T_a	0	1	2	3	4	5	6	7	8
α_L	4,699	4,72	4,741	4,762	4,783	4,805	4,826	4,848	4,869
T_a	9	10	11	12	13	14	15	16	17
α_L	4,891	4,913	4,935	4,957	4,979	5,001	5,024	5,046	5,069
T_a	18	19	20	21	22	23	24	25	26
α_L	5,091	5,114	5,137	5,16	5,183	5,206	5,229	5,252	5,276
T_a	27	28	29	30	31	32	33	34	35
α_L	5,299	5,323	5,347	5,37	5,394	5,418	5,442	5,467	5,491

Представление в табличной форме коэффициента, характеризующего процесс теплоотдачи при теплообмене конвекцией, не целесообразно. Он основан на расчете критерия Нуссельта, состоящего из нескольких формул, некоторые из которых выбираются в зависимости от промежуточных результатов расчетов.

Таким образом, на основе анализа чувствительности составляющих обобщенной тепловой модели получены удобные инженерные реализации расчета ДДТ провода традиционной конструкции при учете конкретных условий прохождения воздушных ЛЭП.

2.4. Определение параметров обобщенной тепловой модели для проводов нового поколения

Учитывая существенные конструктивные отличия ПНП от традиционных

проводов, необходимо определить значимые параметры обобщенной тепловой модели провода для расчета ДДТ ПНП.

В Таблице 2.10 показаны примеры марок ПНП в соответствии с измененной реализацией того или иного конструктивного признака [45].

Таблица 2.10 – Конструктивные особенности ПНП

№	Признак	Конструктивные особенности	Примеры марок проводов
1	Изменение геометрии поперечного сечения по отдельным повивам	Геометрия сечения по отдельным повивам отличается	АСВП, АСВТ
2	Изменение формы поперечного сечения повивов	Формы: трапецеидальная; Z-образная; стреловидная; Ω – образная; иная	АСк2у, АССС, АААС – Z, АСку, СЕНИЛЕК АТЗП/С
3	Изменение материала сердечника	Современные сплавы; композитные материалы; сталь плакированная алюминием	TACSR/ACS, АССС, ACCR, TACSR/HACIN
4	Изменение материала токопроводящих жил	Современные термостойкие сплавы; термообработанный алюминий с высокой проводимостью и т.д.	AACSRZ, АААС – Z, АСВП, АСку, АСк2у, АСВТ, АСПТ, АСТ, СЕНИЛЕК: АТЗ/С, TACSR/ACS, TACSR/HACIN, GTACSR (GZTACSR)
5	Зазор между токопроводящей частью и сердечником	Наличие	GTACSR (GZTACSR)

Все конструктивные изменения оказывают влияние на один или несколько параметров обобщенной тепловой модели провода по формуле (2.13). Это обуславливает необходимость исследования влияния параметров и коэффициентов на значение тока по формуле (2.13) для ПНП по аналогии с проведенными исследованиями для проводов традиционных марок. В качестве примера для ПНП марки АСТ показаны зависимости тока от различных коэффициентов и параметров на Рисунках 2.6 – 2.11. Условия расчета: скорость ветра 0,6 м/с (кроме Рисунка 2.10), направление ветра перпендикулярно линии, температура окружающего воздуха 25 °С, солнечная радиация мощностью 1000 Вт/м².

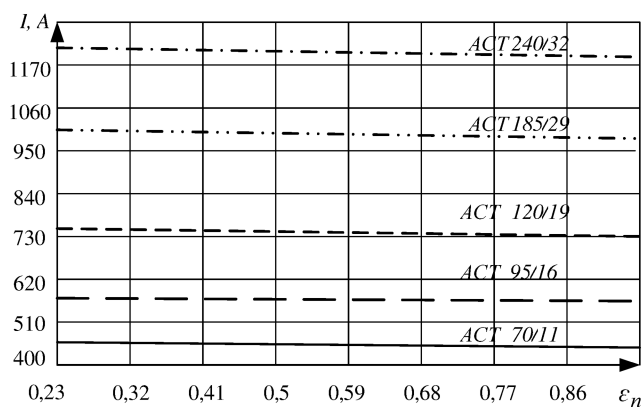


Рисунок 2.6 – Зависимость тока от коэффициента поглощения

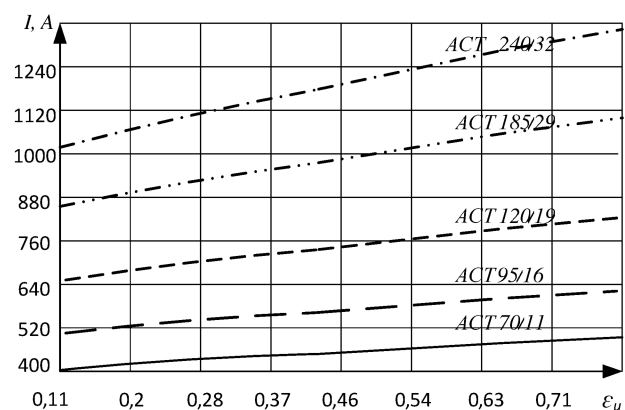


Рисунок 2.7 – Зависимость тока от коэффициента излучения

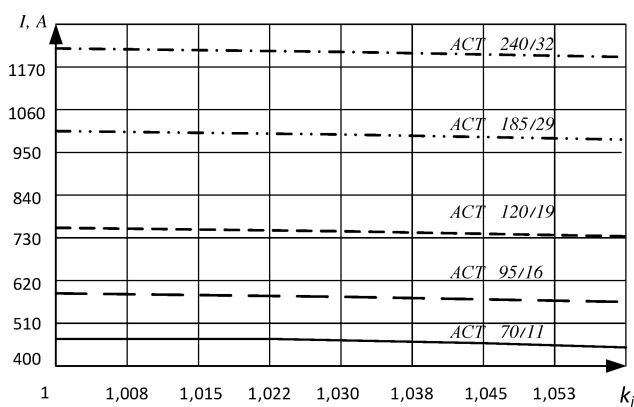


Рисунок 2.8 – Зависимость тока от коэффициента поверхностного эффекта

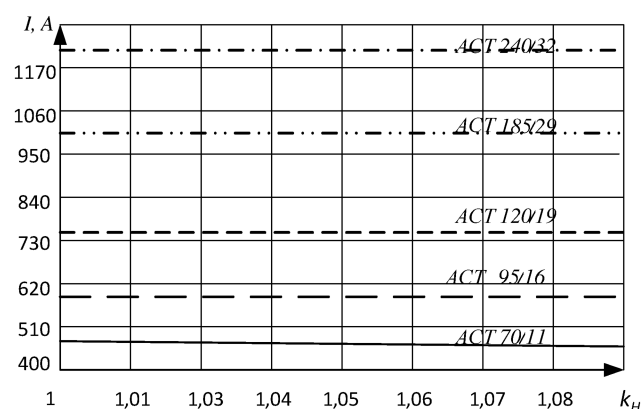


Рисунок 2.9 – Зависимость тока от коэффициента высоты над уровнем моря

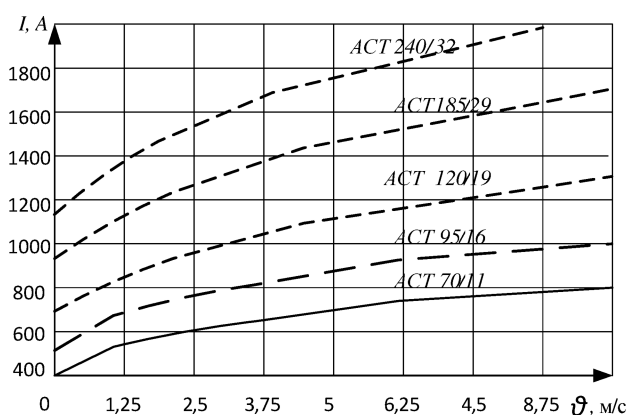


Рисунок 2.10 – Зависимость тока от скорости ветра

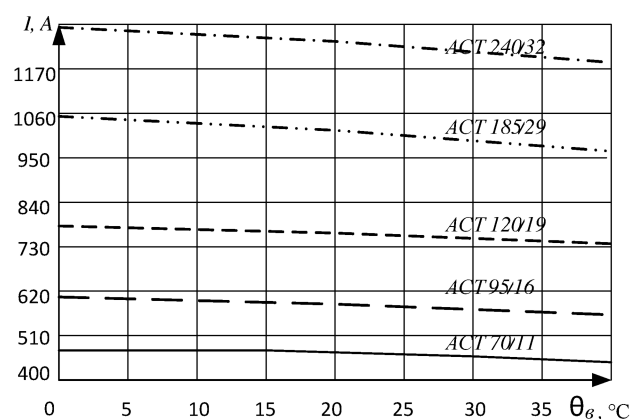


Рисунок 2.11 – Зависимость тока от температуры

Также для анализа получим зависимости тока для проводов ПНП марки АССС: Helsinki 160, Copenhagen 230, Warsaw 530, Vienna 650, Madrid 1050, которые конструктивно отличаются от проводов традиционной конструкции по нескольким признакам.

Графические зависимости основных климатических факторов показаны на Рисунках 2.12 – 2.14 для ПНП марки АССС различного сечения.

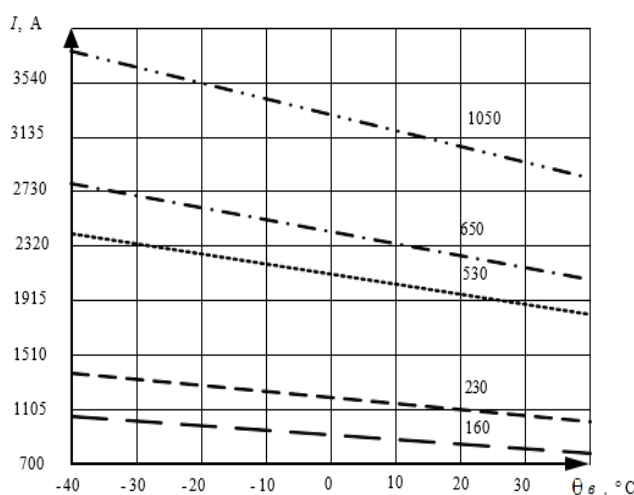


Рисунок 2.12 – Влияние изменения температуры воздуха на величину ДДТ проводов марки АССС

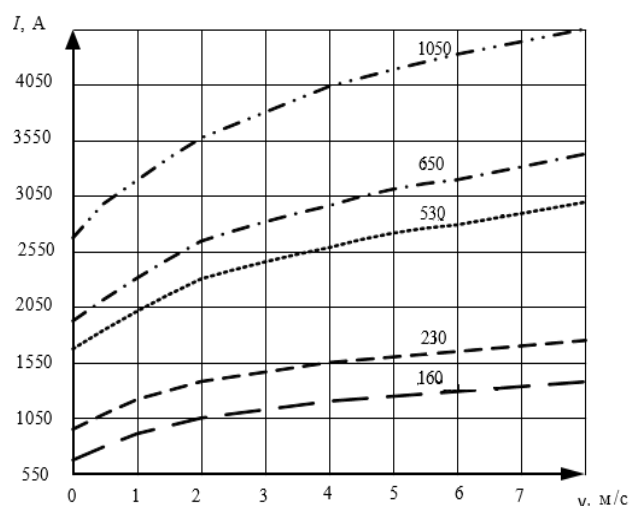


Рисунок 2.13 – Влияние изменения скорости ветра на величину ДДТ проводов марки АССС

Проведенные исследования показали, что чувствительность обобщенной тепловой модели провода к изменению температуры воздуха и скорости ветра применительно к ПНП выше по сравнению с применением для проводов традиционных марок. Например, изменение скорости ветра позволило получить широкие диапазоны изменения ДДТ проводов марки АССС: для Helsinki 160 от 683 А до 1353 А; для Copenhagen 230 от 895 А до 1732 А; для Warsaw 530 от 1637 А до 2982 А; для Vienna 650 от 1899 А до 3414 А; для Madrid 1050 от 2620 А до 4566 А.

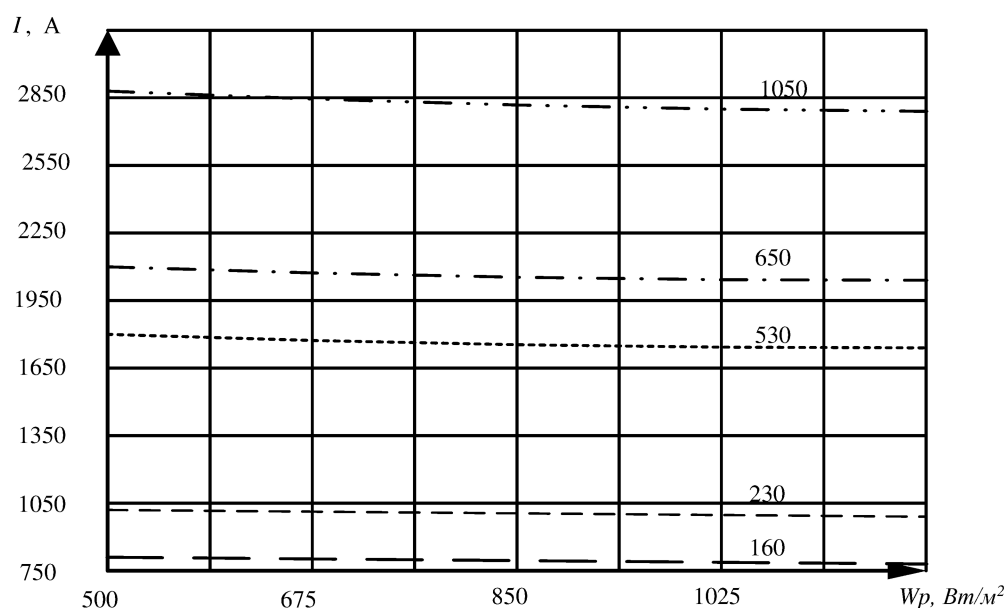


Рисунок 2.14 – Влияние изменения интенсивности суммарной солнечной радиации на величину ДДТ проводов марки АССС

С увеличением интенсивности суммарной солнечной радиации величина ДДТ снижается. Например, при изменении солнечной радиации от 400 Вт/м² до 1500 Вт/м² значение ДДТ изменялось для проводов следующим образом: для АССС Copenhagen 230 от 1046 А до 1003 А; для АСТ 240/39 от 1207 А до 1166 А; для АСк2у 240/39 от 744 до 659 А, для ААКСR 251 от 576 до 482 А.

Значение суммарной солнечной радиации изменяется как по регионам, так и в течение дня. Средняя величина интенсивности солнечной радиации около поверхности земли составляет 635 Вт/м². Зачастую в справочниках и каталогах заводов-изготовителей проводов указывается в качестве исходного значения величина интенсивности суммарной радиации 1000 Вт/м², что соответствует среднему значению в середине солнечного безоблачного дня, когда поверхность объекта перпендикулярна солнечным лучам. Учитывая, что для выбора сечения провода необходимо рассматривать наиболее неблагоприятный тепловой режим, данное значение может быть применимо для дальнейших оценочных расчетов, но для повышения точности в рамках проектной деятельности следует уточнять это значение для самого жаркого дня самого теплого месяца по региону прохождения ВЛ. Если

ВЛ проходит по территориям нескольких регионов, следует, рассматривать регион с наиболее высокими температурами окружающего воздуха.

Таким образом, учет климатических параметров при расчете значений тока для ПНП является первостепенным. Установление единых значений тока в соответствии с марками проводов и разными сечениями для различных территорий нецелесообразно, так как может привести к получению ошибочного результата. Графики зависимостей от других параметров предложенной модели не строятся, так как для ПНП формы графиков схожи с графиками провода марки АС.

Используя классификацию параметров обобщенной тепловой модели провода по Таблице 2.7, проведем ее комплексный анализ применительно к ПНП.

В первой группе параметров модели стоит обратить внимание на площадь поверхности теплообмена. Применим рекомендуемый подход расчета F с помощью формул (2.14) – (2.15) к проводам различных марок, и результаты сведем в Таблицу 2.11. Также покажем в Таблице 2.11 отношение эквивалентного диаметра провода к его размерному значению.

Таблица 2.11 – Расчет площади поверхности теплообмена проводов

Провод	АС 240/39	ААCSR 251	АСк2у 240/39	АССС Copenhagen 230	АСТ 240/39
D , м	0,0216	0,0191	0,0196	0,01829	0,0224
$d_{\text{прэ}}$, м	0,029	0,026	0,025	0,023	0,029
F , м ²	0,091	0,083	0,080	0,072	0,090
$d_{\text{прэ}}/D$	1,334	1,382	1,292	1,261	1,284

Из Таблицы 2.11 видно, что в случае ПНП пользоваться одной упрощенной формулой нельзя, т.к. соотношение эквивалентного диаметра к диаметру провода разных марок оказалось различным. Однако для ПНП прослеживается та же тенденция, что и для АС – значение эквивалентного диаметра провода получается значительно больше диаметра провода.

Для ПНП, если форма сечения проволок отличается от круглой, то можно

использовать понятие «эквивалентный диаметр проволоки» – диаметр круга, площадь которого равна площади поперечного сечения фасонной проволоки. Данная величина встречается в каталогах заводов-производителей проводниковой продукции [62], а также может быть рассчитана самостоятельно. В соответствии с техническими условиями на изготовление ПНП определение эквивалентного диаметра проволоки осуществляется через взвешивание одного метра проволоки провода, расчета его сечения как отношения массы измеренного образца к плотности материала и последующего расчета эквивалентного диаметра.

В случае отсутствия данных по значениям эквивалентных диаметров проводов, следует рассмотреть использование величины «периметра» при расчете площади поверхности теплообмена ПНП.

По [111] рассматриваемый параметр для традиционных проводов численно равен периметру P , который для витых проводов вычисляется как:

$$P = 0,5 \cdot \pi \cdot D \cdot (n_{\text{пров}} + 2), \quad (2.29)$$

$$d_{ce} = P \cdot 10^3 / \pi, \quad (2.30)$$

где $n_{\text{пров}}$ – число проволок в наружном повиве провода, шт.;

d_{ce} – эквивалентный диаметр провода, учитывающий увеличение поверхности теплообмена за счет витой структуры провода, мм.

В соответствии с рекомендациями в [101, 107, 110] для традиционных проводов следует пользоваться формулами (2.14) и (2.15). Но, учитывая то, что коэффициент заполнения ПНП выше, чем у традиционных, использование подхода расчета площади поверхности теплообмена по формулам (2.29) – (2.30) может дать лучший результат, чем по формулам (2.14) – (2.15). Результаты расчета периметра проводов различных марок представлены в Таблице 2.12.

Таблица 2.12 - Расчет периметра проводов

Провод	АС 240/39	ААСR 251	АСк2у 240/39	АССС Copenhagen 230	АСТ 240/39
P , м	0,096	0,088	0,086	0,079	0,096

Из параметров второй группы изменения в расчетах коснуться ε_n и k_j . Значения температурного коэффициента сопротивления и сопротивления постоянному току при температуре 20 °С (значение омического сопротивления) определяются по справочным данным или данным заводов-изготовителей.

Для марок ПНП со стальными сердечниками применим такой же подход учета магнитных потерь через k_M , а для ПНП других марок (провод со сниженными магнитными потерями, провод с композитным сердечником, провод с сердечником из немагнитной стали) – учет k_M не требуется, так как магнитных потерь в этом случае не будет или их величина будет несущественно мала.

По данным [60] для проводов с композитным сердечником в условиях измерения указывается, что коэффициенты поглощения и излучения равны между собой и составляют 0,5. Для многих ПНП изготовители заявляют срок службы – 50 лет, а коэффициенты поглощения и излучения существенно возрастают уже через два года, то нецелесообразно принимать низкие значения коэффициентов, даже несмотря на все особенности ПНП.

При проявлении поверхностного эффекта изменяется сопротивление проводника, что в свою очередь влияет на потери мощности и энергии в линиях электропередачи электрической сети. Проявление поверхностного эффекта возрастает при увеличении частоты, радиуса провода, магнитной проницаемости и удельной проводимости материала. Наиболее влияющими факторами на степень проявления поверхностного эффекта являются частота и материал проводника. В данном случае, так как ЕЭС России работает при номинальной частоте в 50 Гц, основное влияние обусловлено используемым материалом, точнее его магнитной проницаемостью и удельным электрическим сопротивлением.

В общем виде степень проявления поверхностного эффекта выражается коэффициентом поверхностного эффекта:

$$k_j = k_{\Pi} = \frac{r}{R}, \quad (2.31)$$

где r – активное сопротивление провода при переменном токе;

R – сопротивление этого провода при постоянном токе.

Общеизвестно, что для традиционных проводов с сечением до 400 мм² поверхностный эффект не учитывается из-за незначительного влияния на результат расчета тока. В целом, для сталеалюминевых проводов диапазон изменения коэффициента поверхностного эффекта варьируется от 1,00 до 1,05. В частности, для провода АС 400/51 электрическое сопротивление провода постоянному току при 20 °С равно 0,0733 Ом/км, а переменному 0,075 Ом/км, следовательно, значение коэффициента поверхностного эффекта составляет 1,0232. Именно с этого значения данный коэффициент уже учитывают для проводов марки АС. Необходимо проверить данное условие в случае с ПНП.

Результаты расчета коэффициента поверхностного эффекта для ПНП марки АССС в соответствии с данными завода-изготовителя об электрических характеристиках проводов, в частности номинальном сопротивлении постоянному току при 20 °С и номинальному сопротивлению переменному току при той же температуре, представлены в Таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Расчет коэффициента поверхностного эффекта провода АССС

Провод АССС	Повивы, шт.	r , Ом/км	R , Ом/км	k_j
Helsinki 160	2 шт.	0,1827	0,1824	1,0016
Copenhagen 230		0,1258	0,1254	1,0032
Monte Carlo 240		0,1204	0,1202	1,0017
Casadlanca 285		0,1018	0,1013	1,0049
Amsterdam 380		0,0760	0,0754	1,0079
Warsaw 530	3 шт.	0,0555	0,0545	1,0183
Hamburg 570		0,0517	0,0507	1,0197
Milan 590		0,0499	0,0488	1,0225
Rome 610		0,0479	0,0468	1,0235
Vienna 650		0,0452	0,0440	1,0273
Berlin 1050		0,0300	0,0276	1,0869
Madrid 1050	4 шт.	0,0293	0,0274	1,0693

Данные Таблицы 2.13 показывают, что для проводов с композитным сердечником марки АССС, произведенных заводом ООО «Сим-Росс-Ламифил», значение коэффициента варьируется от 1,0016 до 1,0869. Прослеживается тенденция увеличения коэффициента добавочных потерь при увеличении сечения провода.

При больших значениях сечений ПНП диапазон значений коэффициента поверхностного эффекта шире, чем для проводов марки АС. При больших сечениях провода учет данного параметра обязателен. Например, по аналогии с проводом АС, в случае провода марки АССС возможно не учитывать коэффициент поверхностного эффекта при сечении менее 600 мм^2 . Выявлено, что для ПНП необходимо учитывать k_j , начиная с сечения 600 мм^2 .

Изменений в определении параметров третьей группы для ПНП не будет, что не скажешь про параметры четвертой группы. Потерями мощности на корону при тепловых расчетах традиционных проводов, зачастую пренебрегают [82, 83]. В соответствии с [102] это справедливо для равнинных воздушных ЛЭП, а для горных воздушных ЛЭП 220 кВ и выше учет потерь на корону обязателен. У современных компактных проводов из-за гладкой поверхности увеличивается начальное напряжение коронного разряда, что приводит к снижению потерь мощности и энергии на коронный разряд [84]. Наблюдается снижению потерь мощности на корону ПНП по сравнению со стандартными витыми проводами марки АС на 40 – 50 % [104]. Так, для ВЛ напряжением 220 кВ, проходящей в средней полосе России, среднегодовые потери мощности на корону для проводов АСк2у 240/39 могут составить порядка 2,1 кВт/км, в то время как для проводов АС 240/39 они составят 3,85 кВт/км [84]. Для данного частного случая (провода марки АСк2у) это обстоятельство позволяет пренебречь потерями на корону – отклонение между учетом и не учетом этого параметра при тепловом расчете провода меньше 1 %. Но каких-либо общих рекомендаций и методик для ПНП нет по учету потерь мощности на корону. Важно, что увеличение начального напряжения коронного разряда для ПНП создает предпосылки к снижению минимально допустимого сечения по условию коронного разряда, например, для ВЛЭП 220 кВ допустимое минимальное сечение может снизиться до 185 мм^2 (вместо 240) для витых проводов [104]. Требуются дополнительные специальные исследования для получения данных о потерях мощности на корону на ВЛ с ПНП, поскольку потери на корону связаны с конструктивным исполнением ЛЭП.

Коэффициент теплоотдачи и составляющие его коэффициенты зависят от многих факторов. Рассчитаем его для ПНП различных марок с коэффициентами излучения и поглощения равными 0,7 и 0,9 соответственно, а результаты расчета покажем в Таблице 2.14, сравнив с данными по стандарту сетевой компании [45].

Таблица 2.14 – Коэффициент теплоотдачи проводов нового поколения

Провод	AACSR 251	АСк2у 240/39	АССС Copenhagen 230	АСТ 240/39
$\alpha_k, \text{Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$	15,633	15,132	14,607	13,208
$\alpha_d, \text{Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$	5,252	5,787	8,764	9,984
$\alpha_T \text{ расчетный}, \text{Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$	20,866	20,918	23,371	23,192
$\alpha_T, \text{Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$	23,53	18,0	25,59	18,4
Отклонение, %	11,32	-16,21	8,67	-26,04

Знак «минус» по строчке отклонений говорит о том, что расчетная величина меньше справочной, знак «плюс» – наоборот. Результаты расчета коэффициентов теплоотдачи разнятся с данными стандарта, но являются сопоставимыми. Поскольку для справочного α_T не показаны исходные данные расчета (температура, скорость и направление ветра и т.д.), то причиной отклонений, будет являться разница в этих данных. Коэффициент, учитывающий теплоотдачу при лучистом теплообмене, включает в себя постоянную излучения (степень черноты провода) $\epsilon_{\text{и}}$, однозначного определения которой на сегодняшний день нет. На результат оказывает влияние и выбор методического подхода к расчету.

Таким образом, нельзя пользоваться единым значением коэффициента теплоотдачи для соответствующей марки провода. Необходимо производить расчет данного коэффициента для каждого конкретного случая, так как результаты расчета могут разительно отличаться.

Для выбора оптимальной комбинации учитываемых параметров модели и значений коэффициентов реализованы вариантные расчеты для конкретных примеров ПНП. Вариантные расчеты отражены в Приложении А.

Исследование влияния составляющих токовой модели по формуле (2.13) на результирующие значения тока позволяет сделать следующие выводы при расчете ДДТ для ПНП.

1. Наименьшее влияние на результат расчета ДДТ из климатических факторов оказывает интенсивность солнечного излучения, поэтому допускается при расчете использовать усредненное значение величины интенсивности суммарной радиации 1000 Вт/м^2 для климатических зон с умеренным климатом. Для более точных расчетов в других климатических зонах следует проводить оценку интенсивности солнечного излучения.

2. Рекомендуется учитывать k_H в обобщенной тепловой модели провода при высоте прокладки трассы ВЛ над уровнем моря свыше 335 м. Для горных ВЛ учет коэффициента является обязательным.

3. Для современных проводов, с формой профиля проволоки токоведущей части отличной от круглой, при сечении провода до 500 мм^2 целесообразно рассчитывать площадь поверхности теплообмена через эквивалентный диаметр, а свыше 500 мм^2 – через диаметр провода.

4. При прохождении трассы ВЛ по территориям нескольких регионов и климатических зон, обладающих различными климатическими и географическими характеристиками, сечение провода следует выбирать по наиболее неблагоприятным условиям, т.е. учитывается максимальная высота над уровнем моря, максимальная температура солнечного дня наиболее теплого месяца в году при минимальных значениях скорости ветра.

5. Коэффициент излучения следует принимать меньше коэффициента поглощения. Соответственно, для ПНП коэффициент излучения следует принимать равным 0,5, а коэффициентом поглощения равным 0,9.

Проведенный анализ [45, 95-116, 118-119] частично подтверждает полученные выводы. Учитывая вышесказанное, а также формулы (2.26) – (2.28) для расчета ДДТ проводов любой конструкции получена следующая инженерная реализация обобщенной тепловой модели провода:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{D \cdot [(\alpha_k + \alpha_L) \cdot (A - B \cdot T_a) - 900 \cdot k_H] - P_i}{C \cdot R_{20}}}, \quad (2.32)$$

где A , B , C – расчетные коэффициенты, примеры значений которых представлены в Таблице 2.15 в зависимости от марки провода и его сечения.

Таблица 2.15 – Значения параметров формулы (2.32)

Марка провода	Сечение, мм ²	A	B	C	P_i	k_H
АС	до 95	293,362	4,191	1,451	Допускается пренебречь.	Подлежит учету при высоте прокладки трассы ВЛ над уровнем моря свыше 335 м.
	120 – 300			1,312		
	400 и выше			$1,388 \cdot k_j$		
АССС	до 600	713,079	3,962	1,645		
	600 и выше			$1,645 \cdot k_j$		
АСТ	до 95	847,099	4,034	2,031		
	120 – 330			1,836		
	400 – 550			1,942		
	600 и выше			$1,942 \cdot k_j$		
АСк2у	240 – 500	365,304	4,059	1,333		

Для провода АС 240/39 значение ДДТ по формуле (2.32) составило 632 А с отклонением в 1,4 % от значения ДДТ по формуле (2.13) равным 623 А; для провода АССС Copenhagen 230 значение ДДТ по формуле (2.32) составило 1028 А с отклонением в 0,5 % от значения ДДТ по формуле (2.13) равным 1023 А; для провода АСТ 240/39 значение ДДТ по формуле (2.32) составило 1213 А с отклонением в 1,0 % от значения ДДТ по формуле (2.13) равным 1225 А.

Полученные выводы дают рекомендации расчета значений ДДТ ПНП для конкретных условий проектирования, которых ранее не было.

2.5. Выводы по Главе 2

1. Анализ существующих методических подходов теплового расчета тока при максимальной допустимой величине температуры проводов ВЛ показал, что общей

основой является уравнение теплового баланса провода при установившемся режиме. Существующие реализации расчета допустимых длительных и аварийных токов отличаются друг от друга и используют разрозненные экспериментальные данные, за счет чего получаются различные результаты с большой погрешностью. Это подтверждает необходимость разработки обобщенной тепловой модели определения предельных токовых нагрузок для проводов традиционной конструкции.

2. Исследование влияния климатических и географических особенностей расположения ЛЭП и условий эксплуатации на величину расчетного тока показало, что ДДТ, указанные заводом-изготовителем, должны уточняться по условиям прохождения ее трассы. Значение ДДТ наиболее чувствительно к изменению скорости и направления ветра, температуры воздуха, коэффициентов поглощения и излучения. Значения коэффициентов поглощения и излучения для проводов традиционных марок следует принять равными 0,9 и 0,7 соответственно.

3. В развитие теплового расчета провода по руководству СИГРЭ предложена обобщенная тепловая модель провода, позволяющая более точно учитывать его конструктивные особенности и условия прохождения трассы. Эта модель отличается от тепловой модели провода СИГРЭ: включением в расчет коэффициента магнитных потерь; коэффициента, учитывающего высоту прокладки трассы ЛЭП над уровнем моря; потерь мощности на корону; значениями коэффициентов поглощения и излучения провода.

4. Определены параметры предложенной обобщенной тепловой модели провода для ПНП. В результате ее исследования определено, что значения ДДТ, рассчитанные для ПНП, более чувствительны к изменению ее параметров по сравнению с проводами традиционной конструкции.

5. При определении ДДТ потерями мощности на корону в проводах традиционной конструкции можно пренебречь, так как они оказывают незначительное влияние на значение тока, в то время как для ПНП требуется реализация дополнительных исследований, так как на текущий момент есть только частные эмпирические случаи для отдельных марок проводов. В связи с этим их необходимо оставить в предложенной обобщенной тепловой модели провода.

6. В результате исследования на обобщенной тепловой модели провода для расчета ДДТ ПНП выявлено, что:

- допускается применять усредненное значение величины интенсивности суммарной радиации 1000 Вт/м^2 для климатических зон с умеренным климатом;
- необходимо учитывать коэффициент высоты над уровнем моря при высоте прокладки трассы воздушной ЛЭП над уровнем моря свыше 335 м;
- для проводов, с формой профиля проволоки токоведущей части отличной от круглой, при сечении провода до 500 мм^2 целесообразно рассчитывать площадь поверхности теплообмена через эквивалентный диаметр, а свыше 500 мм^2 – через диаметр провода;
- допускается не учитывать потери на корону для марок проводов нового поколения в случае меньших значений потерь мощности на корону по сравнению с марками проводов традиционных конструкций;
- необходимо учитывать коэффициент поверхностного эффекта, начиная с сечения 600 мм^2 ;
- коэффициент излучения принимать равным 0,5, а коэффициентом поглощения равным 0,9.

7. Для теплового расчета провода любой конструкции при прохождении трассы ЛЭП по территории нескольких климатических регионов, сечение провода следует выбирать по наиболее неблагоприятным условиям: максимальной высоте над уровнем моря, максимальной температуре солнечного дня наиболее теплого месяца в году при минимальных значениях скорости ветра.

Глава 3. Разработка технико-экономической модели провода для выбора его оптимального сечения в активно-адаптивной сети

Интенсивное развитие электроэнергетики в современных условиях приводит к необходимости пересмотра технико-экономического обоснования (ТЭО) выбора провода, которое должно базироваться на соответствующей технико-экономической модели (ТЭМ) провода.

3.1. Выбор критериев технико-экономического обоснования выбора сечения проводов воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи

В настоящее время существует множество различных показателей и критериев ТЭО электросетевых проектов. Целесообразно на основе их систематизации и анализа выбрать наиболее подходящие, которые составят основу ТЭМ провода.

Результаты систематизации информации [92-94, 120-122] по экономическим показателям приведены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Краткая характеристика экономических показателей

Экономический показатель	Характеристика показателя и область его применения
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	Признан во всем мире и рекомендован к применению ООН и Всемирным банком, активно используется в настоящее время в реализации ТЭО электроэнергетических проектов по всему миру. Нельзя использовать для сравнения существенно различающихся по масштабу вариантов.
Суммарные дисконтированные затраты (ДЗ)	Показатель предназначен для сравнения вариантов с одинаковым расчетным сроком и одинаковым приведенным эффектом.
Среднегодовые ДЗ	Показатель позволяет сравнивать варианты при разном жизненном сроке, но варианты должны обладать одинаковым приведенным эффектом.
Удельные ДЗ (УДЗ)	Показатель позволяет сравнивать варианты с разным расчетным сроком и с разным производственным эффектом.

Экономический показатель	Характеристика показателя и область его применения
Внутренняя норма доходности (ВНД)	Преимущества: процентное выражение результата, легче поддается интерпретации в целях сравнения; определение предела устойчивости проекта. Недостатки: отсутствие свойства аддитивности, невозможность выражения формулой в явном виде, противоречие результатам по расчету ЧДД, высокая чувствительность к структуре потока платежей; иногда невозможно однозначно определить взаимоисключающие проекты. В [122] показано, что, исходя из решения уравнения ЧДД = 0 не ясно, что следует принимать за ВНД и как с этим значением работать.
Модифицированная ВНД	Не всегда есть необходимость в применении этого критерия (инвестиционный проект имеет ординарный денежный поток).
Индекс доходности дисконтированных инвестиций	Показатель связан с ЧДД и дополняет его, но может ему противоречить. При возникновении противоречия между ЧДД и индексом доходности дисконтированных инвестиций ориентироваться стоит на ЧДД.
Дисконтированный срок окупаемости	Не учитывает денежные поступления после окончания срока окупаемости. Как правило, критерий дополняет ЧДД.

В результате анализа экономических показателей выбраны УДЗ, так как в отличие от других показателей он позволяет сравнивать варианты при выборе сечения и марки провода с различными производственными эффектами; более чувствителен к изменению капитальных вложений и стоимости потерь электроэнергии, но более устойчив к изменению ставки дисконтирования (на 0,5 %) по сравнению с ЧДД. Для подтверждения вышесказанного в Приложении Б приведена оценка чувствительности этих показателей.

Экономические критерии инвестиционных проектов должны быть измеряемы [94]. Поэтому, на основе выбранного экономического показателя, получен экономический критерий выбора сечения провода K_1 по соответствию УДЗ конкурентоспособного равно надежного варианта минимальному значению:

$$K_1 = Z_{УДЗ} \rightarrow \min. \quad (3.1)$$

Каноническая запись расчета УДЗ имеет вид, руб/км [94]:

$$Z_{УДЗ} = \sum_{t=0}^T (K_t + I_t + H_t) \cdot (1+r)^{-t}, \quad (3.2)$$

где T – последний год инвестиционного периода объекта, лет;

t – год рассматриваемого периода;

K_t – капитальные вложения в год, руб/км;

I_t – ежегодные эксплуатационные издержки, руб/км;

H_t – налоговые платежи в год t инвестиционного периода объекта, руб/км;

r – ставка (норма) дисконтирования.

Налоговые платежи при сравнении вариантов выбора провода не учитываются в виду одинаковых значений, так как объектом налога является ЛЭП.

Для увязки экономического критерия с техническим следует в первую очередь рассмотреть ежегодные эксплуатационные издержки. Общеизвестно, что при их определении требуется определение потерь, которые в свою очередь выражаются с помощью тока. Состав ежегодных эксплуатационных издержек представлен на Рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Состав эксплуатационных издержек

Технические факторы рассмотрены в первой главе диссертации и обусловлены техническими ограничениями, показанными на Рисунке 1.3. Основопологающим из этих ограничений является ограничение по длительно допустимому нагреву. Кроме этого, технический критерий должен учитывать факторы, приведенные в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Факторы, влияющие на определение технического критерия

№	Фактор	Описание фактора
1	Стохастический характер нагрузки линии	В современных условиях, с учетом новых функциональных свойств ААС, усиливается случайность и неопределенность токов, протекающих по ЛЭП.

№	Фактор	Описание фактора
2	Новые функциональные свойства ААС	Показаны в первой главе диссертации.
3	Энергетическая эффективность ЛЭП	Энергетическая эффективность ЛЭП оценивается ее пропускной способностью и значением потерь электроэнергии, определение которых напрямую связано с величиной протекающего по ЛЭП тока. Ток является более точным параметром для определения потерь по сравнению со значениями активной и реактивной мощности.

Все приведенные факторы связаны с ограничением по длительно допустимому нагреву провода. Следовательно, *технический критерий* K_2 определяется током линии и характером его протекания. K_2 выражается функционалом, описывающим связь сечения и тока, протекающего по проводу:

$$K_2 = F(I). \quad (3.3)$$

Таким образом, электрический ток является связующим параметром между экономическим и техническим критериями, что позволяет их интегрировать в один.

3.2. Разработка интегрированной технико-экономической модели провода

В соответствии с системным подходом определены требования к ТЭМ провода [123-124]: учет неопределенности исходных данных; получение достоверных результатов, обеспечивающих приемлемую точность; получение алгоритма для дальнейшей его реализации в виде программно-вычислительного комплекса; обеспечение соблюдения технических ограничений и требований для любой конструкции проводов ВЛЭП.

Процесс разработки ТЭМ провода включает следующие этапы:

- получение единого критерия выбора сечения провода, на основе выбранных технического и экономического критериев;

- выявление математических закономерностей, связывающих единый критерий с физическим процессом транспорта и переноса электроэнергии;
- построение модели на основе полученного единого критерия выбора сечения провода и предложенной обобщенной тепловой модели провода.

Концептуальное представление предлагаемой модели провода для выбора его сечения показано на Рисунке 3.2.

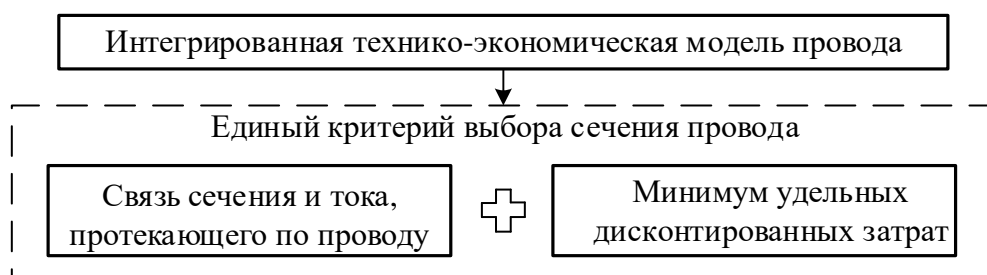


Рисунок 3.2 – Концептуальное представление модели провода

Данная модель для корректного выбора сечения провода одновременно учитывает, как технический критерий, так и экономический. Она представляет собой *интегрированную технико-экономическую модель* (ИТЭМ) провода и описывается выражением:

$$F = \langle \psi_I, \psi_{\text{эк}}, P(\psi_I, \psi_{\text{эк}}) \rangle, \quad (3.4)$$

где ψ_I – технический критерий, описывающий связь сечения и тока, протекающего по проводу;

$\psi_{\text{эк}}$ – экономический критерий, выраженный минимумом удельных дисконтированных затрат (руб/км);

$P(\psi_I, \psi_{\text{эк}})$ – предикат целостности, позволяющий объединить вышеприведенные критерии в единое целое.

Таким образом, предложена принципиально иная математическая постановка задачи, позволяющая учитывать новые функциональные свойства в ААС, стохастический характер нагрузки линии, нагрев провода в современных условиях эксплуатации ЛЭП.

Токовая модель провода описывается случайным процессом, характеризующим изменение токовой нагрузки линии во времени и учитывающим функциональные свойства, присущие как традиционной сети, так и ААС [125-127]:

$$I(t) = I_{cp}(t) + I_S(t) + \varepsilon(t), \quad (3.5)$$

где $I_{cp}(t)$ – среднее значение тока линии (математическое ожидание), которое в отличие от [125-127] определяется для тока линии по обобщенной тепловой модели провода по формуле (2.13);

$I_S(t)$ – стационарный эргодический процесс с нулевым математическим ожиданием;

$\varepsilon(t)$ – шум, описывающий нестационарную случайную составляющую процесса.

Токовая модель провода $I(t)$, как и все ее составляющие по формуле (3.5) имеют двойственный характер, так как она с одной стороны описывает закономерность изменения тока во времени, а с другой стороны учитывает тепловые процессы в проводах и влияние на них условий прохождения трассы ЛЭП.

Составляющие модели по формуле (3.5) имеют различную физическую природу. Первая составляющая $I_{cp}(t)$ характеризует медленное изменение математического ожидания тока в рассматриваемый период времени. Значение $I_{cp}(t)$ определяется по обобщенной тепловой модели провода. Составляющая $I_S(t)$ учитывает свойства графиков электрической нагрузки. Третья составляющая $\varepsilon(t)$ характеризует быстрое изменение тока (включает случайные флуктуации нагрузки). Новые функциональные свойства ААС будут учитываться во второй и третьей составляющей формулы (3.5).

Информационный поток электрического тока, в соответствии с идеей модели, представляется тремя некоррелированными составляющими: математическим ожиданием, стационарным эргодическим процессом с нулевым математическим ожиданием и шумом (его нестационарной составляющей). В зависимости от его качества выбирается оператор, с помощью которого выделяется из общего случайного процесса его стационарная составляющая.

Исследование случайных процессов (СП) изменения электрического тока по ВЛ позволило разделить их на 4 группы: стационарный эргодический; стационарный неэргодический; нестационарный и нестационарный со свойством, позволяющим судить о процессе по одной реализации, т.е. с «обобщенной» эргодичностью. Эргодическое свойство состоит в том, что каждая отдельная реализация случайной функции является как бы «полномочным представителем» всей совокупности возможных реализаций [127]. Основными характеристиками стационарного процесса является то, что он продолжается во времени неопределенно долго и началом отсчета можно выбрать любой момент времени, что позволяет использовать его свойство для прогнозирования тока. Нестационарный процесс, наоборот зависит от времени, имеет определенную тенденцию развития и его характеристики зависят от начала отсчета.

Случайный процесс протекания тока по линии содержит ретроспективные, текущие, прогнозные реализации. Его можно рассматривать как информационный поток, так как он описывает значения тока на каждый момент или интервал времени. В зависимости от типа информационного потока и вида случайного процесса выбирается инженерная реализация токовой модели провода в соответствии с Таблицей 3.3.

Таблица 3.3 – Выражения для эквивалентных токов различных видов СП в зависимости от степени полноты и достоверности информационных потоков

Процесс	Эквивалентный ток
<i>Полный достоверный информационный поток - достаточный объем информации для определения оптимального сечения провода с заданной точностью. В электрической сети телеизмерения присутствуют в достаточном или даже избыточном объеме.</i>	
стационарный эргодический	$I_{эkv} = I_{cp} \cdot (1 + K_{\sigma} \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}), \text{ где } K_{\phi} = \sqrt{1 + \gamma^2},$ $I_{cp} = \sqrt{\frac{(\alpha_K + \alpha_L) \cdot F \cdot (T_{av} - T_a) - \varepsilon_n \cdot k_H \cdot D \cdot W_p \cdot \sin \psi_c - P_i}{k_M \cdot k_j \cdot R_{20} \cdot (1 + \beta_r \cdot (T_{av} - 20))}}.$
стационарный неэргодический	$I_{эkv} = I_{ск} \cdot (1 + K_{\sigma} \sqrt{K_{\phi N}^2 - 1}), \text{ где } I_{ск} = I_{cp} \cdot K_{\phi} \text{ и } K_{\phi N} = \sqrt{1 + \gamma_{ск}^2},$ $I_{cp} = \sqrt{\frac{(\alpha_K + \alpha_L) \cdot F \cdot (T_{av} - T_a) - \varepsilon_n \cdot k_H \cdot D \cdot W_p \cdot \sin \psi_c - P_i}{k_M \cdot k_j \cdot R_{20} \cdot (1 + \beta_r \cdot (T_{av} - 20))}}.$
нестационарный	$I_{эkv} = I_{cp}(t) \cdot (1 + K_{\sigma} \sqrt{K_{\phi}^2(t) - 1}), \text{ где } I_{cp}(t) = I_{cp} \cdot I_{o.e.}(t),$

Процесс	Эквивалентный ток
	$I_{cp} = \sqrt{\frac{(\alpha_k + \alpha_l) \cdot F \cdot (T_{av} - T_a) - \varepsilon_n \cdot k_H \cdot D \cdot W_p \cdot \sin \psi_c - P_i}{k_M \cdot k_j \cdot R_{20} \cdot (1 + \beta_r \cdot (T_{av} - 20))}}$
Полный недостоверный информационный поток - отсутствие корректной и однозначной информации о параметрах режима при наличии достаточного объема ошибочной информации (например, при ошибках измерения параметров, высокой метрологической погрешности).	
Требуется корректировка исходных данных до достоверных значений, прежде чем применять модель для определения эквивалентного тока ВЛ.	
Неполный информационный поток: Неполный недостоверный - не хватает режимной информации для определения всех требуемых параметров и характеристик, даже расчетным путем. Неполный достоверный – степень полноты исходной информации зависит от потери части данных, их недостаточности в требуемом объеме по причине отсутствия измерительных комплексов, неперIODичностью сбора информации.	
Требуется восстановление информации. Реализуется с помощью систем компьютерного моделирования.	

где K_σ – кратность среднеквадратичного отклонения;

K_ϕ – коэффициент формы токовой нагрузки по одной реализации;

γ – коэффициент вариации, определяемый по одной реализации;

$K_{\phi N}$ – коэффициент формы, рассчитанный по N реализациям СП токовой нагрузки;

γ_{ck} – коэффициент вариации, определяемый по N реализациям случайного процесса, в предшествующий период времени;

$K_\phi(t)$ – значение коэффициента формы, изменяющееся во времени и полученное усреднением коэффициента вариации по ансамблю реализаций;

γ_{I_t} – коэффициент вариации, рассчитанный по каждой реализации (усреднение по времени), а затем по N реализациям;

$I_{o.e.}(t)$ – коэффициент, учитывающий изменение тока от времени.

При определении УДЗ целесообразно использовать значение эквивалентного тока, так как он позволяет определять и прогнозировать потери электроэнергии в ЛЭП. Для формирования прогнозируемой реализации тока используются значения

ретроспективных и текущей реализаций. После определения прогнозируемого графика тока, протекающего по линии, определяются его среднее квадратическое и максимальное значение. Если рассматривается строительство новой линии, к которой подключаются подстанции для питания новых потребителей, то прогнозирование графика их токовой нагрузки проводится общепринятыми методами, например, как показано в [66]. Отличительной особенностью определения эквивалентного тока является «встраивание» обобщенной тепловой модели провода в его токовую модель.

Выражая УДЗ через ток линии и раскрывая связь эксплуатационных издержек и тока с использованием формулы, указанной в [128], получен *интегрированный технико-экономический критерий* за счет связи технического и экономического критериев через ток линии. Данный критерий должен принимать минимальное значение, руб/км:

$$Z_{УДЗ} = \sum_{t=0}^T [K_t (1 + \alpha_{ам} + \alpha_{РЭО}) + C_{\Delta W} (3 \cdot I_{экр}^2 \cdot R \cdot T_p + 8760 \cdot \Delta P_{кор} + \frac{U_n^2 \cdot T_{вл.п.} \cdot N_{гир}}{3 \cdot N_{из} \cdot R_{из}})] \cdot (1 + r)^{-t}, \quad (3.6)$$

$$Z_{УДЗ} \rightarrow \min, \quad (3.7)$$

где $\alpha_{ам}$ – коэффициент амортизационных отчислений;

$\alpha_{РЭО}$ – коэффициент (норма) отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ЛЭП;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, руб/Вт·ч;

T_p – число рабочих часов ЛЭП за год, ч;

R – сопротивление одного км линии, Ом/км;

$\Delta P_{кор}$ – удельные потери мощности на корону в проводах ВЛ, Вт/км;

U_n – номинальное напряжение линии, В;

$N_{из}$ – число изоляторов в гирлянде, шт.;

$N_{гир}$ – число гирлянд на 1 км ВЛ, шт/км;

$R_{из}$ – сопротивление одного подвешенного изолятора в гирлянде, Ом;

$T_{вл.п.}$ – среднее число часов влажной погоды в году, ч.

Данный критерий предназначен для выбора оптимального сечения провода.

Задача выбора оптимального сечения проводника – это принятие решения при учете не только множества факторов, но и неопределенности исходных данных, которая может быть охарактеризована как их неполнота, недостаточность, недостоверность, неоднозначность, неизвестность и несвоевременность [125, 129-130]. Принятие решения выбора сечения провода реализуется в условиях неопределенности, формирующихся под воздействием различных причин, которые предлагается разделить на две группы, как показано на Рисунке 3.3.

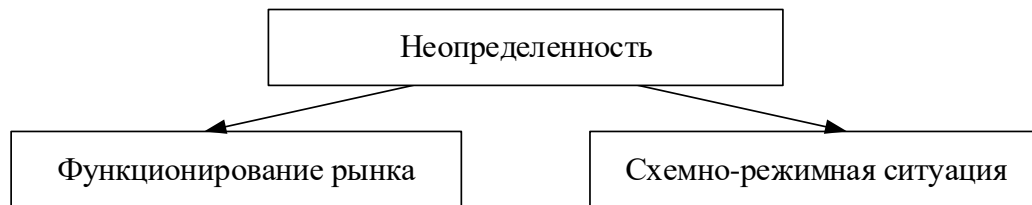


Рисунок 3.3 – Причины, обуславливающие возникновение неопределенности при выборе сечения провода

Первая группа причин – «функционирование рынка» – включает в себя: изменение стоимости проводниковой продукции и строительства ЛЭП, изменение ставки дисконтирования, изменение стоимости электроэнергии и т. п. Вторая группа – «схемно-режимная ситуация» – характеризуется изменением нагрузки, конфигурации электрической сети, особенностями ААС и т. п. Функционирование рынка прежде всего характеризуется ставкой (нормой) дисконтирования, определение которой приведено в [131]. Для снижения неопределенности нужно провести сравнительный анализ методов расчета ставки (нормы) дисконта. В Таблице 3.4 представлена характеристика этих методов.

Таблица 3.4 – Характеристика методов определения нормы дисконта

№	Метод	Характеристика метода
1	Приравнивание нормы дисконта к текущему уровню доходности государственных ценных бумаг.	Неточное прогнозирование в условиях рынка.

№	Метод	Характеристика метода
2	Приравнивание нормы дисконта к ставке рефинансирования Центрального Банка России (ЦБР).	Предпосылки для отождествления нормы дисконта со ставкой рефинансирования ЦБР в российской экономике будут созреть постепенно и в дальнейшем возможно использование этого метода более широко.
3	Норма дисконта определяется с учетом депозитных ставок банков высшей категории надежности, а также ставки межбанковских депозитов Лондонской фондовой биржи.	Явный недостаток рассматриваемого метода заключается в том, что даже у банков высшей категории надежности проценты по депозитам различаются, иногда существенно.
4	Определение нормы дисконта по формуле И. Фишера [132].	Рассматривается как один из основных методов, обладает неоспоримыми преимуществами, так как является простым, учитывает инфляцию.
5	Определение нормы дисконта по экспертной оценке и интуитивным прогнозам.	Учет различных факторов, влияющих на будущую норму прибыли. Группа субъективных методов, как правило, отсутствие точных результатов.

В соответствии с Таблицей 3.4, для снижения неопределенности, связанной с нормой дисконта, предлагается использовать четвертый метод, так как формула учитывает, как поправку на риск, так и инфляцию [132]:

$$r = r_F + r_P = \frac{(r_{\text{ЦБ}} - i)}{(100\% - i)} \cdot 100\% + r_P, \quad (3.8)$$

где r_F – безрисковая ставка,

r_P – поправка на риск, %;

$r_{\text{ЦБ}}$ – ставка рефинансирования ЦБ РФ;

i – прогнозируемые Правительством РФ годовые темпы инфляции (при расчетах в постоянных и текущих ценах из ставки дисконтирования уровень инфляции исключается).

В работе используется экспертный метод Я. Хонко [133] для шкалы рисковых премий, изложенной в [134], в зависимости от класса инвестиций в силу своих преимуществ: отражение сущности модернизации и реконструкции электросетевого комплекса; рисковая премия задана конкретным значением; учитываются не только государственные инвестиции.

Оценка влияния различных поправок на риск на величину ставки дисконтирования представлена в Таблице 3.6 при ставке рефинансирования ЦБ РФ равной

7,5 % (на дату 20.07.2023) [135] и годовым темпом инфляции в 5 %.

Таблица 3.5 – Влияние рисков поправок на величину ставки дисконтирования

Размер рисков поправки, %	0	7	10	15
r с учетом инфляции, %	2,63	9,63	12,63	17,63
Отклонение, %	0	266,2	380,2	570,3
r без учета инфляции, %	7,5	14,5	17,5	22,2
Отклонение, %	0	93,3	133,3	200,0

Как видно из Таблицы 3.5, полностью рисковую поправку исключать из расчета нельзя, так как она оказывает существенное влияние на ее значение.

Неопределенность, обусловленная функционированием рынка, учитывается в разработанной модели ставкой дисконтирования, стоимостью потерь электроэнергии и коэффициентом инфляции, а неопределенность, обусловленная изменением технических характеристик и параметров функционирования электрической сети, в том числе и новыми функциональными свойствами ААС, отражается в токовой модели провода гауссовым шумом, описывающим нестационарную случайную составляющую процесса. Снижается степень неопределенности, связанная с изменением величины нормы дисконтирования, за счет использования экономического критерия, который менее чувствителен к ее изменению. Оба вида неопределенности учтены в предложенной модели.

ИТЭМ провода, основанная на критерии (3.7), имеет следующий вид:

$$F = f(3_{\text{удз}}(I_{\text{экв}}), I_{\text{экв}}), \quad (3.9)$$

где $I_{\text{экв}}$ – эквивалентный ток линии, А.

Функционал УДЗ в соответствии с формулой (3.6) раскрывается как:

$$3_{\text{удз}}(I_{\text{экв}}) = f(K, I_{\text{экв}}, r, T, \alpha_{\text{ам}}, \alpha_{\text{рзо}}, \Delta P_{\text{кор}}, C_{\Delta W}, R, T_p, U_n, N_{\text{из}}, T_{\text{вл.п.}}, R_{\text{из}}, N_{\text{гир}}, N_{\text{из}}). \quad (3.10)$$

Данная модель провода позволяет учитывать современные экономические условия и ценовую политику в области цен (тарифов) на электроэнергию, стохастический и неопределенный характер тока линии, нагрев провода, конструктивное исполнение как самого провода, так и ВЛЭП, а также позволяет увязать воедино технические и экономические аспекты выбора сечения провода.

3.3. Исследование параметров интегрированной технико-экономической модели провода в современных условиях

Работа с ИТЭМ провода заключается в оценке чувствительности функции (3.10) к значению ее параметров, определении эквивалентного тока для расчета потерь электроэнергии и увязки УДЗ с током, протекающим по линии, в исследовании ее применимости в ААС. Все это ляжет в основу выбора оптимального сечения.

Для корректного использования ИТЭМ провода в ААС применительно к выбору сечения важно знать каким образом следует определять ее расчетные составляющие и какие брать заданные значения. Охарактеризуем параметры модели в Таблице 3.6 для дальнейшего анализа.

Таблица 3.6 – Характеристика параметров интегрированной технико-экономической модели провода

№	Признак	Параметр	Характеристика и определение составляющих
1	Конструктивные особенности ЛЭП (провод, опоры, фундамент, изоляция, подвеска, молниезащита и т.п.)	K	Расчетная величина, которая характеризуется: – наличием прямой связи с конструктивным исполнением провода и ЛЭП; – наибольшим влиянием на функцию УДЗ; – наличием нескольких способов расчета; – использованием при определении части издержек (на амортизацию, ремонт, эксплуатацию и обслуживание).
		$\Delta P_{\text{кор}}$	Заданное значение по данным эксплуатационной практики в зависимости от особенностей ВЛЭП (конструктивных особенностей, класса номинального напряжения).
		R	Заданное значение по данным заводоизготовителей для конкретного провода.
		$N_{\text{из}}, R_{\text{из}}, N_{\text{гир}}$ и $N_{\text{из}}$	Характеризуют используемую изоляцию ВЛЭП.
2	Климатические условия	$T_{\text{вл.п.}}$	Заданное значение по климатическим данным региона расположения ВЛ, участвует в расчетах эксплуатационных издержек в изоляции.
3	Класс номинального напряжения	$U_{\text{н}}$	Заданное значение по условиям проекта, непосредственно участвует в расчете эксплуатационных издержек и оказывает влияние на значения составляющих $\Delta P_{\text{кор}}$ и $C_{\Delta W}$.

№	Признак	Параметр	Характеристика и определение составляющих
4	Внешние экономические условия	r	Расчетная величина, которая определяется по формуле (3.18).
		$C_{\Delta W}$	Заданное значение для конкретных условий, участвует в расчете издержек, характеризуется высокой степенью неопределенности.
5	Условия функционирования ЛЭП	T	Заданное значение, характеризующее горизонт планирования. Требуется определение оптимального значения для выбора сечения провода.
		T_p	Значение определяется условиями проекта.
		$I_{\text{экв}}$	Расчетная величина, определение которой основано на стохастическом характере протекания тока в проводе и обобщенной тепловой модели провода.
		$\alpha_{\text{ам}}$	Заданное значение по требуемым нормам для обеспечения возмещения износа оборудования.
		$\alpha_{\text{РЭО}}$	Заданное значение, которое используется для определения расходов на поддержание технического состояния электрической сети. Значения коэффициента приведены для ВЛЭП традиционной конструкции.
6	Неопределенность исходной информации	—	Способ учета зависит от качества задания исходных данных.

В первую очередь необходимо определить какие составляющие капитальных вложений следует учитывать и по каким ценам их рассчитывать, так как ИТЭМ провода наиболее чувствительна к изменению капитальных вложений, что показано в Приложении В.

Общеизвестно, что капитальные вложения в проекты электросетевого комплекса определяются суммой стоимости вновь устанавливаемого оборудования и стоимости демонтажа (при необходимости его выполнения), за вычетом остаточной стоимости оборудования, которое не отработало нормативный срок службы и пригодно для использования, но демонтируется [136].

Самый точный результат позволяют получить сметные расчеты, реализация которых рекомендована по [45], но в полном объеме они требуют больших трудозатрат [137], к тому же до выбора конкретного сечения провода, реализация этого способа невозможна (в противном случае потребуется огромное количество вычислений со всеми возможными сечениями для сравнения вариантов).

Соответственно, необходимо рассмотреть варианты, упрощающие расчет капитальных вложений. Систематизация информации по основным способам расчета K представлена в Таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Характеристика стоимостных показателей расчета капитальных вложений

Стоимостные показатели	Характеристика стоимостных показателей		
	Укрупненные нормативы цен (УНЦ) на 01.01.2023 [91]	Укрупненные стоимостные показатели (УСП) на 01.01.2001 [136]	Укрупненные нормативы цен (УНЦ) на 01.01.2023 [91]
Номинальное напряжение	0,4 – 750 кВ.	35 – 1150 кВ.	Все классы.
Исполнение ВЛ	Одноцепное, двухцепное.		Любое.
Учет территориального уровня цен	Через коэффициент перехода для каждого субъекта РФ.	Через зональный Коэффициент.	Через коэффициент перехода для каждого субъекта РФ.
Необходимость актуализации	Да, через коэффициент инфляции.	Да, через коэффициент инфляции.	Нет (по актуальным данным).
Недостатки	Не в полной мере учтены инновационные решения и ПНП, необходимость актуализации.	Не учтены инновационные решения и ПНП, необходимость актуализации.	Изменение цен.

Проведенный анализ показал, что применение УНЦ для проводов традиционной конструкции позволяет упростить расчет капитальных вложений, к тому же УНЦ обладают более широкой областью применения по сравнению с УСП. УНЦ менее чувствительны к изменению инфляции чем УСП. В связи с отсутствием УНЦ и УСП для ПНП, приходится опираться на текущие данные по их стоимости. Предлагается разработать УНЦ для ПНП, поскольку их использование упрощает расчет по сравнению с данными по текущей стоимости.

Для ТЭО применения ПНП в [45] рекомендовано рассматривать целиком систему «опора – провод – трос – арматура – фундамент» и учитывать позиции:

$$K_t = K_{np} + K_{он} + K_{ф} + K_{из} + K_{мп} + K_z + K_{арм} + P, \quad (3.11)$$

где K_{np} – капитальные вложения на приобретение провода (ПНП или традиционного), тыс. руб.;

K_{on} – капитальные вложения на приобретение опор, тыс. руб.;

K_{ϕ} – капитальные вложения на приобретение фундаментов, тыс. руб.;

$K_{из}$ – капитальные вложения в изоляторы, тыс. руб.;

$K_{тр}$ – капитальные вложения на приобретение грозозащитного троса, тыс. руб.;

$K_{арм}$ – капитальные вложения на приобретение арматуры, тыс. руб.;

P – дополнительные расходы (транспортные расходы, стоимость строительно-монтажных работ, стоимость системы светоограждения, стоимость мероприятий по борьбе с гололедообразованием, стоимость средств защиты персонала от падения с высоты при подъеме на опору), тыс. руб.

Наличие разрозненных данных, отсутствие четких требований и большой перечень позиций оценки капитальных вложений приводит к необходимости анализа целесообразности их учета при реализации расчета для выбора оптимального сечения провода. Такой анализ показан на примере расчета капитальных вложений в ВЛ 110 кВ длиной 1 км с использованием УНЦ и УСП для следующих случаев: *первый случай* – оценка капитальных вложений в линию не учитывает затраты на замену опор; *второй случай* – оценка капитальных вложений в линию учитывает затраты на закупку решетчатых опор из стали; *третий случай* – оценка капитальных вложений в ВЛ учитывает затраты на закупку многогранных опор; *четвертый случай* – оценка капитальных вложений в ВЛ учитывает только затраты на замену провода. Подробный расчет показан в Приложении В, а результаты сведены в Таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты расчета капитальных вложений, тыс. руб./км

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
По укрупненным нормативам цен (УНЦ) на 01.01.2024						
1 случай	23 904,90	24 073,36	24 230,74	24 425,45	24 621,69	25 100,11

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
2 случай	32 610,26	32 778,72	32 936,10	33 130,81	33 327,05	33 805,47
3 случай	37 188,06	37 356,53	37 513,91	37 708,62	37 904,86	38 383,27
4 случай	876,09	1 044,55	1 201,94	1 396,65	1 592,89	2 071,30
По укрупненным стоимостным показателям (УСП), т.е. базисным						
1 случай	Не приведены УСП без учета капитальных вложений в опоры [136].					
2 случай	20 515,9	20 515,9	20 515,9	20 515,9	20 515,9	20 515,9
3 случай	Не приведены УСП для многогранных опор [136].					
4 случай	Не приведены УСП отдельно для провода [136].					

Видно, что капитальные вложения в воздушные ЛЭП с проводами различных сечений по УСП получаются равными, что не соответствует действительности. Реализация расчета при оценке капитальных вложений в воздушную ЛЭП с закупкой многогранных опор (3 случай) и учетом капитальных вложений в отдельные элементы ЛЭП (1 и 4 случай) по УСП невозможна в виду их отсутствия для многогранных опор и отдельно для проводов.

Доказано, что при расчете капитальных вложений нецелесообразно применять УСП не только для воздушных ЛЭП нового поколения, но и для воздушных ЛЭП с проводами марки АС.

Произведем анализ целесообразности применения УНЦ. Основываясь на полученных значениях капитальных вложений, произведен расчет и построение семейства зависимостей дисконтированных затрат для каждого из описанных выше четырех случаев при заданных исходных данных. Данные и графики представлены в Приложении В. В Таблицах 3.9 – 3.10 представлены результаты расчета интервальной оценки диапазонов тока применения проводов марки АС, обеспечивающих минимальные УДЗ, рассчитанная по предложенной модели УДЗ без учета коэффициента инфляции, т.е. на дату 01.01.2023, и с учетом коэффициента инфляции 1,083 [138], на дату 01.01.2024 года.

Границы диапазонов тока получены точками пересечений зависимостей УДЗ от тока для смежных сечений провода. Точка пересечения свидетельствует о переходе на большее значение сечения, так как оно обеспечивает большую пропускную способность ЛЭП.

Таблица 3.9 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, при расчете капиталовложений через УНЦ на 01.01.2023, А

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
1 – 4 случай	0 – 52	53 – 73	74 – 86	87 – 103	104 – 149	150 – 153

Таблица 3.10 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, при расчете капиталовложений через УНЦ на 01.01.2024, А

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
1 – 4 случай	0 – 54	55 – 76	77 – 90	91 – 107	108 – 155	156 – 159

Результирующие значения Таблиц 3.9 – 3.10 варьируются от 1,9 % до 3,8 %, что позволяет сделать вывод: при диапазоне планирования до одного года учитывать коэффициент инфляции не нужно, так как отклонения значений токов в пределах 5 %, а свыше одного года – необходимо учитывать коэффициент инфляции, так как с увеличением периода влияние коэффициента повышается.

Результаты расчета всех случаев подтверждают, что на изменение токовых диапазонов оказывает влияние только вариативная часть капитальных вложений.

Для верификации предыдущих расчетов, а также исследования целесообразности применения способа расчета капитальных вложений по текущим ценам (способ 3), рассмотрены следующие случаи определения капиталовложений для строительства одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью 1 км с применением провода АС: *случай 3.1* – капитальные вложения в ВЛ учитывают затраты на подвеску провода, но не учитывают затраты на замену опор; *случай 3.2* – капитальные вложения в ВЛ учитывают затраты на подвеску провода и на установку решетчатых опор из стали; *случай 3.3* – капитальные вложения в ВЛ учитывают затраты на установку многогранных опор; *случай 3.4* – капитальные вложения в ВЛ учитывают только затраты на закупку провода.

Рассмотрим ВЛ 110 кВ длиной 1 км, на которой предусматривается установка промежуточных металлических опор типа П110-5В и металлических анкерно-угловых опор типа У110-1. Пример составления ведомости материалов для

строительства модельного участка с проводом АС 240/32 и стоимость элементов ВЛ для случаев 3.1 – 3.4, определенная по [139-140], приведены в Приложении В. Результаты расчетов капитальных вложений сведены в Таблицу 3.11, а результаты расчета токовых диапазонов, обеспечивающих минимальное значение УДЗ, показаны в Таблице 3.12. При расчете капитальных вложений материалы и изделия, использование которых неизменно вне зависимости от используемого сечения провода АС, в расчете не участвовали.

Таблица 3.11 – Результаты расчета капитальных вложений, тыс. руб.

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
3.1 случай	328,2	437,5	550,9	683,2	818,6	1 029,7
3.2 случай	684,5	793,8	907,2	1 039,5	1 174,9	1 386,0
3.3 случай	5 544,7	5 654,0	5 767,4	5 899,7	6 035,1	6 246,2
3.4 случай	297,1	406,4	519,8	652,1	787,5	998,6

Таблица 3.12 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальное значение УДЗ, для проводов марки АС на 01.01.2024, А

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
3.1 – 3.3 случаи	0 – 44	45 – 65	66 – 74	75 – 89	90 – 103	104 – 148
3.4 случай	0 – 44	45 – 65	66 – 74	75 – 89	90 – 103	104 – 146

Результаты расчета в Таблице 3.12 отличаются только для случая 3.4, что говорит о целесообразности учета в составе капитальных вложений не только затрат на приобретение провода, но и на его подвеску.

Из приведенных исследований, можно сделать следующие выводы:

1. Расчет капиталовложений проводов традиционной конструкции в современных условиях целесообразно осуществлять с помощью УНЦ с учетом инфляции или по текущим ценам.

2. Необходимо учитывать регион расположения ВЛЭП.

3. При определении затрат на закупку провода необходимо учитывать затраты на его подвеску, так как они влияют на интервальную оценку диапазонов тока, в которых УДЗ минимальны, для проводов разных сечений и марок.

4. В расчете капитальных вложений по формуле (3.11) учитываются только те составляющие, значения которых отличаются для рассматриваемых вариантов как для ПНП, так и для проводов традиционной конструкции.

Далее, в рамках работы с ИТЭМ провода, необходимо исследовать влияние составляющих ежегодных эксплуатационных издержек на изменение диапазонов тока, обеспечивающих минимальные УДЗ. Для исследования используется формула (3.6) применительно к ВЛ с проводами марки АС различных сечений. Результаты исследования приведены в Таблице 3.13, а реализация расчета показана в Приложении В.

Таблица 3.13 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, для различных сечений провода марки АС, А

Сечение провода марки АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Значения ЭТИ для одноцепной ВЛ [54]	–	–	–	до 95	96–105	106–285
Учет затрат на подвеску провода и на установку решетчатых опор из стали по УНЦ	0–54	55–76	77–90	91–107	108–155	156–159
Учет затрат на подвеску провода и на установку решетчатых опор из стали по текущей стоимости (случай 3.2)	0–44	45–65	66–74	75–89	90–103	104–148
<i>Определение капитальных вложений реализовано по УНЦ</i>						
без учета издержек на амортизацию	0–50	51–70	71–82	83–99	100–143	144–146
без учета издержек на РЭО	0–52	53–74	75–87	88–104	105–151	152–154
без учета издержек на потерь на корону	0–54	55–76	77–90	91–107	108–155	156–159
без учета издержек на потери в подвесной изоляции	0–54	55–76	77–90	91–107	108–155	156–159
<i>Определение капитальных вложений реализовано по текущей стоимости материалов</i>						
без учета издержек на амортизацию	0–40	41–59	60–68	69–82	83–95	96–136
без учета издержек на РЭО	0–42	44–63	64–72	73–86	87–100	101–143
без учета издержек на потерь на корону	0–44	45–65	66–74	75–89	90–103	104–148
без учета издержек на потери в подвесной изоляции	0–44	45–65	66–74	75–89	90–103	104–148

Проведенный анализ показал, что на диапазоны токов, обеспечивающие минимальные УДЗ для провода традиционной марки, потери на корону и в изоляции не оказали влияния. При общепринятом подходе потери на корону и в

изоляции не учитываются при выборе сечения. Это подтверждается данными Таблицы 3.13.

Следующим важным шагом исследования ИТЭМ провода является определение оптимального временного интервала. В настоящее время расчетные периоды и горизонты планирования в электросетевом комплексе находятся в диапазоне от 5 до 50 лет. В таком широком диапазоне нужно определиться с тем значением, что следует принимать к учету. Ранее в расчетах учитывался расчетный период 50 лет, который был принят как срок службы линии. Результаты расчета оптимальных диапазонов тока по модели УДЗ при изменении значения расчетного периода для ВЛ 110 кВ с решетчатыми стальными опорами (случай 3.2) представлены в Таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, для различных сечений провода марки АС на ВЛЭП с решетчатыми опорами из стали (случай 3.2) при разном значении расчетного периода, А

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
T=5 лет	0 – 66	67 – 98	99 – 111	112 – 134	135 – 155	156 – 223
T=10 лет	0 – 53	54 – 79	80 – 90	91 – 109	110 – 126	127 – 180
T=15 лет	0 – 48	49 – 72	73 – 82	83 – 99	100 – 115	116 – 165
T=20 лет	0 – 46	47 – 69	70 – 79	80 – 95	96 – 110	111 – 157
T=40 лет	0 – 44	45 – 65	66 – 74	75 – 90	91 – 104	105 – 149
T=45 лет	0 – 44	45 – 65	66 – 74	75 – 89	90 – 103	104 – 148
T=50 лет	0 – 44	45 – 65	66 – 74	75 – 89	90 – 103	104 – 148
T=60 лет	0 – 44	45 – 65	66 – 74	75 – 89	90 – 103	104 – 148

При расчетном периоде в 45 лет значения токовых диапазонов совпали со значениями при расчетном периоде в 50 лет. При значении расчетного периода до 44 лет включительно наблюдались отклонения токовых значений. При увеличении расчетного периода до значения 60 лет значения диапазонов тока не изменялись. Соответственно, при выборе сечения из линейки ряда провода марки АС расчетный период следует принимать на весь период эксплуатации или нормативный срок службы провода, что подтверждено расчетами.

На основе раскрытой взаимосвязи между параметрами ИТЭМ провода, применительно к проводам традиционной конструкции, получены выводы:

- расчет капиталовложений в строительство воздушных ЛЭП с проводами традиционной конструкции в современных условиях целесообразно осуществлять с помощью УНЦ при учете инфляции или по текущим ценам с обязательным учетом капиталовложений на подвес провода;
- необходимо расчетный период принимать на весь планируемый период эксплуатации ЛЭП или нормативный срок службы провода.

3.4. Исследование параметров интегрированной технико-экономической модели провода для выбора сечения провода нового поколения

Исследование параметров предложенной ИТЭМ провода применительно к ПНП проводится аналогично исследованию с традиционными проводами. Для этого рассматривались отечественные марки ПНП, которые могут использоваться как для передачи большой мощности при новом строительстве ВЛ, так и как альтернативный вариант увеличению сечения существующего провода при реконструкции, в частности: АСВТ для ВЛ 220 кВ и СЕНИЛЕК АТЗП/С для ВЛ 330 кВ. Исходная информация о ВЛ и ПНП, как и данные расчета представлены в Приложении Г. Стоит отметить, что особенностью подготовки исходных данных является определение капитальных вложений и потерь мощности на корону в проводах ВЛ. Стоимость ПНП определена по [45], а данные по потерям на корону путем сравнительного анализа с параметрами провода марки АС [141].

Конструктивные особенности ПНП приводят к снижению минимального допустимого сечения по условиям короны, что показано в [141]. Опираясь на исследования, приведенные в [141] возможный, с точки зрения короны, диаметр провода АСВТ для напряжения 220 кВ и для 330 кВ составляет 22,4 мм. Тогда, для

провода марки АСВТ исполнения I для представленных примеров можно рассматривать только сечения 277/79 и 371/106. В соответствии с [141] для рассматриваемых примеров потери снижены на 7 % относительно значений для проводов марки АС для соответствующих классов номинального напряжения.

Расчет капитальных вложений на 1 км одноцепной ВЛ 220 кВ произведена для пяти различных случаев, описание и результаты которых приведены в Таблице 3.15 и Приложении Г. В Таблице 3.15 представлены результаты расчета оптимальных диапазонов тока для проводов АСВТ 277/79 и АСВТ 371/106. Следует отметить, что если для различных проводов будет рассматриваться применение различных типов опор, то для корректной технико-экономической оценки потребуются учет стоимости не только стоимости самих опор, но и учет стоимости фундаментов, СМР, объема земляных работ и перевозок. Например, некоторые типы опор, несмотря на свою более высокую стоимость по сравнению с унифицированными опорами, могут существенно отличаться по другим статьям затрат в меньшую сторону. Поскольку токовые диапазоны для всех пяти случаев по Таблице 3.15 применительно к проводу АСВТ (при не учете отдельных составляющих эксплуатационных издержек) получились одинаковыми, результаты отражены в Таблице 3.15 без привязки к конкретному случаю.

Таблица 3.15 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, для провода марки АСВТ, А

Расчетный случай	Диапазон тока, А	
	277/79	371/106
1 – учет только приобретения провода	0 – 192	193 – 1360
2 – учет приобретения провода, типовых стальных решетчатых опор, фундаментов, затрат на СМР	0 – 192	193 – 1360
3 – учет приобретения провода, типовых стальных решетчатых опор, фундаментов, изолирующей подвески из стеклянных изоляторов, затрат на СМР	0 – 192	193 – 1360
4 – учет приобретения провода, типовых стальных решетчатых опор, фундаментов, изолирующей подвески из полимерных изоляторов, затрат на СМР	0 – 192	193 – 1360
5 – учет приобретения провода, многогранных опор, фундаментов, затраты СМР	0 – 192	193 – 1360
неучет издержек на амортизацию	0 – 192	193 – 1360

Расчетный случай	Диапазон тока, А	
	277/79	371/106
неучет издержек на РЭО	0 – 192	193 – 1360
неучет издержек на потерь на корону	0 – 192	193 – 1360
неучет издержек на потери в подвесной изоляции	0 – 192	193 – 1360

Крайняя правая граница диапазона тока в Таблице 3.15 и далее аналогичные границы диапазонов тока получены с учетом ограничения по тепловому нагреву провода. Приведенное значение этой границы корректируется по конкретным условиям трассы линии в соответствии со второй главой диссертации, а здесь приведено по [45]. При необходимости проверки ВЛ 110 кВ и выше по статической устойчивости в соответствии с [67] граница диапазона тока может быть скорректирован.

Исходные данные для рассматриваемого исследования взяты в соответствии с [45, 91]. При проведении исследования кроме опор учитывалась стоимость фундаментов, изолирующей подвески, затрат на СМР.

Полученные результаты расчета позволяют сделать следующие выводы:

1. При определении токовых диапазонов, обеспечивающих минимальные УДЗ, для конкретных сечений учитывается только варьируемая часть капитальных вложений в ЛЭП.

2. При определении капитальных вложений стоимость провода определяется по текущим ценам с учетом коэффициента инфляции, а остальные составляющие по УНЦ.

Для упрощения процедуры выбора оптимального сечения провода целесообразно использовать стандартные функции быстрого отыскания решения математических программ, поэтому нет смысла разрабатывать специальную программу. Например, в MathCAD можно использовать конструкцию *Given – Find* для определения границ токовых диапазонов по следующему алгоритму:

- задается начальное приближение (ориентировочное значение тока);
- вводится служебное слово *Given*;
- записывается уравнение (в данном случае: равенство двух функций УДЗ с соответствующими данными по рассматриваемым проводам и их сечениям);

- вводится функция *Find* с неизвестным значением тока как параметр;
- в результате выводится искомое значение тока.

Визуализация такой функции позволит исключить ошибки, связанные с отсутствием точек пересечения на графике для различных вариантов сечений.

Для второго примера характеристика провода марки *СЕНИЛЕК АТЗП/С*, а также данные расчета отображены в Приложении Г. Результаты расчета для случаев К1 и К2 приведены в Таблице 3.16.

Таблица 3.16 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, для сечений провода марки СЕНИЛЕК АТЗП/С, А

Расчетный случай	Оптимальный токовый диапазон, А		
	300/39	400/51	500/64
К1 – учет только приобретения провода	0 – 221	222 – 304	305 – 1830
К2 – учет приобретения провода, типовых стальных решетчатых опор, фундаментов, затрат на СМР	0 – 221	222 – 304	305 – 1830
Неучет издержек на амортизацию	0 – 203	204 – 279	280 – 1830
Неучет издержек на РЭО	0 – 214	215 – 294	295 – 1830
Неучет издержек на потерь на корону	0 – 221	222 – 304	305 – 1830
Неучет издержек на потери в подвесной изоляции	0 – 223	224 – 302	303 – 1830

Возможность применения предложенной ИТЭМ провода к расчету провода любой конструкции подтверждена. Второй расчетный случай с ПНП показал, что потери в подвесной изоляции с ростом напряжения все-таки подлежат учету.

В Таблицах 3.17 и 3.18 представлены расчеты диапазонов тока, обеспечивающих минимальные УДЗ, при изменении расчетного периода для рассматриваемых примеров с ПНП.

Таблица 3.17 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, для случая 3.2 провода марки АСВТ при разном расчетном периоде, А

Т, лет	5	10	15	20	40	45	50	60
АСВТ 277/79	0 – 290	0 – 234	0 – 214	0 – 204	0 – 193	0 – 192	0 – 192	0 – 192
АСВТ 371/106	291 – 1360	235 – 1360	215 – 1360	205 – 1360	194 – 1360	193 – 1360	193 – 1360	193 – 1360

Таблица 3.18 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, для случая 3.2 провода марки АСВТ при разном расчетном периоде, А

СЕНИЛЕК АТЗП/С	300/39	400/51	500/64
T=5 лет	0 – 334	335 – 456	457 – 1830
T=10 лет	0 – 270	271 – 369	370 – 1830
T=15 лет	0 – 246	247 – 338	339 – 1830
T=20 лет	0 – 235	236 – 323	324 – 1830
T=40 лет	0 – 222	223 – 302	303 – 1830
T=45 лет	0 – 222	223 – 304	305 – 1830
T=50 лет	0 – 221	222 – 304	305 – 1830
T=60 лет	0 – 221	222 – 304	305 – 1830

При построении зависимостей УДЗ от тока, провод марки СЕНИЛЕК АТЗП/С сечением 300/67 оказался экономически нецелесообразным.

При расчетном периоде в 45 лет значения токовых диапазонов совпали со значениями при расчетном периоде в 50 лет.

Исходя из представленных расчетов и анализа применения ИТЭМ провода и интегрированного критерия по формулам (3.10) и (3.7) для ПНП, выявлено:

1. Расчетный период следует принимать на весь период эксплуатации ЛЭП или нормативный срок службы провода, как и в случае с проводами марки АС, что подтверждено расчетами.

2. Определение капитальных вложений должно осуществляться по текущим ценам и УНЦ для оценки работ и стоимости элементов ЛЭП, кроме провода, с учетом коэффициента инфляции. Предлагается разработать УНЦ для ПНП.

3. При определении капитальных вложений в проектируемую ЛЭП необходимо кроме стоимости провода учитывать затраты на его подвеску и арматуру, в противном случае можно получить неоптимальное решение.

3.5. Выводы по Главе 3

1. Предложен интегрированный технико-экономический критерий выбора

оптимального сечения провода. В отличие от традиционных критериев выбора сечения провода, которые рассматриваются отдельно, особенностями предложенного критерия являются: совместный учет технических и экономических аспектов выбора провода; учет конструктивных особенностей провода и воздушной ЛЭП; исключение противоречивых результатов; учет неопределенности, обусловленной функционированием рынка и схемно-режимной ситуацией; реализация расчета для всего срока эксплуатации провода.

2. Разработана интегрированная технико-экономическая модель провода любой конструкции, не имеющая аналогов и способная учитывать изменения, происходящие в электросетевом комплексе, в том числе при переходе на ААС. Ее отличительными особенностями являются: учет современных экономических условий, стохастического характера тока линии в условиях неопределенности и учет процессов сложного теплообмена провода с окружающей средой.

3. Установлено, что при технико-экономических расчетах для выбора сечения провода расчетным периодом является нормативный срок эксплуатации провода, что подтверждено многочисленными расчетами оптимальных диапазонов тока для сечений проводов различных марок.

4. Разработанный интегрированный технико-экономический критерий выбора сечения и ИТЭМ провода позволяют получить диапазоны тока для ряда сечений проводов, обеспечивающие минимальные УДЗ и, следовательно, разработать метод выбора сечения провода на принципиально иной основе. Границы этих диапазонов тока являются точками пересечений зависимостей УДЗ от тока для смежных сечений провода. Точка пересечения свидетельствует о переходе на большее значение сечения, так как оно обеспечивает большую пропускную способность ЛЭП.

Глава 4. Разработка методики выбора провода с оптимальными параметрами в условиях перехода на активно-адаптивные электрические сети

Основная задача эксплуатации – обеспечение надежного и оптимального транспорта электроэнергии при переходе на ААС на всем протяжении срока службы ЛЭП. Общепринятые подходы выбора провода не способны учесть динамично меняющиеся условия функционирования электрических сетей. Необходим новый методический подход выбора провода, включающий в себя: метод выбора марки, метод выбора сечения и методику, объединяющую эти методы и применимую как для традиционной сети, так и в условиях перехода на ААС.

4.1. Разработка методического подхода к выбору провода

В настоящее время ассортимент проводов представлен большим разнообразием конструктивного исполнения, что выражается новыми перечнями марок и их сечениями. При этом, их параметры, цены и характеристики изменяются в зависимости от поставщиков проводниковой продукции. Наличие большой области возможных решений приводит к необходимости увязки выбора сечения и марки провода и использования многокритериального подхода к выбору как марки, так и сечения провода. Это позволит получить оптимальные параметры провода и сократить трудозатраты на поиск решения.

Для разработки методического подхода совокупного выбора марки и сечения провода, обеспечивающего оптимальные условия эксплуатации ЛЭП, необходимо:

- 1) определить требования и ограничения к формированию допустимой области возможных решений;
- 2) разработать метод выбора оптимальной марки провода;

3) разработать метод выбора оптимального сечения провода на основе предложенной в работе ИТЭМ провода;

4) объединить вышеуказанные методы в единую методику, применимую как для традиционной сети, так и ААС, учитывающую технические ограничения к выбору;

5) обосновать целесообразность и корректность применения предложенного инструментария, основанного на разрабатываемом методическом подходе.

Требования и ограничения обусловлены разными типами проектов, реализуемых в настоящее время в электросетевом комплексе и связанных с выбором провода. Эти проекты представляются тремя группами сценариев относительно ЛЭП.

Первая группа – *проекты реконструкции, модернизации, технического перевооружения ВЛ* для изменения, обновления и/или повышения технико-экономических показателей существующего линейного объекта или его части.

Вторая группа – *проекты нового строительства* линейных объектов, осуществляемые на вновь отведенных земельных участках, с известными климатическими, географическими и основными техническими параметрами проекта, класса номинального напряжения, прогнозируемой нагрузки.

Третья группа – *проектирование развития электрической сети*, включающей новые ЛЭП. Эта группа характеризуется высокой степенью неопределенности исходных данных.

Из характеристики сценариев видно, что каждая из них имеет свои особенности: степень неопределенности, состав конструктивного изменения ЛЭП и способы определения токовых нагрузок. Критерии и условия для разных проектов определяются вначале заказчиком, затем уточняются проектировщиком.

Необходимость получения оптимального результата при сокращении времени на поиск решения поставленной задачи вне зависимости от сценария проекта подчеркивают важность наличия требований к формированию допустимой области возможных решений. Предлагаемые в диссертации группы требований представлены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Требования к формированию допустимой области возможных решений

№	Требования	Общая характеристика требований
1	Техническая осуществимость	Реализация проекта должна быть технически осуществима во всех рассматриваемых альтернативных вариантах. Перечень требований: 1. обеспечение требуемой механической прочности [33, 66]; 2. исключение коронного разряда и радиопомех от короны [33, 54, 56, 66]; 3. соответствие стандартному ряду сечений, определенному для каждого класса номинального напряжения [33, 66]; 4. выполнение условия длительно допустимого нагрева [33, 56, 66].
2	Допустимость	Требования по допустимости определяются экономическими, экологическими, социальными, политическими аспектами электроэнергетики.
3	Сопоставимость	Альтернативные варианты исполнения ЛЭП должны быть приведены в сопоставимый вид.

Примерами формирования требований допустимости являются: требования импортозамещения, вопросы отчуждения земли при сооружении ЛЭП или аспекты проектирования ВЛ в туристической или труднодоступной зонах. Соответствие альтернативных вариантов проектов требованиям допустимости жестко устанавливается при формировании технического задания (ТЗ).

Применительно к выбору провода требования сопоставимости, в отличие от двух других групп требований по Таблице 4.1, ранее не формировались. В современных условиях, когда характеристики и параметры проводов разных марок одного сечения могут разительно отличаться, оценка выполнения требований по сопоставимости должна проводиться по предлагаемым факторам, показанным в Таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Факторы сопоставимости вариантов выбора провода

№	Фактор	Приведение в сопоставимый вид
1	Надежность	Учет ущерба в вариантах с разной надежностью. Расчет реализуется в соответствии с [129].
2	Пропускная способность	Уточнение ДДТ по условиям прохождения трассы.
3	Срок службы провода	Реализация расчета для одного временного промежутка.
4	Технико-экономические эффекты	Всесторонняя оценка влияния принятого технического решения на выбор оптимального варианта исполнения ВЛ.

Факторы сопоставимости вариантов выбора провода предложены впервые и являются универсальными, так как они учитывают динамичные изменения в электросетевом комплексе, в том числе переход на ААС, и в экономике.

Приняты ограничения по: механической прочности, соответствию классу номинального напряжения ЛЭП, исключению возникновения коронного разряда и радиопомех от короны, условиям длительно допустимого нагрева.

С учетом вышесказанного, предложен методический подход к выбору провода, включающий три процедуры.

Первая процедура *«формирование области возможных решений для выбора провода с оптимальными параметрами»*, состоит из:

- 1.1) учета климатических и географических особенностей трассы линии;
- 1.2) технического анализа вариантов электрической сети;
- 1.3) выбора марок проводов и соответствующих им рядов сечений для формирования допустимой области возможных решений;
- 1.4) приведения необходимой информации для выбора провода в сопоставимый вид;
- 1.5) учета динамичных изменений эксплуатации ЛЭП в условиях неопределенности.

Вторая процедура *«выбор оптимальной марки провода»* состоит из:

- 2.1) формирования совокупности технико-экономических критериев выбора марки провода по условиям проекта;
- 2.2) оценки соответствия каждой марки провода сформированной совокупности технико-экономических критериев;
- 2.3) определения области сечений оптимальной марки провода из области возможных решений, полученной по результатам реализации первой процедуры.

Третья процедура *«выбор оптимального сечения провода выбранной марки»* состоит из:

- 3.1) прогнозирования токовой нагрузки линии;
- 3.2) определения токовых диапазонов, обеспечивающих минимальные УДЗ, для каждого сечения из области сечений оптимальной марки провода;

3.3) непосредственного выбора оптимального сечения по соотносению прогнозируемого тока с диапазоном тока, соответствующего конкретному сечению;

3.4) проверки выбранного сечения провода.

Сущность предложенного методического подхода представлена на Рисунке 4.1.

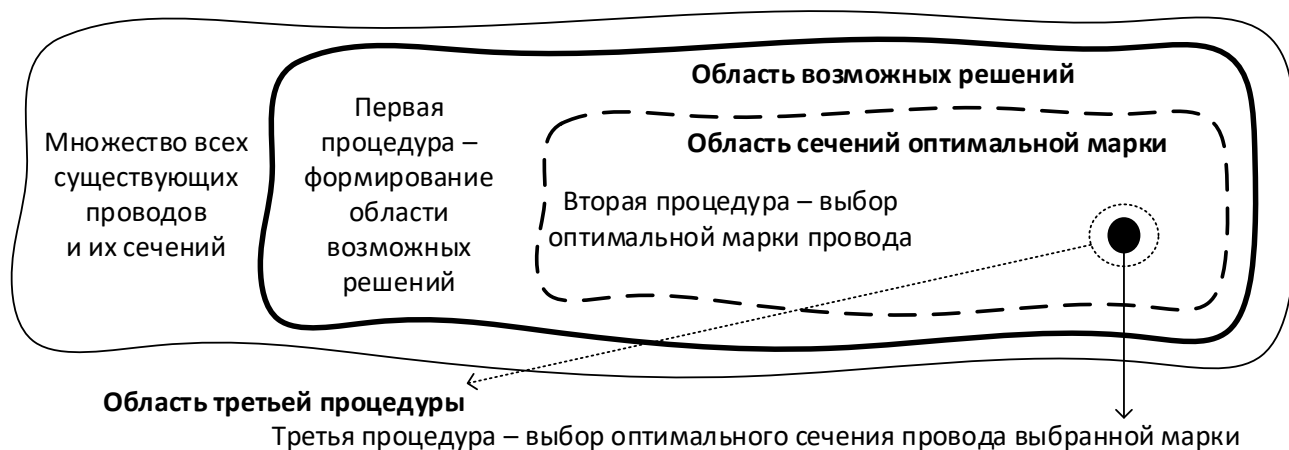


Рисунок 4.1 – Сущность методического подхода к выбору провода с оптимальными параметрами

Рассмотрим реализацию первой процедуры. Учет климатических и географических особенностей трассы ЛЭП позволит сформировать исходные данные, которые включают в себя: характеристику района по ветру и гололеду, среднее число часов влажной погоды в году, высоту объекта над уровнем моря, температурные характеристики региона прохождения трассы ЛЭП.

В рамках технического анализа вариантов исполнения сети рассматриваются разработка технически осуществимых вариантов конфигурации электрической сети и отбор из них конкурентоспособных, по которым для ЛЭП определяются: класс номинального напряжения, количество цепей, тип и материал опор, срок службы, число рабочих часов в год, выбор схемно-режимных ситуаций для прогнозирования тока и определение качества информационного потока.

Определение допустимой области возможных решений осуществляется с

учетом выявленных требований и ограничений в Таблице 4.1., а приведение исходной информации в сопоставимый вид реализуется по факторам Таблицы 4.2.

Учет динамичных изменений в эксплуатации ЛЭП обеспечивается применением ИТЭМ провода с использованием актуальных стоимостных показателей потерь и сооружения ЛЭП, актуальных значений отчислений на эксплуатационные издержки, дисконтированием денежных средств на протяжении всего периода строительства и эксплуатации ЛЭП, а также прогнозируемым значением тока линии. Данная модель позволяет учесть неопределенность исходных данных, обусловленных различными причинами ее возникновения.

Исходя из вышесказанного, для реализации второй и третьей процедур предлагаемого методического подхода отсутствуют соответствующие методы, поэтому необходима их разработка.

4.2. Разработка метода выбора оптимальной марки провода

Оптимальную марку провода можно выбрать только на основе многокритериального подхода. С помощью критериев оцениваются характеристики марки провода, которые влияют на достижение целей проекта. В зависимости от целей реализации проекта критерии могут меняться. Критериями могут быть: масса провода и его стоимость, длина пролета, пропускная способность провода. Но такого метода выбора марки провода нет, следовательно, требуется его разработка.

На сегодняшний день существует свыше 70 методов многокритериального анализа [142]. Метод анализа иерархий (МАИ, analytic hierarchy process) [143], предложенный в 1966 году экономистом Томасом Саати [144], в силу своих преимуществ, выраженных прозрачностью процедур и получением достоверных результатов, стал одним из самых востребованных методов в инвестиционно-строительной деятельности [143]. Этот метод нашел широкое применение в энергетике

[145-149]. МАИ предлагается взять за основу для разработки метода выбора марки провода. Характеристика метода представлена в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристика МАИ

Признак	Характеристика признака
Принцип	Структурирование предъявляемых критериев оценки в иерархическое дерево для декомпозиции решаемой задачи любой сложности в формат серии одно-сложно решаемых попарных сравнений альтернатив.
Реализация	Попарное сравнение альтернатив для каждого отдельного из имеющихся критериев с использованием шкалы сравнительной важности.
Применимость	Практически неограниченная область использования, широкое применение во многих отраслях, удобство применения и универсальность.
Вопрос практического использования	Размерность шкалы сравнительной важности, многократность установления разницы между степенями соответствия критериев, качество процедуры оценки согласованности попарных сравнений.

Метод выбора оптимальной марки провода основывается на выборе из множества марок, формируемого совокупностью марок традиционных проводов и ПНП, путем попарного сравнения альтернативных вариантов N по определенному целями проекта множеству критериев C . Для такого сравнения используется шкала сравнительной важности при наборе условий внешних M . Чем больше взято критериев, тем выше размерность задачи. Оценивается необходимость задания ограничивающих условий, обязательных для всех марок и сечений проводов в контексте реализуемого проекта. Внешние условия определяются совокупностью климатических и географических характеристик и технико-экономических факторов, как показано в разработанном методическом подходе.

Перечень альтернативных вариантов марок проводов формируется на основе целей проекта, условий его реализации и ограничений. Для каждой марки берется провод-представитель с конкретным сечением, для которого формируется перечень данных, достаточных для оценки ограничений и реализации сравнения по определенным критериям. Представители отбираются с учетом выявленных ограничений. Вначале выбирается провод-представитель традиционных марок с учетом класса номинального напряжения из представленных: М, А, Ап, АКП, АпКП, АС,

АпС, АСКС, АпСКС, АСКП, АпСКП, АСК, АпСК, АН, АНКП, АЖ, АЖКП. Выбор реализуется для:

- существующей ЛЭП (первая группа сценариев) на основании данных об используемом проводе и значении его сечения, если это сечение удовлетворяет выявленным ранее ограничениям, в противном случае принимается наименьшее возможное сечение для обеспечения требуемой пропускной способности ЛЭП по значению ДДТ. При невозможности максимального значения сечения обеспечить требуемую пропускную способность, данная марка исключается из рассмотрения.

- новой ЛЭП (вторая и третья группа сценариев) по значению наименьшего возможного сечения для обеспечения требуемой пропускной способности ЛЭП с проверкой его по другим вышеприведенным ограничениям.

Представители ПНП выбираются по принципу:

- соразмерности сечений проводу-представителю традиционной марки, если он выбран;
- соответствия значению ДДТ для обеспечения требуемой пропускной способности ЛЭП, если нет возможности установить сечение для провода-представителя традиционной марки.

Построение иерархии для выбора марки показано на Рисунке 4.2.

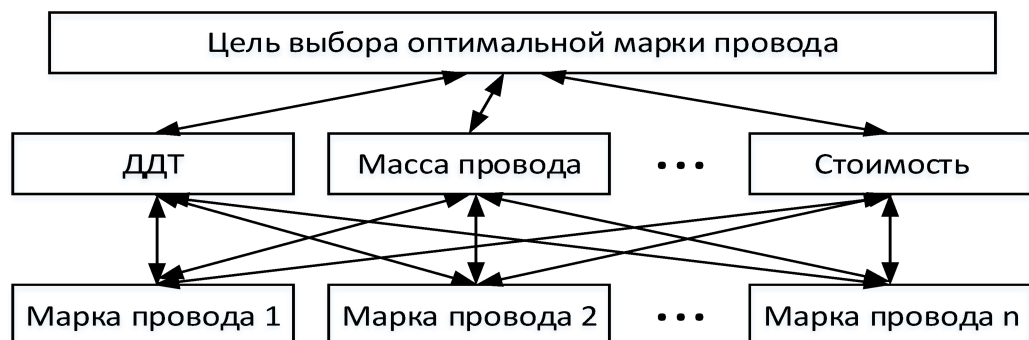


Рисунок 4.2 – Построение иерархии

По аналогии с [150] в Таблице 4.4. предлагается шкала для сравнения марок проводов и критериев.

Таблица 4.4 – Качественная шкала оценки

Балл	Определение
9	принципиально лучше (абсолютное превосходство, подавляющее)
8	промежуточный балл при наличии промежуточного мнения между 9 и 7
7	очень сильное превосходство (значительное, очевидное превосходство)
6	промежуточный балл при наличии промежуточного мнения между 7 и 5
5	лучше по критерию (существенное, умеренно сильное превосходство)
4	предпочтение выше среднего, промежуточный балл между 5 и 3
3	средняя степень превосходства (умеренное превосходство)
2	слабая степень предпочтения, промежуточный балл между 3 и 1
1	одинаковая характеристика по критерию
1/3	характеристика немного хуже следующей по критерию
1/5	хуже по критерию
1/7	характеристика значительно хуже
1/9	принципиально хуже
1/2, 1/4, 1/6, 1/8	используются промежуточные баллы при наличии промежуточного мнения между 1 и 1/3, 1/3 и 1/5, 1/5 и 1/7, 1/7 и 1/9 соответственно

По результатам оценок по предложенной качественной шкале с присвоением баллов составляются S прямоугольных матриц сравнения, где элемент матрицы, стоящий на пересечении i -й строки и j -го столбца, представляет собой численную оценку n -ой альтернативы марки провода по критерию c при реализации набора внешних условий с номером m .

В общем виде матрица сравнений показана ниже:

$$x_{nm}^c = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1m} \\ x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n1} & \cdots & x_{nm} \end{bmatrix}, \quad (4.1)$$

где x_{nm} – элемент матрицы. Очевидно, что диагональные элементы матрицы сравнений равны 1. Для дальнейшей работы матрицы сравнений представляются в табличной форме.

Вес каждого критерия находится как среднее геометрическое значение элементов соответствующей строки, а после нормализуется по формуле:

$$x_n^{norm} = \sqrt[n]{\prod_m x_{nm}} / \sum_n \sqrt[n]{\prod_m x_{nm}}. \quad (4.2)$$

Для выбора марки провода вводится многокритериальная функция, которая представляет собой числовую функцию, определенную на множестве возможных

альтернативных вариантов, в виде:

$$Y_{nm} = f(y^1(x_{nm}^1), y^2(x_{nm}^2), \dots, y^c(x_{nm}^c), x_1^{norm}, x_2^{norm}, \dots, x_c^{norm}), \quad (4.3)$$

где $y^c(x_{nm}^c)$ – одномерные функции для каждого критерия, аналитическое представление которых пока неизвестно, где $c = \overline{1, C}$, $n = \overline{1, N}$, $m = \overline{1, M}$; x_c^{norm} – веса критериев.

Та марка провода, численная оценка функции которой будет больше, является оптимальной. Критерий оптимальности для выбора марки провода имеет вид:

$$Y_{nm} \rightarrow \max. \quad (4.4)$$

Достоверность полученных оценок и подтверждение правильности полученных выводов оценивается проверкой. Для проверки согласованности полученных оценок определяются максимальные собственные значения матриц сравнения λ_{max} , индекс согласованности $C.I.$ и коэффициент согласованности $C.R.$ по формулам [150]:

$$C.I. = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1}, \quad (4.5)$$

$$C.R. = \frac{C.I.}{R.I.}, \quad (4.6)$$

где n – порядок матрицы;

$R.I.$ – случайный индекс согласованности, определяемый по Таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Качественная шкала оценки [150]

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$R.I.$	0	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,49

Матрицы парных сравнений не противоречивы, а выводы экспертов верны и убедительны при $C.R. \leq 0,10$ (допускается 0,20) [150]. Согласованность матриц сравнения можно проверять сразу после их формирования.

Предлагаемый метод позволяет выбрать марку провода, наилучшим образом удовлетворяющую всем требованиям и ограничениям рассматриваемого проекта. Порядок реализации предложенного метода представлен на Рисунке 4.3.

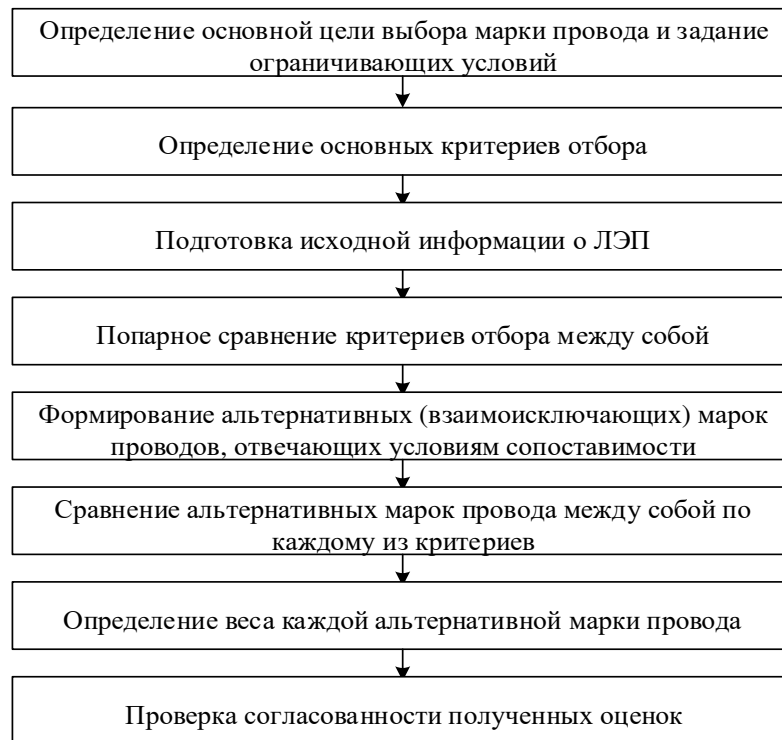


Рисунок 4.3 – Порядок реализации метода выбора оптимальной марки провода

При реализации данного метода целесообразно использовать:

- 1) логику транзитивности — позволяет ускорить заполнение матриц в два раза (т.е. если характеристика данной марки провода по критерию лучше характеристики другой марки провода, то марка второго провода хуже первой марки провода по этой же характеристике – выставляются баллы 5 и 1/5 соответственно);
- 2) выбор множества Парето при равнозначимых критериях – любая из альтернативных марок провода, входящих во множество Парето, хотя бы по одному критерию лучше любой другой, входящей в это множество. При выборе множества Парето все альтернативы попарно сравниваются друг с другом по всем критериям и если какая-либо альтернатива не лучше другой ни по одному критерию, то ее можно исключить (неперспективная альтернатива);
- 3) декомпозицию структуры задачи – решение любой задачи можно свести к большему количеству матриц небольшого, удобного для работы, размера, при этом появляется возможность уменьшения качественной шкалы оценки;
- 4) программные средства – применение метода возможно, как с использованием существующих математических пакетов, стандартных программ, так и с

помощью специальных уже разработанных [151].

В качестве примера целесообразности применения предложенного метода рассмотрена задача повышения пропускной способности линии реальной сети.

Цель - увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ с использованием существующих опор. *Проблема* – невозможность реализации проекта при увеличении сечения провода АС без замены опор или повышения класса номинального напряжения, так как для номинального напряжения 110 кВ сечение 240 мм² является максимально возможным. *Исходные данные*: регион – Московская область; используемый провод АС 240/32; протяженность ВЛ 13,1 км; прогноз тока зимнего максимума равен 620 А, а летнего максимума 390 А.

Основные критерии: первый критерий – ДДТ; второй критерий (контролирующий) – масса провода; третий критерий – стоимость. Их сравнительная оценка приведена в Таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сравнение критериев

Критерий	Критерий 1	Критерий 2	Критерий 3	Среднее геометрическое значение	Вес
Критерий 1	1	1	5	1,71	0,455
Критерий 2	1	1	5	1,71	0,455
Критерий 3	1/5=0,2	1/5=0,2	1	0,34	0,091
Сумма	2,2	2,2	11	3,76	1,00

В качестве альтернативных вариантов определены марки: АСВТ, СЕНИЛЕК АТЗ/С, СЕНИЛЕК АТЗП/С, АССС, АССР, GTACSR (GZTACSR), АСВП, положительный опыт применения которых подтвержден в [39-44, 46-50] и приведен в Таблице 4.7. Марка провода АС в данном случае не рассматривается, так как по условию увеличение сечения потребует замены опор – что противоречит цели. Для качественного сравнения марок проводов необходимо подготовить данные с числовым выражением критериев для сравнения.

Таблица 4.7 – Примеры успешного применения ПНП в РФ [39]

Провод	Проекты	Интегрированные эффекты
ACCR	Реконструкция ВЛ 110 кВ Очаково-Одинцово 1, 2	Увеличение пропускной способности на 98 %, повышение надежности и безопасности путем сохранения безопасного габарита до земли во всех эксплуатационных режимах ВЛ, использование существующих опор ВЛ; отсутствие необходимости проведения дорогостоящих строительных работ.
ACCR	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемушки – Южная	Увеличение пропускной способности ЛЭП до 1000 А без прокладки подземной КЛ 110 кВ или строительства новых ВЛ 220 или 330 кВ в условиях плотной городской застройки Москвы; использование существующих опор ВЛ.
GTACSR	Реконструкция одноцепной ВЛ 220 кВ Афипиская-Крымская	Использование существующих опор ВЛ с некоторым усилением, уменьшение стрелы провеса, увеличение максимальной пропускной способности на 40 %, снижение аварийности и рост надежности энергоснабжения Краснодарского края.

В качестве провода-представителя каждой марки выбрано минимальное сечение для обеспечения требуемой пропускной способности ЛЭП. Количественное выражение характеристик проводов альтернативных марок, для их сравнения по критериям, представлены в Таблице 4.8 в соответствии с [45, 59, 152-155], с учетом приведения стоимости проводов в сопоставимый вид (данные 2001 года).

Таблица 4.8 – Характеристики рассматриваемых марок проводов

№	Марка провода	ДДТ, А	Масса, кг/км	Стоимость, тыс. руб.
0	АС 240/32	605	921	41,2
1	АСВТ 128/36	665	659,5	31,5
2	СЕНИЛЕК АТЗ/С95/16	627	385	26,2
3	СЕНИЛЕК АТЗП/С120/19	706	478	37,0
4	АССС Helsinki 160	813	479,7	108,3
5	ACCR 195-T20	687	341	412,0
6	GZTACSR 185	983	699	185,4
7	АСВП 258/73	639	1323,7	61,9

По контролирующему критерию установлено, что одна из марок проводов не соответствует условиям задачи и далее в выборе не участвует (строка выделена в Таблице 4.8). Результаты попарного сравнения по качественной шкале с преобразованием в баллы по каждому критерию представлены в Таблицах 4.9 – 4.11.

Таблица 4.9 – Сравнение марок проводов по первому критерию – ДДТ

Марка провода	Марка провода						Среднее геометрическое значение	Вес
	АСВТ	СЕНИЛЕК АТЗ	СЕНИЛЕК АТЗП	АССС	АССР	GZTACSR		
АСВТ	1	3	1/4	1/7	1/3	1/8	0,41	0,04
СЕНИЛЕК АТЗ	1/3	1	1/3	1/8	1/2	1/9	0,30	0,03
СЕНИЛЕК АТЗП	4	3	1	1/6	3	1/6	1,00	0,10
АССС	7	8	6	1	7	1/3	3,04	0,31
АССР	3	2	1/3	1/7	1	1/5	0,62	0,06
GZTACSR	8	9	6	3	5	1	4,32	0,45
Сумма	23,33	26,00	13,92	4,58	16,83	1,94	9,68	1,00

Таблица 4.10 – Сравнение марок проводов по второму критерию – массе

Марка провода	Марка провода						Среднее геометрическое значение	Вес
	АСВТ	СЕНИЛЕК АТЗ	СЕНИЛЕК АТЗП	АССС	АССР	GZTACSR		
АСВТ	1,00	0,20	0,25	0,25	0,17	3,00	0,43	0,05
СЕНИЛЕК АТЗ	5,00	1,00	3,00	3,00	0,33	8,00	2,22	0,25
СЕНИЛЕК АТЗП	4,00	0,33	1,00	2,00	0,25	6,00	1,26	0,14
АССС	4,00	0,33	0,50	1,00	0,25	7,00	1,03	0,12
АССР	6,00	3,00	4,00	4,00	1,00	9,00	3,71	0,42
GZTACSR	0,33	0,13	0,17	0,14	0,11	1,00	0,22	0,02
Сумма	20,33	4,99	8,92	10,4	2,11	34,00	8,86	1,00

Таблица 4.11 – Сравнение марок проводов по третьему критерию

Марка провода	Марка провода						Среднее геометрическое значение	Вес
	АСВТ	СЕНИЛЕК АТЗ	СЕНИЛЕК АТЗП	АССС	АССР	GZTACSR		
АСВТ	1,00	0,33	2,00	5,00	8,00	6,00	2,33	0,25
СЕНИЛЕК АТЗ	3,00	1,00	4,00	6,00	9,00	7,00	4,07	0,43
СЕНИЛЕК АТЗП	0,50	0,25	1,00	5,00	8,00	6,00	1,76	0,19
АССС	0,20	0,17	0,20	1,00	5,00	3,00	0,68	0,07
АССР	0,13	0,11	0,13	0,20	1,00	0,33	0,22	0,02
GZTACSR	0,17	0,14	0,17	0,33	3,00	1,00	0,40	0,04
Сумма	4,99	2,00	7,49	17,53	34,00	23,33	9,46	1,00

В Таблице 4.12 показаны промежуточные результаты расчета для анализа.

Таблица 4.12 – Обобщение промежуточных результатов расчетов весов по каждому критерию

Критерий	ДДТ	Масса	Стоимость
АСВТ	0,04	0,05	0,25
СЕНИЛЕК АТЗ	0,03	0,25	0,43
СЕНИЛЕК АТЗП	0,10	0,14	0,19
АССС	0,31	0,12	0,07
АССР	0,06	0,42	0,02
GZTACSR	0,45	0,02	0,04

Каждая строка таблицы 4.12 умножается на столбец «Вес» Таблицы 4.6 по принципу строка на столбец (умножение матриц) по правилу. В итоге оптимальной оказывается марка, у которой вес в % или в долях оказывается больше.

Таблица 4.13 – Результаты выбора оптимальной марки провода

Марка	АСВТ	СЕНИЛЕК АТЗ	СЕНИЛЕК АТЗП	АССС	АССР	GZTACSR
Результат в %	4,3	16,6	12,3	20,2	22,0	21,7

Проверка согласованности полученных оценок:

- для Таблицы 4.9 $C.I. = 0,121$ при $n = 6$, $\lambda_{max} = 6,606$, $R.I. = 1,25$, $C.R. = 0,097 \leq 0,10$;
- для Таблицы 4.10 $C.I. = 0,086$ при $n = 6$, $R.I. = 1,25$, $C.R. = 0,069 \leq 0,10$;
- для Таблицы 4.11 $C.I. = 0,10$ при $n = 6$, $\lambda_{max} = 6,524$, $R.I. = 1,25$, $C.R. = 0,08 \leq 0,10$.

Для рассмотренного примера выбрана марка провода АССР. Выбранная марка провода позволяет обеспечить повышение пропускной способности без замены опор на рассматриваемой ВЛ 110 кВ. Корректность получаемых результатов предложенного в работе метода подтверждена верификационными расчетами, представленными в [156]. Как видно из примера, удалось получить оптимальную марку провода с диапазоном сечений, соответствующим критериям, требованиям и условиям проекта, что подтверждено проверкой согласованности оценок.

Если отклонение между результатами выбора марок составляет не более 5 (пяти) %, то такие варианты являются равнозначными.

Таким образом, обоснована целесообразность применения метода выбора оптимальной марки провода в эксплуатационной и проектной практике.

4.3. Разработка метода выбора оптимального сечения провода

Метод выбора оптимального сечения провода в современных условиях основан на учете его нагрева, новых функциональных свойств ААС, стохастического характера протекания тока по проводу, конструктивных особенностей провода и линии. Предлагаемый метод основан на ИТЭМ провода, предложенной в третьей главе диссертации.

Сущность данного метода выбора оптимального сечения провода заключается в определении оптимальной области токов для каждого сечения выбранной марки провода по меньшему значению УДЗ, полученной по ИТЭМ провода. Учитывая вышесказанное, для разработки метода необходимо:

- 1) выбрать набор составляющих капитальных вложений в соответствии со сценариями проектирования;
- 2) рассчитать ставку дисконтирования с учетом неопределенности;
- 3) спрогнозировать электрический ток ЛЭП с учетом неопределенности;
- 4) построить семейство УДЗ ряда отобранных сечений выбранной марки провода в зависимости от тока линии;
- 5) выбрать сечение по интегрированному технико-экономическому критерию – по минимуму УДЗ;
- 6) определить перечень необходимых проверок выбранного сечения.

Набор составляющих капитальных вложений для выбора провода представлен на Рисунке 4.4 и основан на исследованиях, приведенных в третьей главе.

Ставка дисконтирования определяется по формуле (3.8), которая позволяет учитывать годовые темпы инфляции и неопределенность исходных данных.

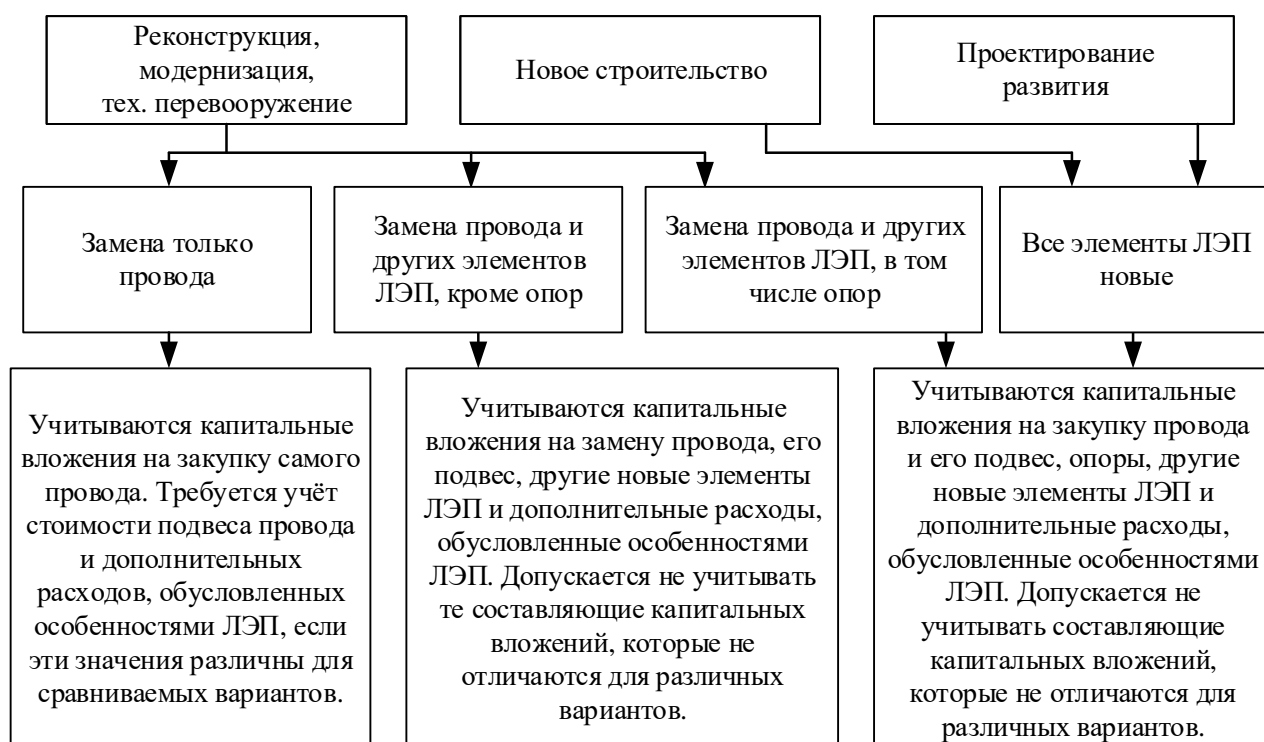


Рисунок 4.4 – Набор составляющих капитальных вложений в зависимости от сценария и конструктивных изменений ЛЭП

Прогнозируемое эквивалентное значение электрического тока при переходе на ААС определяется по Таблице 3.3. Количество реализаций, используемых для прогнозирования, обуславливается видом информационного потока.

Построение зависимостей УДЗ от тока для смежных сечений выбранной марки позволяет найти токовые диапазоны, обеспечивающие минимальные УДЗ для каждого сечения. Оптимальное сечение провода определяется по попаданию прогнозируемого эквивалентного тока в токовый диапазон, обеспечивающему минимальное значение УДЗ для конкретного сечения.

В точках пересечений зависимостей УДЗ от тока для смежных сечений провода происходит переход на большее значение сечения, так как оно обеспечивает большую пропускную способность ЛЭП при равных УДЗ.

Поскольку большинство традиционных проверок выбора сечения в соответствии с предложенным методическим подходом уже интегрированы в процесс реализации всех процедур, то перечень проверок включает в себя:

1) проверку по наиболее опасному (тяжелому) послеаварийному режиму (с точки зрения повышения нагрузки) для всех ВЛ напряжением выше 1 кВ с учетом климатических условий. Данная проверка реализуется по формуле [66]:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ДДТ}}, \quad (4.7)$$

где $I_{\text{ДДТ}}$ – ДДТ проверяемого сечения провода, А;

$I_{\text{макс}}$ – значение максимального прогнозируемого тока, протекающего по линии в наиболее опасном послеаварийном режиме, А.

2) проверку по условию статической (динамической) устойчивости для ВЛ контролируемого сечения напряжением 110 кВ и выше, реализуемую в соответствии с [67], традиционные проверки дальних электропередач сверхвысокого напряжения (СВН) (при необходимости).

Традиционные проверки дальних электропередач СВН обусловлены особенностями их функционирования, в том числе волновым характером передачи электрической энергии [54]. Из требований Методических указаний по проектированию развития энергосистем [2] следует, что для проектирования воздушных ЛЭП необходимы расчеты установившихся электроэнергетических режимов, реализуемые в специальных программно-вычислительных комплексах (ПВК). Эти ПВК позволяют учитывать волновые свойства линий СВН (электрических линий с распределенными параметрами) через задание параметров схемы замещения. Следовательно, при определении токовой загрузки линии и корректном задании параметров схемы замещения воздушных ЛЭП напряжением 330 кВ и выше, ПВК учитывают особенности таких линий, в том числе их волновые свойства.

Требование исключения коронного разряда и радиопомех от короны ВЛ 330 кВ и выше учтено в требованиях технической осуществимости, перечисленных в Таблице 4.1 диссертации. Для снижения напряженности поля до допустимого значения для линий СВН применяются расщепленные провода традиционных конструкций, которые хорошо известны и параметры схем замещения которых рассчитываются по общеизвестным формулам. Для ВЛ с ПНП их нет.

Алгоритм предлагаемого метода показан на Рисунке 4.5.

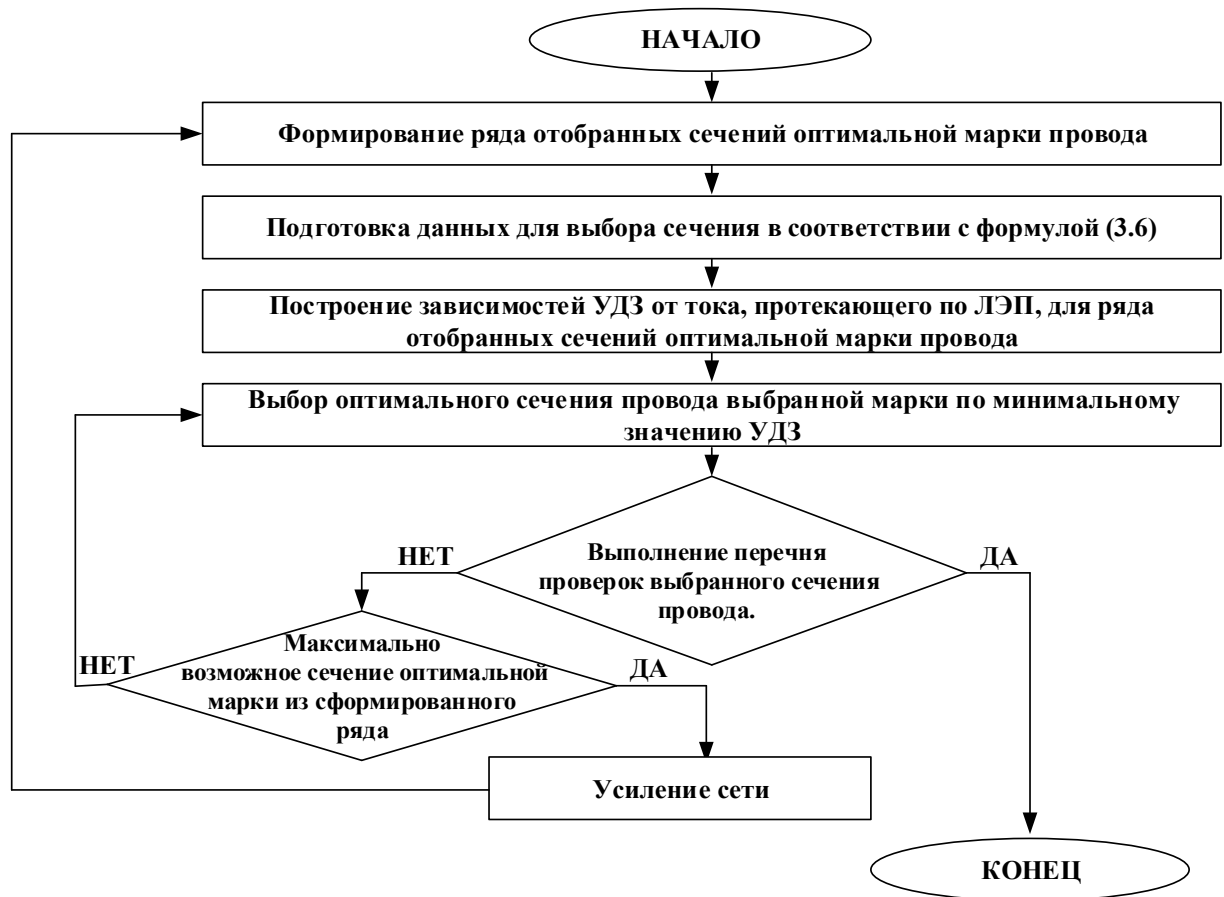


Рисунок 4.5 – Алгоритм метода выбора оптимального сечения провода

Отличительная особенность данного метода – выполнение большинства традиционных проверок провода до технико-экономического сопоставления, что позволяет упростить выбор оптимального сечения путем сокращения ряда сечений оптимальной марки провода. Кроме того, в отличие от существующих методов, предлагаемый метод исключает потенциальные противоречия метода выбора сечения и его проверок.

Реализация предложенного метода выбора оптимального сечения показана на двух примерах реконструкции одноцепных ВЛ 110 кВ с проводами марок АС и СЕНИЛЕК АТЗП/С, расположенных в Московской области (первый случай) и Камчатском крае (второй случай) соответственно. Прогнозируемый ток ВЛ в режиме зимнего максимума во всех случаях равен 100 А, а в наиболее опасном послеаварийном режиме – 200 А. Примем, что по требованиям и ограничениям проектов в рассмотрении участвует весь стандартный ряд возможных сечений провода для

класса номинального напряжения 110 кВ, мм²: 70, 95, 120, 150, 185, 240. На практике этот ряд может сократиться из-за анализа требований и ограничений проекта.

Исходные данные для выбора сечения провода представлены в Таблице 4.14, а капитальные вложения – в Таблице 4.15. Проекты реконструкции реализуются на тех же трассах ВЛ и с использованием тех же опор. Замене подлежит только провод. В соответствии с Рисунком 4.4 из набора капитальных вложений выбираются только капитальные вложения на закупку самого провода. Стоимостные данные для первого случая приняты по [91] и учитывают затраты на подвес провода, а для второго случая учтены только затраты на провод по [45]. ВЛ расположены в разных регионах, а стоимость провода в источниках отличается от текущей, поэтому необходимо использовать коэффициенты перехода от базовых цен к уровню цен ВЛ субъектов Российской Федерации, которые равны для Московской области 1,12 и Камчатского края 2,33, и соответствующие коэффициенты инфляции.

Таблица 4.14 – Исходные данные для выбора сечения провода

Параметр	Значение
Срок службы линии	50 лет
Номинальное напряжение	110 кВ
Коэффициент амортизационных отчислений	0,02
Коэффициент отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ЛЭП	0,008
Число рабочих часов в год	8760 часов
Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч: - Московская область - Камчатский край	3,509 [157]; 12,569 [158].
Среднее число часов влажной погоды в году, ч: - Московская область - Камчатский край	2352 [159]; 2424 [159].
Ставка ЦБ РФ на 01.10.2024	19 % [135]
Прогнозируемый годовой темп инфляции	9,05 % [135]

Таблица 4.15 – Капитальные вложения на замену 1 км провода, тыс. руб.

Случай	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
ВЛ 110 кВ в Московской области с проводом марки АС	1024	1221	1405	1633	1863	2422
ВЛ 110 кВ в Камчатском крае с проводом марки СЕНИЛЕК АТЗП/С	1126	1505	1843	2281	2740	3533

На основании построения семейств зависимостей УДЗ от тока ЛЭП по

формуле (3.6), как показано для каждого из рассматриваемых случаев на Рисунках 4.6 – 4.7, для определенного ряда сечений получены диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ и представленные в Таблице 4.16.

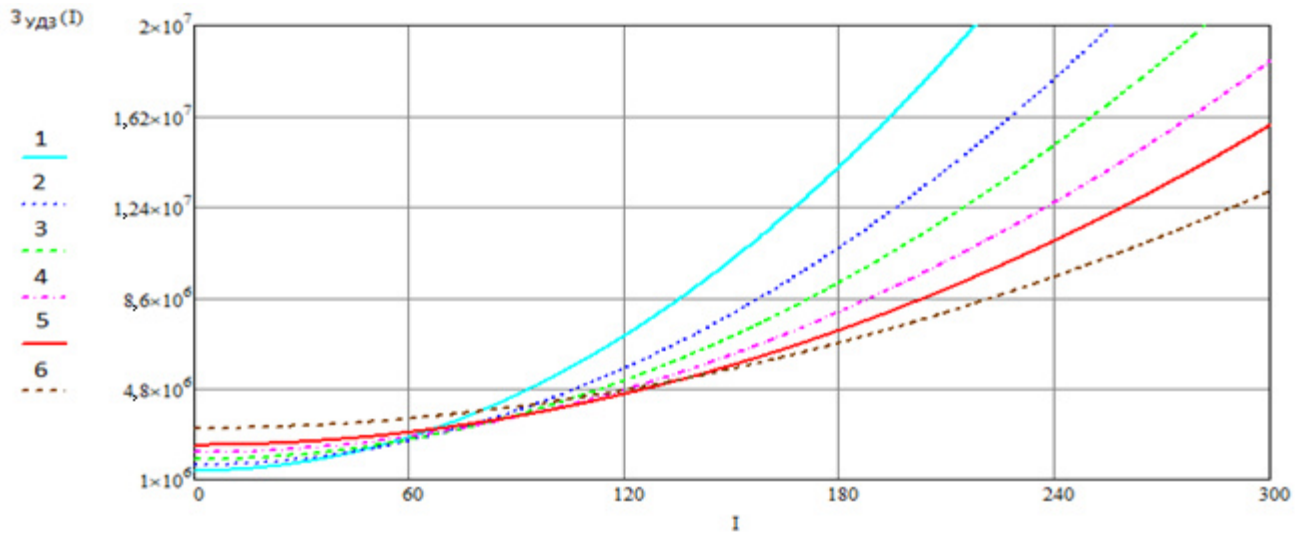


Рисунок 4.6 – Семейство зависимостей УДЗ (руб/км) от тока линии (А) для первого случая с проводами марки АС следующих сечений: 1 – АС 70/11, 2 – АС 95/16, 3 – АС 120/19, 4 – АС 150/24, 5 – АС 185/29, 6 – АС 240/32

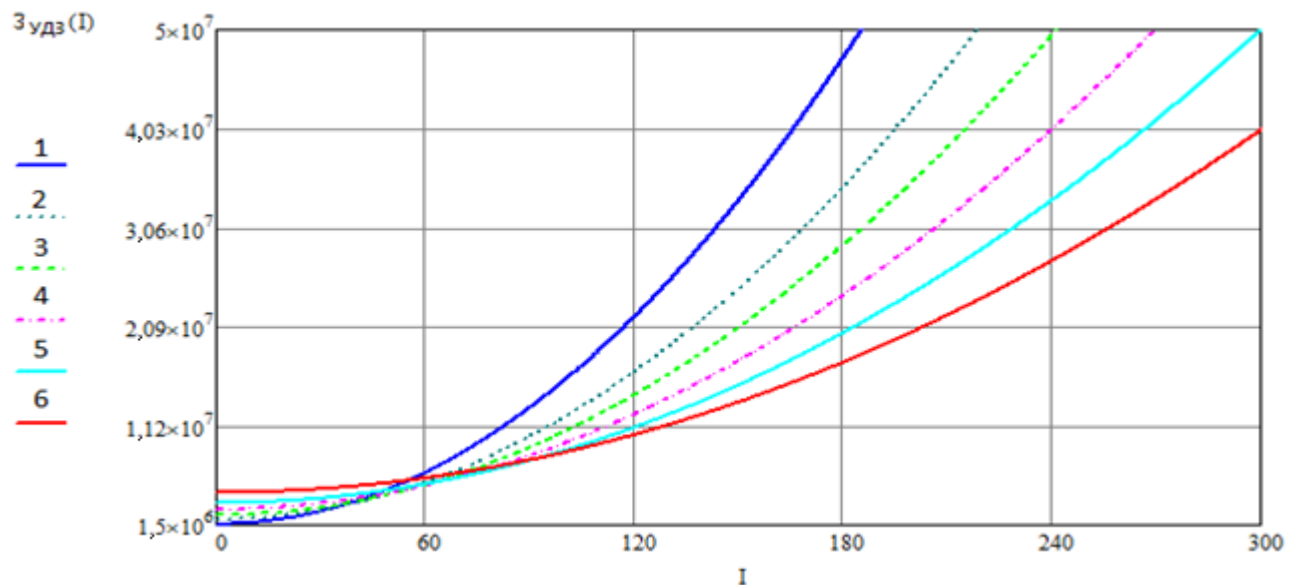


Рисунок 4.7 – Семейство зависимостей УДЗ (руб/км) от тока линии (А) для второго случая с проводами марки СЕНИЛЕК АТЗП/С следующих сечений: 1 – 70/11, 2 – 95/16, 3 – 120/19, 4 – 150/24, 5 – 185/29, 6 – 240/32

Таблица 4.16 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ для разных сечений проводов, А

Регион трассы	Марка провода	Сечение провода и соответствующие ему диапазоны тока, А					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Московская область	АС	0 – 47	48 – 67	68 – 78	79 – 94	95 – 136	137 – 629
Камчатский край	СЕНИЛЕК АТЗП/С	0 – 34	35 – 47	48 – 57	58 – 66	67 – 91	92 – 1231

Тот токовый диапазон, в который попадает значение тока ЛЭП, равное 100 А, обеспечивает минимальные УДЗ, следовательно, соответствующее ему сечение провода будет оптимальным. Для ВЛ 110 кВ в Московской области выбран провод АС-185/29, а для ВЛ 110 кВ в Камчатском крае – СЕНИЛЕК АТЗП/С 240/32. Выбранное сечение будет оптимальным на протяжении всего жизненного цикла ВЛ.

Для указанных ВЛ требуется только проверка проводов в наиболее опасном послеаварийном режиме, так как они не входят в контролируемые сечения. Для реализации проверки значение ДДТ уточняется под условия прохождения трассы ВЛ. Для обоих расчетных случаев условие проверки провода выполняется:

- для ВЛ в Московской области ток $200 \text{ А} < 530 \text{ А}$ (ДДТ провода АС 185/29);
- для ВЛ в Камчатском крае ток $200 \text{ А} < 1231 \text{ А}$ (ДДТ провода СЕНИЛЕК АТЗП/С 240/32).

Предлагаемый метод позволяет учитывать особенности конкретного проекта, что подтверждает целесообразность его использования и является его отличием от существующих традиционных методов.

Сравним полученные результаты выбора оптимального сечения провода марки АС для примера в Московской области предложенным в диссертации методом с методами ЭПТ по [56] и ЭТИ по [54]. Для метода ЭПТ дополнительно требуется определение значения продолжительности использования максимальной нагрузки. Так как сравниваются результаты нескольких методов, то продолжительность использования максимальной нагрузки принята равной значению 5000 часов. Тогда по [56] значение ЭПТ равно $1,1 \text{ А/мм}^2$, а расчетное сечение при прогнозируемом токе 100 А:

$$F = \frac{100}{1,1} = 90,9 \text{ мм}^2.$$

По методу ЭПТ выбран провод АС 95/16.

По методу ЭТИ для Московской области выбран провод АС-150/24 (II район по гололеду, материал опор сталь, токовый диапазон 61 – 130 А в соответствии с [54]). Сравнение результатов выбора оптимального сечения по методам ЭПТ и предлагаемому представлено в Таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Сравнение результатов выбора сечения провода марки АС разными методами с методом выбора оптимального сечения

Параметры провода	Метод выбора сечения			Сравнение параметров выбранных проводов по предлагаемому методу с, %	
	Метод ЭПТ	Метод ЭТИ	Предлагаемый метод	методом ЭПТ	с методом ЭТИ
Сечение	АС 95/16	АС 150/24	АС 185/29	–	–
Активное сопротивление, Ом/км	0,306	0,198	0,162	- 47,1	-18,2
Расчетное значение ДДТ по условиям г. Москва, А	336	447	530	+ 57,7	+ 18,6
Капитальные вложения в 1 км, тыс. руб.	1221,0	1633,0	1863,0	+ 52,6	+14,1
Эксплуатационные издержки на возмещение потерь на 1 км ВЛ за срок ее службы, тыс. руб.	2855,8	1864,5	1534,0	- 46,3	- 17,7
Эксплуатационные издержки на 1 км ВЛ за срок ее службы, тыс. руб.	3196,2	2319,7	2053,2	- 35,8	- 11,5
УДЗ, тыс. руб/км	4417,6	3952,8	3916,0	- 11,4	- 0,9
ЧДД при токовой нагрузке ВЛ 80 % и сроке ее службы 50 лет, млрд руб.	783,4	1042,2	1235,8	+ 57,7	+18,6

Как видно из Таблицы 4.17, предлагаемый метод выбора оптимального сечения позволил получить самое большое значение ЧДД по сравнению с другими методами, что доказывает целесообразность его применения. Также получены дополнительные системные эффекты, связанные с повышением пропускной способности ВЛ.

Из примера видно, что пересчет традиционных методов выбора сечения провода с использованием текущих цен не позволит улучшить параметры выбранных проводов относительно предлагаемого метода.

Разработанный метод выбора оптимального сечения провода является универсальным, так как применим для всех классов номинального напряжения выше 1 кВ. В отличие от существующих методов он позволяет учитывать конструктивные особенности проводов и характеристики конкретного района размещения ЛЭП, обеспечивает высокую пропускную способность ЛЭП, их экономическую и энергетическую эффективность.

4.4. Методика выбора провода с оптимальными параметрами

Методика выбора провода с оптимальными параметрами должна объединить методы выбора оптимальных марки и сечения провода, с учетом сформированной области возможных решений. Также такая методика должна:

- 1) соответствовать всем видам проектов, реализуемым в электросетевом комплексе и связанным с проектированием ВЛ напряжением выше 1 кВ;
- 2) быть применима к проводам любой существующей конструкции и району размещения ЛЭП;
- 3) базироваться на современном технико-экономическом критерии, позволяющем учитывать, и особенности проекта (условия трассы, конструктивные особенности ВЛ), и экономические условия его реализации;
- 4) обеспечивать легко интерпретируемый результат, который позволяет получать оптимальные условия эксплуатации проектируемого объекта при выполнении всех поставленных требований;
- 5) быть применима к ААС и традиционной электрической сети [160].

Исходя из вышесказанного, методика выбора провода с оптимальными параметрами включает в себя следующие блоки, как показано на Рисунке 4.8.

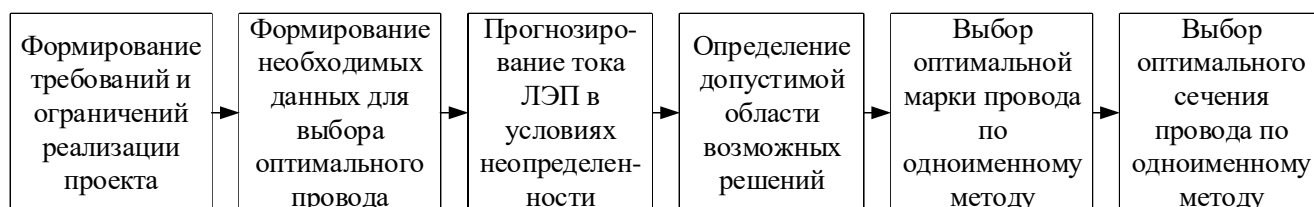


Рисунок 4.8 – Блочное представление методики выбора провода с оптимальными параметрами

Формирование требований и ограничений реализации проекта происходит на основе Таблицы 4.1.

Необходимые данные для выбора провода с оптимальными параметрами формируются для каждого конкурентоспособного варианта в зависимости от сценария проектирования. Сценарий выбирается в соответствии с рекомендациями пункта 4.1 диссертации. Конкурентоспособные варианты сети разрабатываются общеизвестным способом. Далее определяются климатические и географические характеристики территории размещения ЛЭП, которые включают в себя не только характеристику района по ветру и гололеду, но и информацию о предельных температурах региона, значениях средней температуры и средней скорости ветра в течение самого теплого месяца в году, высоты размещения ЛЭП над уровнем моря, среднее число часов влажной погоды в году. К вышеперечисленной информации добавляются данные об используемых опорах и изоляции ВЛ.

На основании выбранного типа информационного потока определяются прогнозируемые значения тока в нормальных установившихся режимах и в наиболее тяжелом послеаварийном режиме. Установившиеся режимы рассматриваются для зимнего и летнего максимума прогнозируемой нагрузки на пятый год эксплуатации ЛЭП с учетом тенденций изменения нагрузки в регионе ее расположения. Наиболее опасный послеаварийный режим выбирается в соответствии с [2]. Такой режим нужен для проверки выбранного сечения.

Три процедуры предложенного методического подхода к выбору провода реализуются поочередно в соответствии с Рисунком 4.1. Разработанная методика не

имеет аналогов. В отличие от существующих методик она позволяет выбрать провод с оптимальными параметрами для конкретных условий проектирования.

Порядок реализации новой методики приведен на Рисунке 4.9.

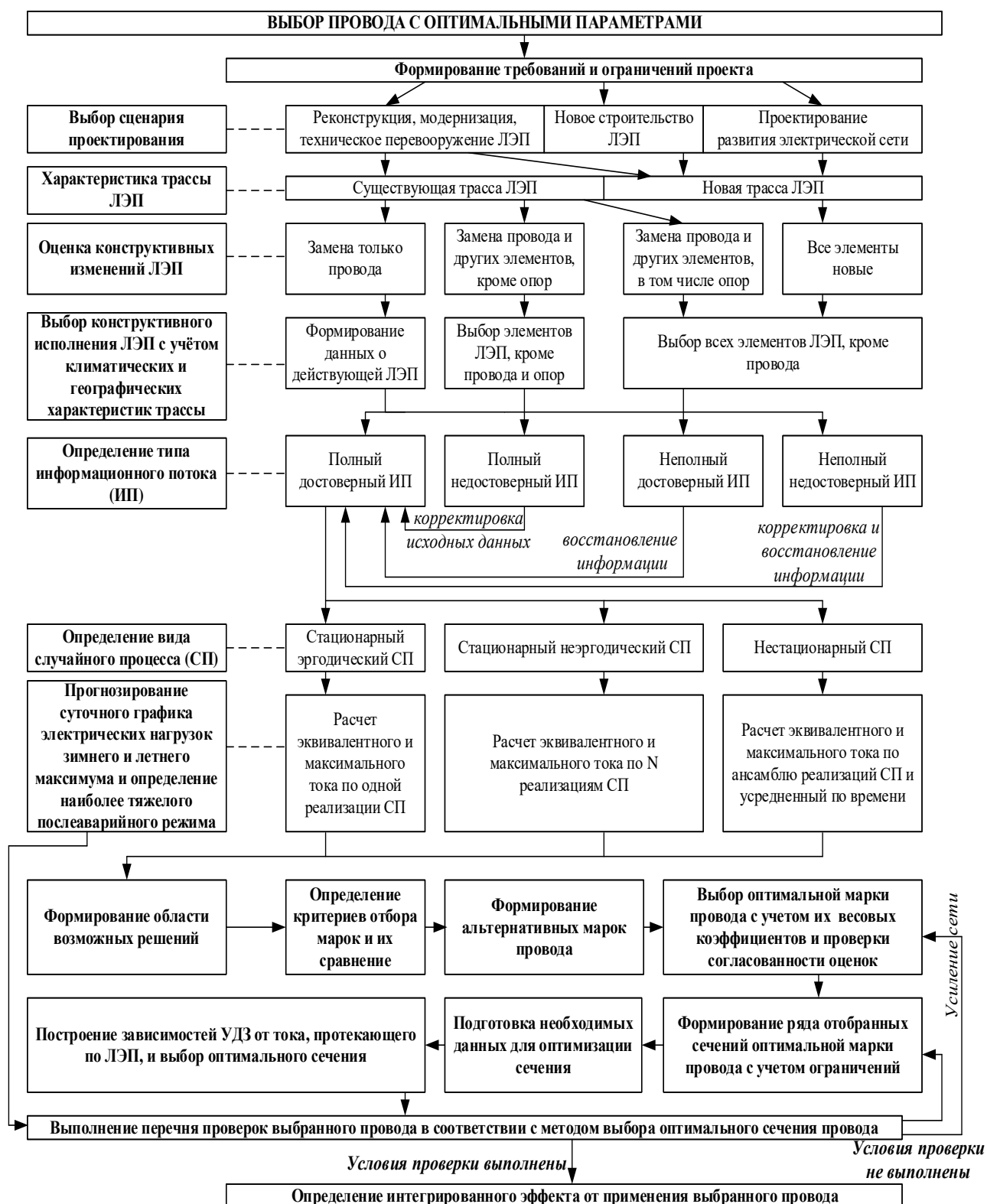


Рисунок 4.9 – Порядок реализации методики выбора провода с оптимальными параметрами

Результатом *«формирования требований и ограничений проекта»* становятся требования технической осуществимости, допустимости и сопоставимости, из которых получаются ограничения.

«Выбор сценария проектирования» представлен тремя вариантами, которые характеризуют особенности проекта и неопределенность части исходных данных.

«Выбор трассы ЛЭП» формирует данные о климатических и географических характеристиках: районе по ветру и гололеду, значениях предельных температур региона, средней температуры и средней скорости ветра в течение самого теплого месяца в году, высоте размещения ЛЭП над уровнем моря, среднем числе часов влажной погоды в году, особенностях трассы ЛЭП (стесненность, труднодоступность, необходимость временных сооружений для организации доступа к объекту, удорожание доставки материалов).

«Оценка конструктивных изменений ЛЭП» необходима для определения набора составляющих капитальных вложений, исходя из требований проекта.

«Выбор конструктивного исполнения ЛЭП с учетом климатических и географических характеристик трассы» дает информацию об исполнении ЛЭП, в том числе: типе и материале опор, изоляционной подвеске (число изоляторов в гирлянде, число гирлянд или полимерных изоляторов на 1 км ВЛ, сопротивление одного изолятора), классе номинального напряжения, количестве цепей ЛЭП.

В зависимости от информационного потока и вида случайного процесса по Таблице 3.3 определяется прогнозируемый ток.

«Формирование области возможных решений» реализуется, принимая во внимание данные о ЛЭП и существующие требования и ограничения, полученные на основе этих данных. Тем самым, определяется перечень критериев выбора оптимальной марки провода, сравнивается их значимость в условиях реализации проекта и формируются альтернативные марки провода.

В соответствии с предложенным методом выбора оптимальной марки провода выбирается одна марка провода с наибольшим весовым коэффициентом.

Обязательна проверка согласованности оценок, которая реализуется в соответствии с пунктом 4.2 диссертации. Оптимальная марка провода позволяет отобрать сечения его стандартного ряда для дальнейшей оптимизации.

Необходимыми данными для оптимизации сечения являются: актуальное значение капитальных вложений в ЛЭП; коэффициент амортизационных отчислений; коэффициент (норма) отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ЛЭП; удельная стоимость потерь электроэнергии; число рабочих часов ЛЭП за год; сопротивление 1 км линии; удельные потери мощности на корону в проводах ВЛ; значение ставки дисконтирования с учетом планируемой инфляции; нормативный срок эксплуатации провода.

По формуле (3.7), с учетом полученных данных, реализуется построение семейства УДЗ в зависимости от тока линии. Попадание максимального значения прогнозируемого тока в токовый диапазон с минимальными УДЗ обеспечивает оптимальное сечение провода, подлежащее единственной проверке по условию формулы (4.7) для наиболее тяжелого послеаварийного режима. Механизм проверки подробно описан в пункте 4.3 диссертации.

Реализация методики завершается определением интегрированного эффекта от применения выбранного провода, который может включать в себя: повышение пропускной способности линии, снижение количества используемых опор или реализация замены провода линии без замены опор, снижение гололедообразования на проводах, снижение потерь электроэнергии, снижение затрат на обслуживание и эксплуатацию ЛЭП, снижение затрат на временные сооружения при строительстве ЛЭП, минимизация ущерба от перерыва электроснабжения.

Областью применения этой методики являются воздушные ЛЭП, напряжением выше 1 кВ с дальнейшей проверкой пропускной способности линий сверхвысокого напряжения по условиям статической (динамической) устойчивости, с учетом особенностей их функционирования при дальних электропередачах общепринятыми методами.

Таким образом, методика выбора провода с оптимальными параметрами:

- 1) позволяет выбрать оптимальные марку и сечение провода любой конструкции в ААС и традиционной сети;
- 2) интегрирует реализацию большинства проверок в саму методику выбора провода ВЛ, тем самым позволяя уйти от возможных противоречий при получении результатов при выборе марки и сечения провода;
- 3) обеспечивает учет всех требований и особенностей проекта ЛЭП и позволяет получать положительный интегрированный эффект;
- 4) позволяет получить интегрированный эффект от применения выбранного провода с оптимальными параметрами.

4.5. Апробация методики выбора провода с оптимальными параметрами

Применение методики выбора провода с оптимальными параметрами показано на примере традиционных электрических сетей и ААС. В качестве такого примера рассмотрен участок электрической сети с низкой пропускной способностью, где реализовать решение существующих проблем обычными методами не представляется возможным.

4.5.1 Выбор провода с оптимальными параметрами на примере традиционных электрических сетей

Для апробации предложенного инструментария выбора провода с оптимальными параметрами в традиционной электрической сети Приморского края выбрана ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка, отвечающая условиям выбора примера (см. Рисунок 4.10), для которой в условиях эксплуатации рассматривается проект

реконструкции. ВЛ эксплуатируется 57 лет, является изношенной и создает ограничения в электроснабжении региона.

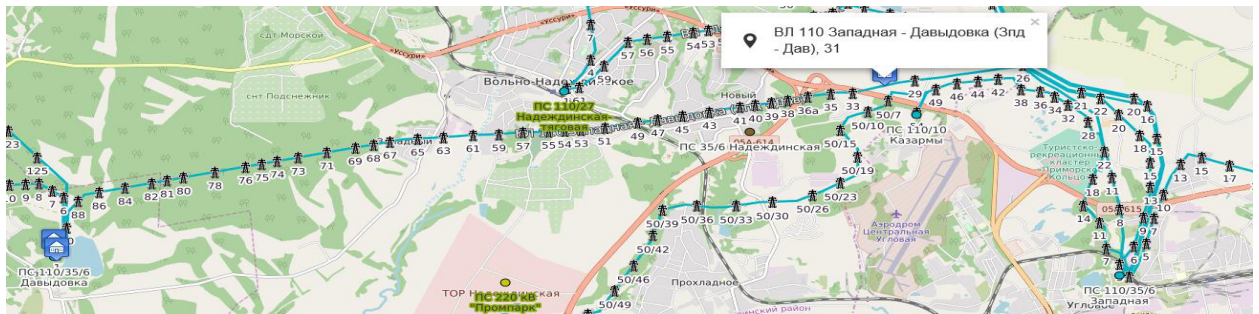


Рисунок 4.10 – ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка

Тип проекта: реконструкция.

Цель проекта: замена физически изношенного провода, который выработал нормативный срок службы, без замены опор.

В энергорайоне, ограниченном рассматриваемой линией, ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка и ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1 при отключении ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка в режимах зимнего максимума нагрузки 2025 года напряжение снижается ниже аварийно-допустимого [161].

Задачи проекта: повышение надежности ВЛ; снятие режимных ограничений; повышение пропускной способности ВЛ; снижение механических нагрузок; приведение технического состояния ВЛ в соответствие требованиям НТД [56, 162].

Состав конструктивных изменений: провод.

Климатические характеристика трассы ЛЭП приведены в Таблице 4.18. Данные по рассматриваемой ВЛ отражены в Таблице 4.19.

Таблица 4.18 – Климатические характеристика трассы ЛЭП

Климат	Максимальная температура	Минимальная температура	Средняя температура самого теплого месяца (августа)	Средняя скорость ветра в августе
Умеренный муссонный	+35 °С	- 44 °С	+21 °С	4 м/с

Таблица 4.19 – Характеристика ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка

Уном, кВ	Исполнение	Провод		Длина, км	Год ввода	ДДТ, А	Опоры
110	одноцепная	АС 120/19	3,55 км	20,48	1968	390	ПС 110-4 – 44 шт.; У 110-3 – 44 шт.; У 110-1 – 4 шт.; У 110-2 – 1 шт.; У 110-1+5 – 1 шт.
		М 70	15,74 км			337	
		АС 120/19	1,19 км			390	

Далее реализуется прогнозирование *токовой нагрузки ЛЭП*. Эквивалент, включающий рассматриваемую ВЛ, показан в Приложении Д. Расчет режимов, выполненный в ПВК RastWin3, показал, что в режиме зимнего максимума нагрузки 2024 года ток, протекающий по линии, составляет 350 А. В режиме летнего максимума 2024 года ток равен 261 А. При среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии в Приморском крае 1,42 % [161], прогноз тока линии зимнего максимума составляет 377 А, летнего – 281 А. Ток линии в наиболее тяжелом послеаварийном режиме (в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1 при отключении ВЛ 110 кВ Пушкинская – Давыдовка) составляет 527 А. Как видно из результатов расчета, наблюдается превышение ДДТ ВЛ, что вызывает отключение потребителей.

Для снятия режимных ограничений рассматривались марки отечественных проводов: АС, АСВТ, АСВП, АСку, АСТ, СЕНИЛЕК АТЗ/С, СЕНИЛЕК АТЗП/С.

Предварительные сечения отобранных марок проводов принимаются по данным Таблицы 4.19. В качестве *провода-представителя* традиционной конструкции принят АС 120/19, для остальных марок проводов взяты соразмерные сечения.

Уточнение значений ДДТ отобранных проводов по климатическим характеристикам показано в Таблице 4.20 и реализовано с использованием предложенной во второй главе обобщенной тепловой модели провода. Справочные значения ДДТ проводов марки АС взяты в соответствии с [38], марок АСВП, СЕНИЛЕК АТЗ/С и СЕНИЛЕК АТЗП/С в соответствии с [45], марки АСВТ – [152], марки АСТ – [162].

Таблица 4.20 – Уточнение допустимых длительных токов проводов по климатическим характеристикам трассы

№	Марка провода	Справочное значение ДДТ, А	Уточненное значение ДДТ, А	Отклонение, %
1	АС 120/19	390	419	+ 7,4
2	АСВТ 128/36	665	689	+ 3,6
3	АСВП 128/36	408	461	+ 13,0
4	АСТ 120/19	862	733	- 15,0
5	СЕНИЛЕК АТЗ/С 120/19	724	764	+ 5,5
6	СЕНИЛЕК АТЗП/С 120/19	706	733	+ 3,8

Как видно из Таблицы 4.20, значения ДДТ после уточнения ДДТ по климатическим характеристикам трассы существенно изменились. В большинстве случаев уточненное значение ДДТ возросло, что легко объясняется более низким значением принятой к расчету температуры (21 °С) по сравнению со справочной (25 °С), для которой приведены ДДТ.

После корректировки значений ДДТ реализуется непосредственный *выбор марки провода*. Критериями отбора в данном случае определены ДДТ и стоимость провода. Критерием ограничения, связанным с применением существующих анкерных опор, является масса провода. Применяемые анкерные опоры в соответствии с [163] рассчитаны на максимальное сечение провода АС 150/24, масса которого равна 599 кг/км. В зависимости от целей и задач проекта критерии отбора и ограничения могут быть пересмотрены. В данном случае критерии приняты для демонстрации реализации методики и задания *условия по механической прочности*. Характеристика проводов по критериям отражена в Таблице 4.21.

Таблица 4.21 – Характеристики рассматриваемых проводов

№	Марка провода	ДДТ, А	Стоимость, тыс. руб/км	Масса, кг/км
1	АС 120/19	419	165,0	471
2	АСВТ 128/36	689	236,2	659,5
3	АСВП 128/36 1	461	231,0	659,5
4	АСТ 120/19	733	180,0	471
5	СЕНИЛЕК АТЗ/С 120/19	764	240,7	471
6	СЕНИЛЕК АТЗП/С 120/19	733	277,5	478

Провода марок АСВТ и АСВП исключены по причине превышения критерия ограничения (строки выделены в Таблице 4.21). Реализация промежуточных этапов выбора оптимальной марки провода выполнена по аналогии с пунктом 4.2 диссертации, приведена в Таблице 4.22 и показана в [160].

Таблица 4.22 – Результат выбора марки провода для рассматриваемого проекта

Марка	АС	АСТ	СЕНИЛЕК АТЗ/С	СЕНИЛЕК АТЗП/С
Итоговый результат в %	18,1	22,2	42,4	17,3

Формирование ряда сечений оптимальной марки провода в рассматриваемом случае с ПНП СЕНИЛЕК АТЗ/С реализуется отбором тех сечений, провода которых по массе не превышают значения 599 кг/км и по ДДТ выдерживают требуемую прогнозируемую токовую нагрузку ЛЭП *в режиме зимнего* максимума (376 А). В Таблице 4.23 отражены четыре таких сечения. Для проводов этих сечений ДДТ уточнены по климатическим характеристикам трассы ВЛ.

Таблица 4.23 – Возможные сечения оптимальной марки провода

№	СЕНИЛЕК АТЗ/С	ДДТ, А	Удельная масса провода, кг/км	Цена, приведенная к 2001 году, тыс. руб/км	Стоимость провода, тыс. руб/км
1	70/11	528	276	19,6	430,95
2	95/16	661	385	26,2	576,06
3	120/19	764	471	32,1	705,78
4	150/24	892	599	39,7	872,88

Пример формирования перечня технико-экономических параметров ЛЭП для расчета УДЗ в соответствии с формулой (3.6) представлен в [160]. Построение семейства зависимостей УДЗ от тока с учетом расчета всех составляющих ежегодных эксплуатационных издержек показано на Рисунке 4.11, а в Таблице 4.24 приведены диапазоны тока для расчетного случая.

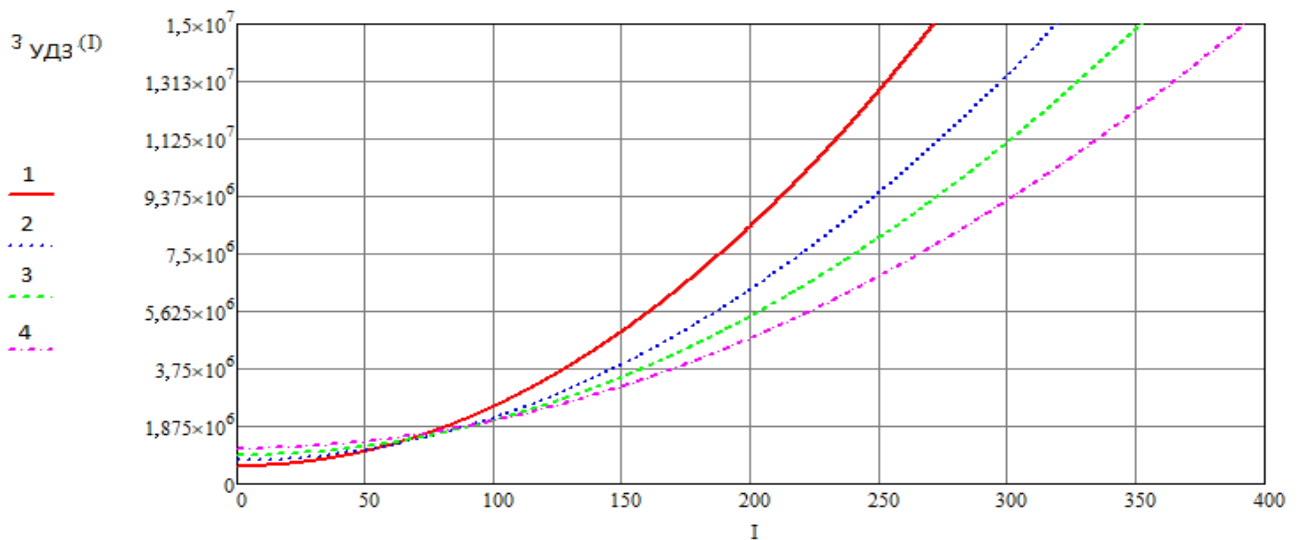


Рисунок 4.11 – Семейство зависимостей УДЗ (руб/км) от тока линии (А) для проводов марки СЕНИЛЕК АТЗ/С следующих сечений: 1 – 70/11, 2 – 95/16, 3 – 120/19, 4 – 150/24

Таблица 4.24 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, для рассматриваемого случая реконструкции ВЛ 110 кВ

Сечение СЕНИЛЕК АТЗ/С	70/11	95/16	120/19	150/24
Токовые диапазоны, А	0 – 58	59 – 80	81 – 97	97 – 892

В соответствии с Таблицей 4.24 оптимальным сечением является 150/24, так как прогнозируемый ток попал в соответствующий токовый диапазон. Выбран провод СЕНИЛЕК АТЗ/С 150/24.

Наиболее тяжелым послеаварийным режимом для рассматриваемой ВЛ является ремонтная схема ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1 с отключением ВЛ 110 кВ Пушкинская – Давыдовка, что подтверждается эквивалентом в Приложении Д. Для выбранного провода проверка по наиболее тяжелому послеаварийному режиму по формуле (4.7) выполняется:

$$523 \text{ А} \leq 892 \text{ А},$$

что позволяет завершить процесс его выбора и проверки.

В соответствии с [67] проверка выбранного провода по условию статической устойчивости для рассматриваемой ВЛ не требуется. Но даже если бы

потребовалась проверка по условию статической устойчивости для рассматриваемой ВЛ, реализованное утяжеление режима с помощью ПВК RastrWin3 позволяет найти коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности, который в данном случае равен 0,61 (больше нормативного 0,20 [67]).

Обоснование целесообразности применения предложенного инструментария выбора провода проводилось путем сравнения результатов его применения с результатами традиционных методов выбора провода, в частности методов ЭПТ и ЭТИ. Для этого проанализированы следующие варианты:

первый вариант – выбор сечения по методу ЭПТ в соответствии с ПУЭ [56];

второй вариант – выбор сечения по методу ЭПТ с учетом оценки капитальных вложений в текущих ценах по формуле (1.4);

третий вариант – выбор сечения по методу ЭТИ в соответствии с [54];

четвертый вариант – выбор сечения по методу ЭТИ с учетом оценки капитальных вложений в текущих ценах;

пятый вариант – выбор провода с оптимальными параметрами с помощью предложенного инструментария.

Используя рекомендованный ПУЭ [56] метод для сталеалюминиевого провода, получен результат, не применимый для данной ВЛ 110 кВ по условию механической прочности как для традиционных марок проводов, так и ПНП:

$$F = \frac{376}{1,1} = 341,8 \text{ мм}^2.$$

Традиционная реализация метода ЭПТ не позволила выбрать провод с оптимальными параметрами под заданные цели и задачи проекта, так как на напряжение 110 кВ максимально возможное сечение 240 мм². Требуется усиление электрической сети, что приведет к удорожанию проекта.

Исследуем, как влияет пересчет ЭПТ по УСП. Полученные результаты представим в Таблице 4.25. Расчеты под № 1 – 5 выполнены по данным УСП для одноцепной ВЛ 110 кВ на стальных опорах [136] при учете коэффициента инфляции в размере 7,4992 [138] (расчеты № 1 – 2) и без него, а расчет № 6 выполнен по данным для провода АС 185/29 в текущих ценах (расчет в Приложении В).

Таблица 4.25 – Расчет ЭПТ по формуле (1.4)

№	Значения составляющих расчета	Пересчет ЭПТ, А/мм ²	Отклонение пересчета ЭПТ от значения по ПУЭ [56], %	Расчетное сечение, мм ²
1	При $k_{ЭК} = 1$, $E_H = 0,12$, $a_э = 2,8$, $\tau = 3411$ $K_0'' = 1,02 \cdot 1050 \cdot 7,4992 = 8032$	1,3	-19	286
2	При $k_{ЭК} = 1$, $E_H = 0,12$, $a_э = 2,8$, $\tau = 3411$ $K_0'' = 1,02 \cdot 1100 \cdot 7,4992 = 8032$	1,3	-22	280
3	При $k_{ЭК} = 1$, $E_H = 0,12$, $a_э = 2,8$, $\tau = 3411$ $K_0'' = 1,02 \cdot 1050 = 1071$	0,5	56	784
4	При $k_{ЭК} = 1$, $E_H = 0,12$, $a_э = 2,8$, $\tau = 3411$ $K_0'' = 1,02 \cdot 1100 = 1122$	0,5	55	766
5	При $k_{ЭК} = 0,7$, $E_H = 0,12$, $a_э = 2,8$, $\tau = 3411$ $K_0'' = 1,02 \cdot 1050 = 1071$	0,7	38	549
6	При $k_{ЭК} = 1$, $E_H = 0,16$, $a_э = 2,8$, $K_0'' = 787,5$	0,5	58	811

Ни одно из полученных значений не совпало с отраженным в [56]. Ближайшее наименьшее сечение провода лишь в первой строке Таблицы 4.25 получилось равным 240 мм². Расчетная масса провода АС-240/32 составляет 921 кг/км [38], что превышает критерий ограничения по механической прочности опор. Это еще раз подтвердило целесообразность применения нового метода.

Говоря о расчете третьего варианта, т.е. применении метода ЭТИ в рассматриваемом случае с ВЛ 110 кВ, расчетный ток 376 А не позволяет выбрать оптимальное сечение по данным таблиц [54], так как крайний экономический токовый интервал заканчивается значением 285 А. Соответственно, требуется усиление электрической сети, что приведет к удорожанию проекта.

В соответствии с [54] ЭТИ определены по неактуальным экономическим данным на сегодняшний день, поэтому необходимо для напряжения 110 кВ определить зависимости приведенных затрат от тока с использованием современных данных по формуле (1.5), отраженной в первой главе.

Расчет стоимости линии произведем по УНЦ [90]. Для расчета капитальных вложений потребуются дополнительные данные по ВЛ: опоры ВЛ с фундаментами для одноцепной ВЛ – 94 шт.; грозотрос диаметром 14,2 мм – 20,48 км; устройство

лежневых дорог – 13,85 км; устройство защиты обваловыванием и посевом трав на 1 опору ВЛ – 86 шт.; ОКСН МДРН 30 кН (48 волокон) – 20,48 км.

К дальнейшему рассмотрению принимается четыре провода марки АС с сечениями 120/19, 150/24, 185/29 и 240/32, так как в настоящее время провод АС 120/19 используется на ВЛ. Пример расчета капитальных вложений показан в Таблице 4.26 для провода АС 240/32. В Таблице 4.26 учтены: территориальное расположение объекта при помощи $K_{\text{п}}$ коэффициента перехода (пересчета) от базовых нормативов к территориальному уровню; стоимость строительно-монтажных работ (в том числе демонтажные работы) с учетом стоимости материала (установка и заземление опор), затраты на замену опор, а также сопутствующие затраты, в том числе на устройство лежневых дорог.

Таблица 4.26 – Расчет стоимости ВЛ 110 кВ по [90]

№	Наименование УНЦ	Кол-во	Номер расценки	УНЦ, тыс. руб.	$K_{\text{п}}$	Величина затрат, тыс. руб. (без НДС)
1	УНЦ провода ВЛ 110 кВ	20,48 км	Л5-05	1912,56	1,04	40 736,00
2	Затраты на ПИР	1 объект	П6-09	4255,01	1	4255,01
3	УНЦ гирлянды изоляторов ВЛ	20,48 км	Л10-02-1	427,87	1,04	9 113,29
4	УНЦ на устройство защиты опор ВЛ	20,48 км	М1-03	1240,01	1,19	25 396,59
5	УНЦ грозотроса ВЛ	20,48 км	Л6-07	548,43	1,04	11 681,12
6	УНЦ ОКСН	20,48 км	О2-06 - 3	527,01	1,04	11 224,89
7	УНЦ устройства лежневых дорог	15,2 км	Л9-01	15505,16	1,04	245 105,57
8	УНЦ всех типов опор кроме многогранных	20,48 км	Л3-04-1.4	6798,18	1,04	144795,80
Итого:						492 308,27

Результаты капитальных вложений с учетом коэффициента инфляции 1,083 в строительство ВЛ провода марки АС отражены в Таблице 4.27.

Таблица 4.27 – Расчет стоимости ВЛ 110 кВ по [90]

Провод АС	120/19	150/24	185/29	240/32
Стоимость 1 км ВЛ на 01.01.2024, тыс. руб.	514 653,0	518 800,3	522 980,0	533 169,9

В Таблице 4.28 представлено сравнение существующих ЭТИ, отраженных в [53], с пересчитанными значениями по методу ЭТИ.

Таблица 4.28 – Сравнение ЭТИ

Сечение провода марки АС	120/19	150/24	185/29	240/32
ЭТИ по справочным данным [54]	–	До 95	96 – 105	106 – 285
Расчетные значения ЭТИ по ценам на 01.01.2024	До 142	143 – 170	170 – 245	246 – 251

Наглядно видно, что полученные интервалы разительно отличаются друг от друга. В существующем виде по [54] метод ЭТИ не позволяет получить значение оптимального сечения провода марки АС из выбранных ранее сечений.

Рассматриваемый пример показал, что ни один из традиционных методов не позволяет решить поставленную задачу. ЭПТ ни метод ЭТИ не позволили выбрать экономически целесообразное сечение даже для традиционного провода марки АС. В то время как предложенные в работе методы позволили выбрать провод с оптимальными параметрами и решить поставленные проектом задачи.

По предложенной методике выбран провод СЕНИЛЕК АТЗ/С 150/24, соответствующий всем целям, задачам и ограничениям проекта, что доказано расчетами электрических режимов.

Новая методика позволяет выбрать не только оптимальное сечение, но и оптимальную марку провода.

Подтверждена необходимость внедрения новой методики выбора провода с оптимальными параметрами, так как возникают случаи, когда ни один из традиционных методов не работает, даже после их пересчета на современные условия.

Оценим интегрированный эффект от внедрения выбранного провода, включающий в себя повышение пропускной способности ЛЭП и снижение потерь мощности. В приложении Д отражены результаты расчета режима зимнего максимума 2029 года для эквивалента до и после замены провода с помощью ПВК RastrWin 3, а в Таблице 4.29 представлены результаты расчета потерь мощности.

Таблица 4.29 – Сравнение величины потерь в сети ВЛ 110 кВ

Расчетный случай	До замены провода	После замены провода	Снижение потерь, %
Потери активной мощности, МВт	4,00	3,24	19,0
Потери реактивной мощности, Мвар	6,50	6,29	3,2

Замена провода в данном случае позволила увеличить пропускную способность ВЛ на 165 % без замены существующих опор и снизить потери активной мощности в эквиваленте на 19,0 %, а реактивной мощности на 3,2 %.

Оценка достоверности предлагаемой методики проведена с использованием ЧДД и показана в Таблице 4.30.

Таблица 4.30 – Результат расчета ЧДД для ряда сечений провода СЕНИЛЕК АТЗ/С

Провод СЕНИЛЕК АТЗ/С	70/11	95/16	120/19	150/24
ЧДД, млрд. руб.	3771,9	4722,2	5458,1	6372,7

Достоверность результатов методики выбора провода с оптимальными параметрами подтверждена максимальным значением ЧДД для выбранного провода. Это позволяет сделать вывод о том, что применение методики для выбора провода с оптимальными параметрами в традиционной электрической сети позволяет получать оптимальный вариант выбора провода.

4.5.2 Выбор провода с оптимальными параметрами в активно-адаптивных сетях

На сегодняшний день ААС полномасштабно не создана ни в России, ни за рубежом, но существуют пилотные и локальные проекты внедрения ее элементов в действующую сеть. Анализ опыта реализации таких проектов позволяет территориально смоделировать ААС, включающую такие инновационные элементы, как:

ПНП, устройства FACTS-технологии, интеллектуальные системы учета, принципиально новые системы контроля и мониторинга текущего состояния сети и ее элементов и т. п. В этом случае сеть наделяется новыми функциональными свойствами, указанными в первой главе диссертации.

Моделирование ААС приведено для рассматриваемого выше примера действующей сети, содержащей ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка. Придание новых функциональных свойств ААС для выбора провода с оптимальными параметрами реализовывалось следующим образом:

- выбор инновационного активного устройства для его включения в сеть на основе сравнительного анализа устройств FACTS-технологии;
- поиск узлов для включения выбранного активного устройства, с целью получения наибольшего эффекта гибкости электропередачи по критериям минимума потерь мощности и изменения перетоков реактивной мощности по сети в районе рассматриваемой линии;
- проверка соответствия смоделированной сети свойствам ААС;
- реализация выбора провода с оптимальными параметрами и подтверждение адекватности и корректности его выбора для ААС.

Учитывая особенности существующей сети, для придания ей новых функциональных свойств ААС выбрано применение статического тиристорного компенсатора (СТК), который позволяет повысить ее эффективность работы решает широкий круг задач в сети, может работать как в режиме потребления, так и генерации реактивной мощности [164]. За счет СТК можно получить следующие функциональные свойства ААС, влияющие на выбор провода: применение новых технологий транспорта электроэнергии, повышение управляемости режимов работы, адаптивное управление потоками реактивной мощности, повышенная пропускная способность связей.

Для поиска требуемых узлов включения СТК использовалась действующая в эксплуатации Акционерного общества «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК») модель электрических сетей Приморского края (ПРЭС). Основные характеристики энергосистемы Приморского края следующие:

классы номинального напряжения сети 500 кВ, 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 27,5 кВ, 10 кВ, 6 кВ, 0,4 кВ; установленная мощность электростанций на 2759 МВт [165]; наличие связи с энергосистемой Хабаровского края и Еврейской автономной области по одной ВЛ 500 кВ, трем ВЛ 220 кВ и одной ВЛ 110 кВ [165]; протяженность ЛЭП 110 кВ составляет 2 164 км, ЛЭП 220 кВ – 2 682,1 км, ЛЭП 500 кВ – 1 070,8 км [166]; суммарная установленная мощность трансформаторов 14 536,4 МВА [166]. Основные характеристики модели ПРЭС в ПВК RastrWin3 следующие: 1206 узлов и 1564 ветви, в том числе: один балансирующий узел, за который приняты шины 500 кВ Приморской ГРЭС, 21 генераторный узел, 1183 нагрузочных узла.

Для решения существующих проблем в районе размещения ВЛ необходимо выбрать узлы для установки СТК. Проблемные места определялись по показателям: напряжения, пропускной способности ЛЭП, потокам реактивной мощности по ЛЭП и потерям мощности в сети.

На модели ПРЭС рассчитаны режимы зимнего максимума 2024 года (по данным контрольных замеров) и зимнего максимума 2029 года (по прогнозу при ежегодном росте нагрузки 4,18 % [165]), краткое описание которых представлено в Приложении Е.

Анализ допустимых диапазонов значений напряжений в рассматриваемых электрических сетях показал, что в нормальных режимах они находятся в пределах в соответствии с требованиями [56, 67, 167].

Анализ пропускной способности ЛЭП в нормальных и послеаварийных режимах зимнего максимума 2024 года и 2029 года выявил проблемы, связанные с недостаточной пропускной способностью ВЛ, представленных в Таблице 4.31.

Таблица 4.31 – Анализ пропускной способности в режиме зимнего максимума

№	ЛЭП	Токовая загрузка	
		2024, % / А	2029, % / А
Нормальный режим			
1	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7	106 % / 448 А	139 % / 587 А
2	ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка	97 % / 326 А	128 % / 432 А
3	ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7	101 % / 339 А	131 % / 440 А
Послеаварийный режим			

№	ЛЭП	Токовая нагрузка	
		2024, % / А	2029, % / А
4	ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка в ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Пушкинская – Давыдовка	124 % / 418 А	171 % / 576 А
5	ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1 с отключением ВЛ 110 кВ Пушкинская – Давыдовка	124 % / 417 А	180 % / 607 А
6	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Шахта-7 в схеме, связанной с отключением / ремонтом ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1, 2	187 % / 789 А	250 % / 1055 А
7	ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 в схеме, связанной с отключением / ремонтом ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1, 2	201 % / 678 А	269 % / 905 А

Для оценки целесообразности управления потоками реактивной мощности выявлены ВЛ, где необходимы управляющие воздействия. Для определения ВЛ рассчитаны коэффициенты реактивной мощности $tg\varphi$, которые представлены в Таблице 4.32 в режиме зимнего максимума 2024 или 2029 года.

Таблица 4.32 – Коэффициент реактивной мощности $tg\varphi$ ЛЭП

№	ЛЭП	$tg\varphi$	
		Зима 2024, %	Зима 2029, %
1	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Уссурийск-1	0,70	1,46
2	ВЛ 110 кВ Западная – Раздольное 1 (с отп. Кипарисово)	0,36	0,67
3	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/тяг.	1,18	2,63
4	ВЛ 110 кВ Смоляниново/тяг. – Садовая	1,98	1,09
5	ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая	1,16	0,82
6	ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Береговая-2	0,95	0,88

Для повышения эффективности функционирования сети необходимо знать какие ЛЭП характеризуются большим значением потерь. В Таблице 4.33 указаны ЛЭП с высокими значениями потерь активной или реактивной мощности в режиме зимнего максимума 2024 или 2029 года.

Таблица 4.33 – Анализ потерь мощности в ВЛ в режиме зимнего максимума

№	ЛЭП	2024 год				2029 год			
		Потери ΔP		Потери ΔQ		Потери ΔP		Потери ΔQ	
		МВт	%	Мвар	%	МВт	%	Мвар	%
1	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7	1,68	2,0	3,65	10,4	3,00	2,9	6,52	10,7
2	ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка	1,74	2,8	2,85	20,4	3,34	4,3	5,49	18,6
3	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Уссурийск-1	0,72	2,8	1,80	10,6	1,56	6,2	3,89	10,7
4	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная (с отп. на Кролевцы)	2,45	1,1	4,92	6,0	1,56	3,1	2,87	12,2
5	ВЛ 110 кВ Надеждинская/т. – Уссурийск/т.	0,41	1,7	0,85	42,5	1,04	3,0	2,17	29,3

Наибольшие проблемы выявлены в части сети ПРЭС, показанной на Рисунке 4.12, поэтому ей придаем новые функциональные свойства ААС.

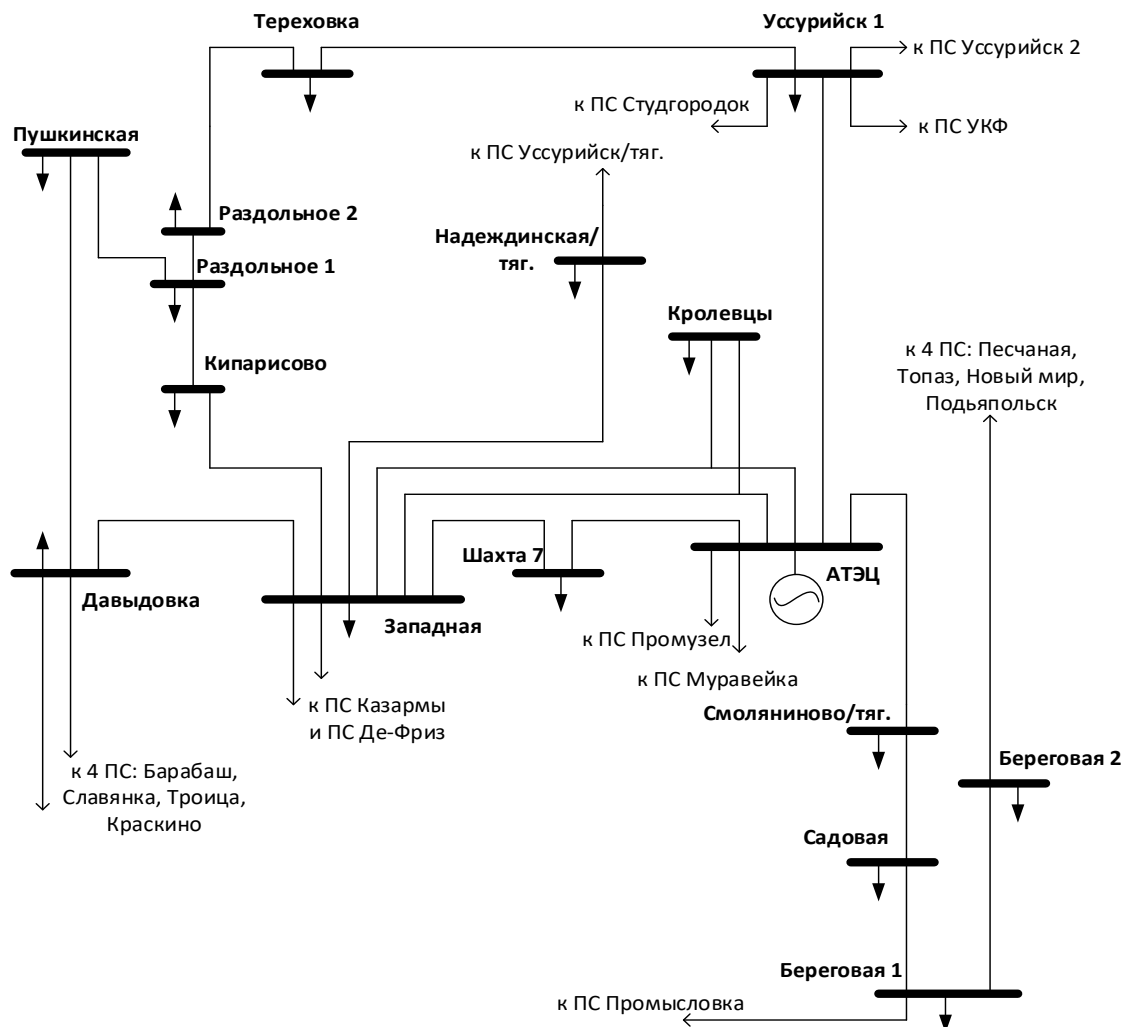


Рисунок 4.12 – Модель электрической сети 110 кВ ПРЭС для придания ей новых функциональных свойств ААС

Для ввода управляющих воздействий определялись чувствительные узлы к изменению нагрузки подстанций. Такими узлами оказались шины 110 кВ ПС Давыдовка, ПС Западная и ПС Уссурийск 1. Далее в эти узлы поочередно добавлялись СТК. Проверка придания новых свойств ААС проводилась по чувствительности выделенной части сети к величине потерь мощности. На Рисунках 4.13 – 4.15 показано изменение потерь активной и реактивной мощности в отходящих от рассматриваемой ПС ВЛ 110 кВ в зависимости от мощности установленного СТК.

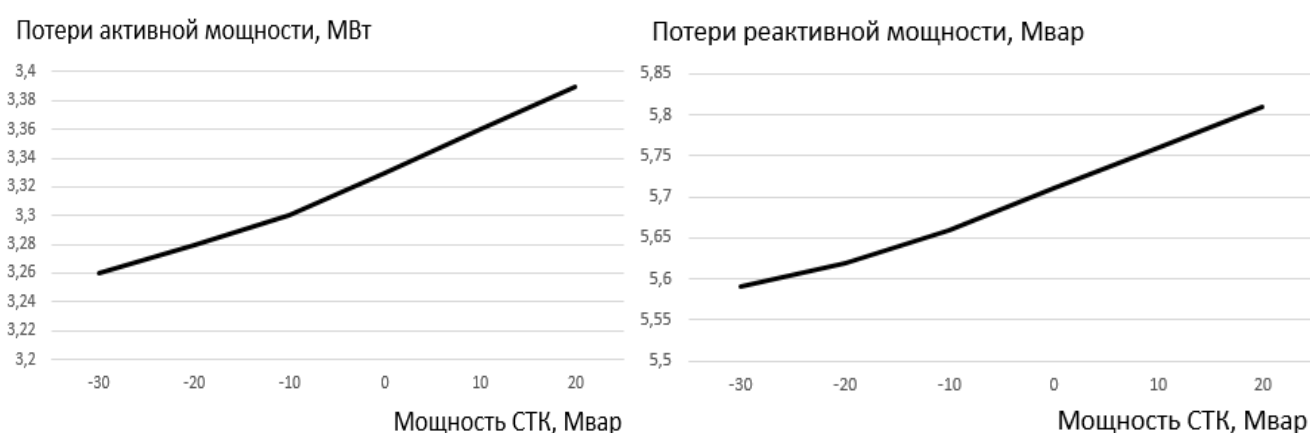


Рисунок 4.13 – Потери мощности в отходящих ВЛ от ПС Давыдовка при установке СТК разной мощности на ПС Давыдовка в режиме зимнего максимума 2024 года

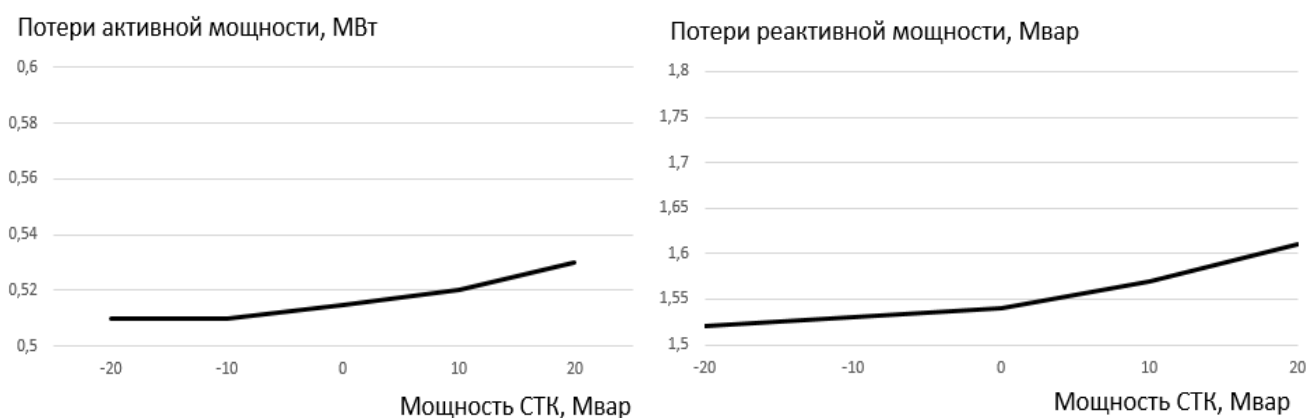


Рисунок 4.14 – Потери мощности в отходящих ВЛ от ПС Уссурийск 1 при установке СТК разной мощности на ПС Уссурийск 1 в режиме зимнего максимума 2024 года



Рисунок 4.15 – Потери мощности в отходящих ВЛ от ПС Западная при установке СТК разной мощности на ПС Западная в режиме зимнего максимума 2024 года

При этом на Рисунках 4.13 – 4.15 знаком минус на шкале «Мощность СТК, Мвар» показан режим генерации реактивной мощности СТК. Значения оси «Мощность СТК, Мвар» определена условием обеспечения требуемых значений напряжений на шинах ПС.

Как показал проведенный анализ, СТК целесообразно установить на ПС Давыдовка и ПС Западная. На Рисунке 4.16 представлены зависимости изменения токовой загрузки рассматриваемой ВЛ от мощности установленных СТК.

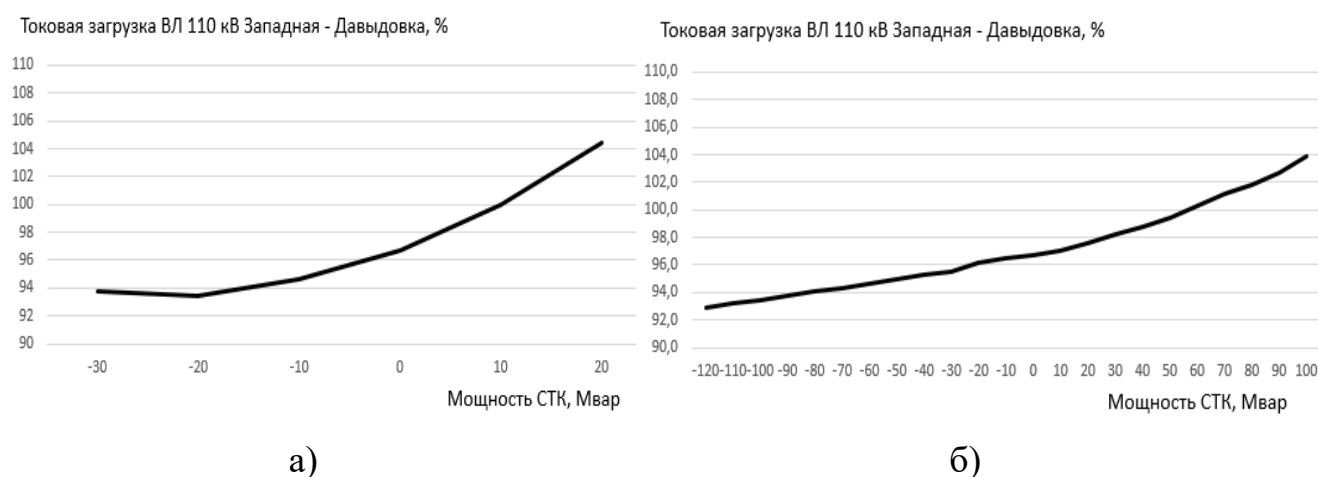


Рисунок 4.16 – Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Западной - Давыдовка при установке СТК разной мощности на ПС Давыдовка (а) и ПС Западная (б) в режиме зимнего максимума 2024 года

Характеристика вариантов установки СТК в ААС показаны в Таблице 4.34.

Таблица 4.34 – Характеристика вариантов установки СТК в чувствительных узлах в режиме зимнего максимума 2029 года

Номер варианта	Описание варианта установки СТК на шинах 110 кВ ПС	Изменение потерь мощности				Ток ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка, А
		ΔP , МВт	ΔP , %	ΔQ , Мвар	ΔQ , %	
Базовый режим	Без установки СТК	32,3	Базовое значение	65,7	Базовое значение	432 А (выше ДДТ).
1	Установка СТК ± 30 Мвар на ПС Давыдовка	31,0	-4,0	61,5	-6,4	409 А (выше ДДТ).
2	Установка СТК ± 80 Мвар на ПС Западная	29,4	-9,0	59,1	10,0	423 А (выше ДДТ).
3	Установка СТК ± 30 Мвар на ПС Давыдовка, СТК ± 80 Мвар на ПС Западная	28,8	-10,8	57,3	-12,8	399 А (выше ДДТ).

По данным Таблицы 4.34 наилучшие результаты показал третий вариант установки СТК, следовательно, он выбирается для придания новых свойств ААС. Из Таблицы 4.34 видно, что внедрение отдельных СТК не позволяет решить проблему увеличения пропускной способности ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка. Данная линия не предназначена для такой нагрузки. Этот факт еще раз доказывает целесообразность замены провода данной ВЛ.

Для ААС решается та же задача, что и для традиционной сети – выбор провода с оптимальными параметрами для ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка. Реализация методики выбора провода с оптимальными параметрами осуществляется так же, как и в предыдущем случае, подробно показаны только отличия.

Включение активных элементов в сеть меняет для ВЛ значение протекаемых по ней токов, что должно быть обязательно учтено в блоке новой методики «Прогнозирование суточного графика электрических нагрузок зимнего и летнего максимума и определение наиболее тяжелого послеаварийного режима» (Рисунок 4.9), а также при проверках провода. В ААС прогнозирование реализуется для достоверного информационного потока, поэтому ни корректировка данных, ни их восстановление не требуется, за счет повышения наблюдаемости сети.

Учитывая вышесказанное, представим в Таблице 4.35 характеристику вариантов замены провода на ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка для сети, обладающей новыми функциональными свойствами ААС.

Таблица 4.35 – Характеристика вариантов замены провода на ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка в режиме зимнего максимума 2029 года при придании электрической сети свойств ААС

Номер варианта	Описание варианта	Изменение потерь мощности				Ток ВЛ 110 кВ Западная - Давыдовка, А	Ток ВЛ в наиболее тяжелом послеаварийном режиме, А
		ΔP , МВт	ΔP , %	ΔQ , Мвар	ΔQ , %		
Базовый режим	Без замены провода	28,8	Базовое значение	57,3	Базовое значение	399 А (выше ДДТ, равного 337 А).	526 А (выше ДДТ, равного 337 А).
1	Замена провода на СЕНИЛЕК АТЗ/С 150/24 (выбранный по предлагаемой методике)	28,0	-2,8	56,9	-0,7	408 А (ниже ДДТ, равного 892 А).	519 А (ниже ДДТ, равного 892 А).
2	Замена провода на АС 120/19 (частично используемый на ВЛ в настоящее время)	28,6	-0,7	57,2	-0,2	402 А (ниже ДДТ, равного 419 А).	525 А (выше ДДТ, равного 419 А).
3	Замена провода на АС 150/24 (максимально допустимое сечение провода марки АС по условию механической прочности опор)	28,1	-2,4	57,0	-0,5	407 (ниже ДДТ, равного 483А).	522 А (выше ДДТ, равного 483 А).

Проверка по наиболее тяжелому послеаварийному режиму (ремонтная схема ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1 с отключением ВЛ 110 кВ Пушкинская – Давыдовка) по формуле (4.7) выполняется только для первого варианта Таблицы 4.35, полученного за счет применения предлагаемой методики:

$$519 \text{ A} \leq 892 \text{ A}.$$

Несмотря на то, что в соответствии с [67] проверка выбранного провода по статической устойчивости для рассматриваемой ВЛ не требуется (ВЛ не входит в состав контролируемого сечения), очевидно, что провод данную проверку пройдет.

Замена провода на ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка смоделированной ААС позволила увеличить пропускную способность ВЛ на 165 % без замены опор и снизить потери активной мощности в сети на 13,3 %, реактивной мощности на 13,4 % по сравнению с действующими условиями функционирования сети.

В то же время ни для одного из вариантов Таблицы 4.35 метод ЭПТ не работает, так как при использовании значения ЭПТ 1,1 А/мм² искомое сечение провода марки АС 400 мм², которое не используется в сети 110 кВ.

В итоге, апробация методики выбора провода с оптимальными параметрами при решении реальных задач подтвердила целесообразность ее применения в проектной практике и для решения эксплуатационных задач.

Предложенная методика учитывает новые функциональные свойства ААС, влияющие на выбор марки и сечения провода, выделенные в первой главе работы, а также проявляющиеся из-за них тенденции в мировом электросетевом комплексе, например, внедрение КВЛ. Применительно к КВЛ разработанная методика подходит для выбора провода воздушного участка ЛЭП, который, как правило, существенно больше кабельного участка. Она может быть заложена в основу выбора сечения кабельного участка таких ЛЭП при пересмотре моделей, в нее входящих. Данные исследования не входили в задачи работы, но могут быть реализованы в развитие методики.

Для данной методики выбора провода с оптимальными параметрами разработка специального программного обеспечения (ПО) не обязательна, так как возможно использование существующего ПО (например, MathCAD, GNU Octave, SMath Studio, MATLAB и др.). Учитывая, что для реализации новой методики требуются данные о расчетах электрических режимов, возможна ее автоматизация за счет использования макросов соответствующих ПВК.

В Таблице 4.36 представлены преимущества предложенной методики выбора

оптимально провода по сравнению с традиционными.

Таблица 4.36 – Преимущества методики выбора провода с оптимальными параметрами

№	Преимущества
1	Получение современного экономического инструмента технико-экономического обоснования проекта с учетом дисконтирования затрат.
2	Изменение подхода к реализации проверок сечений провода. Проверки сечения провода реализуются не после его непосредственного выбора по экономическим критериям, а до технико-экономического расчета.
3	Получение однозначного результата.
4	Отсутствие большой погрешности, обусловленной линейной зависимостью капитальных вложений в ВЛ от ее длины.
5	Учет изменений экономических характеристик и стоимости потерь во времени.
6	Отсутствие завышения величины потерь электроэнергии при расчете.
7	Учет современных конструктивных изменений ЛЭП.
8	Учет влияния изменения передаваемой мощности с момента ввода ЛЭП в эксплуатацию до того момента, когда нагрузка достигнет расчетного значения.
9	Зависимость стоимости ЛЭП от сечения проводов не принимается одинаковой для линий всех классов номинальных напряжений и опор любой конструкции.
10	Возможность применения для индивидуального проектирования.
11	Учет условий прохождения трассы ЛЭП.
12	Учет стохастического характера изменения нагрузок.
13	Отсутствие допущения о непрерывности функции капитальных вложений от сечения.
14	Устранение погрешности, вносимой использованием т.
15	Получение интегрированных эффектов от применения провода.

Методика выбора провода с оптимальными параметрами, применяемая для ААС и традиционной электрической сети, избавлена от недостатков существующих традиционных методов и учитывает происходящие изменения в электроэнергетике.

4.6. Выводы по Главе 4

1. Для выбора провода с оптимальными параметрами предложены требования к формированию допустимой области возможных решений, охватывающие все

аспекты реализации проектов в электросетевом комплексе и позволяющие сузить область поиска. Определены универсальные факторы для сопоставления разрозненных альтернативных вариантов марок проводов и их сечений.

2. Разработан новый методический подход выбора провода с оптимальными параметрами, сущность которого заключается в последовательной реализации трех процедур: формирование области возможных решений для выбора провода с оптимальными параметрами, выбор оптимальной марки провода, выбор оптимального сечения провода выбранной марки.

3. Впервые предложен метод выбора оптимальной марки провода, основанный на методе анализа иерархий. Сущность предложенного метода заключается в попарном сравнении проводов разнообразных конструкций по множеству критериев с помощью шкалы сравнительной важности. Отличительными особенностями метода от традиционных подходов являются: использование множества технико-экономических критериев, учет конкретных условий проекта, возможность применения для проводов любой существующей конструкции, сокращение множества рассматриваемых сечений провода для дальнейшего выбора.

4. Разработан метод выбора оптимального сечения провода, сущностью которого является соответствие прогнозируемого тока линии одному из диапазонов тока, определенного для конкретного сечения из ограниченного ряда выбранной марки провода по интегрированному технико-экономическому критерию. Предложенный метод позволяет учитывать актуальные экономические условия, стохастический характер протекания тока по проводу с учетом его нагрева, конструктивные особенности ЛЭП и получать оптимальный результат для всего срока эксплуатации провода. Данный метод применим как для ААС, так и традиционной сети.

5. Разработана методика выбора провода с оптимальными параметрами, интегрирующая методы выбора оптимальных марки и сечения провода на основе предложенного методического подхода для выбора проводов воздушных ЛЭП номинальным напряжением выше 1 кВ. Данная методика встраивает большинство

традиционных проверок в процесс выбора провода и учитывает особенности функционирования ААС и динамичные изменения, происходящие в традиционных электрических сетях. Преимуществом новой методики является получение интегрированного эффекта от ее применения, который может выражаться в существенном повышении пропускной способности ЛЭП, снижении гололедообразования на проводах, снижении количества используемых опор или реализации замены провода линии без замены опор, снижении потерь электроэнергии, минимизации ущерба от перерыва электроснабжения, снижении затрат на обслуживание и эксплуатацию ЛЭП, снижении затрат на временные сооружения при строительстве ЛЭП.

6. Проведена апробация методики выбора провода с оптимальными параметрами на реальных примерах традиционной сети и модели ААС. На основе верификационных расчетов электрических режимов обоснована целесообразность применения предлагаемых методического подхода, метода выбора оптимальной марки, метода выбора оптимального сечения и основанной на них методики выбора провода с оптимальными параметрами. Доказано, что в современных условиях методы экономической плотности и экономических токовых интервалов, даже при их актуализации, принципиально не позволяют выбрать марку ПНП и не обеспечивают выбор оптимального сечения проводов различных конструкций и марок.

Заключение

Выполненные в работе исследования позволили получить следующие выводы и результаты:

1. Изменение условий функционирования рынков электрической энергии и мощности, переход электроэнергетики на новую технологическую платформу ИЭС ААС в рамках Индустрии 4.0, неопределенность в сценариях развития электроэнергетических систем существенно повысили значимость проблемы выбора проводов. Это стало возможным как за счет появления большого количества новых технических решений при проектировании ЛЭП, так и за счет роста требований к технико-экономическому обоснованию проектов.

2. Общепринятый методический подход к выбору сечения провода не соответствует новым функциональным свойствам ААС, а также современным условиям функционирования электрических сетей. Появилось большое количество новых марок проводов, которые по своим физико-техническим характеристикам превосходят традиционные провода. Обоснована необходимость выбора марки провода.

3. Предложена обобщенная тепловая модель провода на основе уравнения стационарного режима теплового баланса провода в развитие модели, рекомендованной СИГРЭ. Отличие предложенной модели от модели СИГРЭ заключается во включении в расчет коэффициента магнитных потерь, коэффициента, учитывающего высоту прокладки трассы ЛЭП над уровнем моря, потерь мощности на корону, значения коэффициентов поглощения и излучения провода. Область применения обобщенной тепловой модели провода включает в себя как провода традиционной конструкции, так и ПНП. Получена инженерная реализация обобщенной тепловой модели провода для расчета ДДТ проводов любой конструкции, учитывающая процессы сложного теплообмена между проводом и окружающей средой.

4. Предложен интегрированный технико-экономический критерий выбора сечения провода, полученный путем объединения экономического и технического критериев с помощью связующего параметра – электрического тока, протекающего по линии и имеющего стохастический характер. Для выражения критерия используются минимум удельных дисконтированных затрат и связь между сечением и током. На основе предложенного критерия выбора сечения провода разработана интегрированная технико-экономическая модель провода любой конструкции. ИТЭМ провода позволяет учитывать процессы сложного теплообмена между проводом и окружающей средой, а также современные условия функционирования электроэнергетических систем.

5. Разработан методический подход на принципиально иной основе совокупного выбора марки и сечения провода любой конструкции, учитывающий особенности реализации проектов в электросетевом комплексе. В отличие от традиционных подходов большинство проверок провода включены в сам процесс его выбора, за исключением проверок по наиболее тяжелому послеаварийному режиму и по условию статической устойчивости для ВЛ контролируемого сечения напряжением 110 кВ и выше.

6. Впервые предложен метод выбора оптимальной марки провода на основе метода анализа иерархий, предназначенный для проводов любого конструктивного исполнения и учитывающий новые функциональные свойства ААС.

7. Разработан метод выбора оптимального сечения неизолированного провода любой конструкции. Данный метод основан на выборе оптимального сечения по соответствию прогнозируемого тока линии одному из диапазонов тока, определенного для конкретного сечения из ограниченного ряда выбранной марки провода по интегрированному технико-экономическому критерию. Областью применения этого метода являются как ААС, так и традиционные электрические сети. Отличительными особенностями метода являются: учет динамических изменений в электроэнергетике и экономике, реализация большинства традиционных проверок провода до технико-экономического сопоставления проводов, а не после него.

8. Разработана методика выбора провода с оптимальными параметрами, которая включает в себя методы выбора оптимальных марки и сечения провода на основе нового методического подхода. Она применима к неизолированным проводам любой конструкции в ААС и традиционной сети и позволяет получать интегрированный эффект, за счет которого применение ПНП становится конкурентоспособным.

9. Обоснована целесообразность применения предложенного инструментария выбора провода с оптимальными параметрами в современных условиях функционирования электрических сетей, в том числе при переходе на ААС, включающего в себя: метод выбора оптимальной марки провода, метод выбора оптимального сечения провода и методику, объединяющую эти методы. Верификация предложенного инструментария показана на примерах решения практических задач для реальных электросетевых объектов. Его использование позволяет получить существенный эффект от применения выбранного провода с оптимальными параметрами.

10. Нормативно-методическая база выбора провода нуждается в гармонизации с изменениями, происходящими в электроэнергетике.

Список сокращений и условных обозначений

ААС	– активно-адаптивная сеть
ВЛ	– воздушная линия
ВЛЭП	– воздушная линия электропередачи
ВНД	– внутренняя норма доходности
ДДТ	– допустимый длительный ток
ДЗ	– дисконтированные затраты
ЕЭС	– Единая энергетическая система
ИД	– индекс доходности
ИП	– информационный поток
ИТЭМ	– интегрированная технико-экономическая модель
ИЭС ААС	– интеллектуальная энергосистема с активно-адаптивной сетью
КВЛ	– кабельно-воздушная линия
КЗ	– короткое замыкание
КРМ	– компенсация реактивной мощности
ЛЭП	– линия электропередачи
ОВР	– область возможных решений
ПАО	– Публичное Акционерное Общество
ПВК	– программно-вычислительный комплекс
ПНП	– провода нового поколения
ПО	– программное обеспечение
ПРЭС	– Приморские электрические сети
ПУЭ	– Правила устройства электроустановок
СВН	– сверхвысокое напряжение
СП	– случайный процесс
ТЗ	– техническое задание
ТПЧ	– токопроводящая часть

ТЭК	– Топливо-энергетический комплекс
ТЭМ	– технико-экономическая модель
ТЭО	– технико-экономическое обоснование
УДЗ	– удельные дисконтированные затраты
УНЦ	– укрупненные нормативы цен
ЧД	– чистый доход
ЧДД	– чистый дисконтированный доход
ЦБР	– Центральный Банк России
ЭИМ	– экономические интервалы мощности
ЭПТ	– экономическая плотность тока
ЭТИ	– экономические токовые интервалы
ЭЭС	– электроэнергетическая система
FACTS	– гибкие системы передачи на переменном токе

Список литературы

1. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» (ред. от 28.02.2024) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/ministry/energy-strategy>. (дата обращения: 14.06.2025).
2. Приказ Минэнерго России от 06.12.2022 N 1286 (ред. от 12.07.2024) «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. N 1195» (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2022 N 71920). – 2024. – 124 с.
3. Пятаева, О. А. Инновационные механизмы регулирования российской энергетической отрасли: критический анализ инициатив минувшего десятилетия / О. А. Пятаева, Б. П. Шарнопольский, И. К. Шаматов. – М. : Российская государственная академия интеллектуальной собственности, 2020. – 184 с.
4. Шахмаев, И. З. Влияние неоднородности параметров электроэнергетических систем на возникновение каскадных аварийных процессов / И. З. Шахмаев, Б. М. Гайсин, А. М. Кабиров, В. Ф. Шагиев // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 6. Режим доступа: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=11531> (дата обращения: 13.07.2025).
5. Россияне столкнутся с отключением электричества из-за колоссального износа сетей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gorod55.ru/news/2024-07-22/rossiyane-stolknutsya-s-otklyucheniem-elektrichestva-iz-za-kolossalnogo-iznosa-setey-5145017> (дата обращения: 10.07.2025).
6. Свешникова, С. В. Экономические проблемы эксплуатации электрических сетей в современных условиях / С. В. Свешникова, А. Н. Трегубов, В. И. Свешников // Вестник Южно-Российского государственного технического университета (НПИ). Серия: Социально-экономические науки. – 2008. – № 1. – С. 14–18.

7. Кобец, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. – М. : ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
8. Демьянова, О. В. Особенности реализации проектов индустрии 4 в электроэнергетике / О. В. Демьянова, Р. Р. Бадриева // Вестник ПНИПУ. Социально-экономические науки. – 2022. – № 3. – С. 161–175.
9. Smart Grid [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Smart_Grid_\(Умные_Сети\)](https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Smart_Grid_(Умные_Сети)) (дата обращения: 12.07.2025).
10. Colak, I. The Effects of the Smart Grid System on the National Grids / I. Colak, R. Bayindir, S. Sagiroglu // 2020 8th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid). – Paris, France: 2020). – Pp. 122–126.
11. Campbell, R. J. The Smart Grids: Status and Outlook, April 10, 2018. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://fas.org/sgp/crs/misc/R45156.pdf> (дата обращения: 10.07.2025).
12. Шилин, А. Н. Интеллектуальные электрические сети: проблемы и решения / А. Н. Шилин, А. А. Шилин // Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2011. – № 8 (81). – С. 84–88.
13. Новиков, С. В. Smart Grid и Smart Metering в России: проблемные вопросы / С. В. Новиков, В. А. Скопинцев // Мир измерений. – 2013. – № 8. – С. 3–10.
14. Фурсанов, М. И. Схемно-конструктивные решения и информационное обеспечение городских электрических сетей в условиях smart grid / М. И. Фурсанов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2017. – Т. 60. – № 5 (2017). – С. 393–406.
15. Техническая политика Группы РусГидро утверждена Советом директоров Общества (Протокол № 307 Заседания Совета Директоров ПАО «РусГидро» от 09.04.2020 в ред. протокола от 07.02.2024 №368) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://rushydro.ru/activity/safety/tech_policy/ (дата обращения: 09.06.2025).

16. Положение «О единой технической политике в электросетевом комплексе», утверждено Советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 20.10.2022 № 592) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rosseti.ru/upload/docs/tehpolitika_29.04.2022.pdf (дата обращения: 09.06.2025).

17. Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2020-2024 гг. с перспективой до 2030 г., утвержденная решением Совета директоров (выписка из протокола заседания Совета директоров от 08.02.2021 № 447) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rosseti.ru/suppliers/scientific-and-technical-development/innovative-development-policy/> (дата обращения: 09.06.2025).

18. Основные положения Концепции развития интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно- адаптивной сетью. – М.: Изд-во: Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы, 2012. – 51 с.

19. Дорофеев, В. В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В. В. Дорофеев, А. А. Макаров // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 28–34.

20. Савина, Н. В. Концепция управления уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных электрических сетях / Н. В. Савина // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов : Сборник трудов седьмой Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, Благовещенск, 04–06 июня 2013 года / Амурский государственный университет. – Благовещенск: Амурский государственный университет, 2013. – С. 52–59.

21. Ученые создали систему «Смарт-провод» для контроля работы воздушных линий электропередачи [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minobrnauki.gov.ru/press-center/news/nauka/56802/> (дата обращения: 07.07.2025).

22. Sanda Masaki. Overhead Transmission Line Monitoring System for Dynamic Rating / Masaki Sanda, Takao Kojima, Eiji Higashi, Takeshi Maruyama,

- Narumi Iwama, Osamu Sakai // SEI TECHNICAL REVIEW, 2018. – № 87 – Pp. 64–69.
23. Распределенная Энергетика в России: потенциал развития. – М.: Изд-во: Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2018. – 89 с.
24. Varygina, A. O. The Influence of New Functional Properties of Active-Adaptive Electrical Networks on the Correctness of Selection and Verification of Conductor Cross-Sections by Existing Methods / A. O. Varygina, N. V. Savina // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon); Russia. – 2018. – Pp. 1–5.
25. Варыгина, А. О. Развитие видов опор ВЛЭП и их адаптация к современным условиям / А. О. Варыгина, Н. В. Савина // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов : сборник трудов IX Международной научно-технической конференции Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2019. – С. 347–352.
26. Вариводов, В. Н. Стальные многогранные опоры для распределительных электрических сетей. Возможности и перспективы / В. Н. Вариводов, С. Е. Казаков, В. В. Кулик, В. М. Ударов // ЭЛЕКТРО. – 2005. – № 2. – С. 37–42.
27. Репин, А. И. Промежуточные опоры из композитных материалов для ВЛ 110-220 кВ / А. И. Репин, О. А. Савотин, А. И. Павлов // Энергия единой сети. – 2014. – № 2. – С. 52–59.
28. Бочаров, Ю. Н. К вопросу о композитных опорах воздушных линий / Ю. Н. Бочаров, В. В. Жук // Труды Кольского научного центра РАН. – 2012. – № 1(8). – С. 78–85.
29. Selvaraj, M. Performance Analysis of a Overhead Power Transmission Line Tower Using Polymer Composite Material / M. Selvaraj, S. M. Kulkarni, R. Rameshbabu / Procedia Materials Science. – 2014. – № 5. – Pp. 1340–1348.
30. Варыгина, А. О. Анализ целесообразности применения существующих методических подходов проектирования к воздушным линиям нового поколения / А. О. Варыгина, Н. В. Савина // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2019. – Т. 19, № 2. – С. 69–79.

31. Шевченко, Н. Ю. Обзор и анализ конструктивных особенностей проводов воздушных линий электропередачи с повышенной стойкостью к гололедно-ветровым нагрузкам / Н. Ю. Шевченко, Г. Г. Угаров, С. Н. Кириллова, Ю. В. Лебедева // Вопросы электротехнологии. – 2018. – № 4 (21). – С. 53–63.

32. Энергоэффективность в электрических сетях. Провода ЛЭП пора менять [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://portal-energo.ru/articles/details/id/621?ysclid=lupd4hop5z345005240> (дата обращения 10.07.2025).

33. Электрические системы, Т. 2. Электрические сети / Под ред. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1971. – 440 с.

34. Ребровская, Д. А. О совершенствовании модели управления компенсацией реактивной мощности при передаче электроэнергии / Д. А. Ребровская // Энергосбережение - теория и практика : труды Девятой Международной школы-семинара молодых ученых и специалистов, Москва, 05–12 октября 2018 года. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2018. – С. 230–232.

35. Варыгина, А. О. Оценка целесообразности применения на ВЛ проводников нового поколения / А. О. Варыгина, Н. В. Савина // Современные технологии: актуальные вопросы, достижения и инновации : сборник статей X Международной научно-практической конференции / под ред. Г. Ю. Гуляева. – Пенза: Изд-во «Наука и Просвещение», 2017. – С. 50–55.

36. Глазунов, А. А. Линии электропередачи 35 - 220 кВ. В кн.: Генеральный план электрификации СССР, материалы к всесоюзной конференции / А. А. Глазунов, Л. И. Сиротский // под ред. Ломова Г. И. – М-Л.: Государственное социально-экономическое издательство. – 1932. – 303 с.

37. Электронная электротехническая библиотека [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.electrolibrary.info/history/vlsip.htm> (дата обращения: 11.07.2025).

38. Кабели, провода, материалы для кабельной индустрии: технический справочник. 3-е изд., перераб. и доп. М.: НКП «Эллипс», 2006. – 360 с.

39. Тимашова, Л. В. Повышение надежности воздушных линий

электропередачи при применении проводов нового поколения / Л. В. Тимашова, Е. П. Никифоров, И. А. Назаров, А. С. Мерзляков // Энергия единой сети. – 2014. – № 5. – С. 6–14.

40. Reddy, B. S. Investigations on High Temperature Low Sag (HTLS) Conductors / S. Reddy B., G. Mitra // in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 35, no. 4, Aug. 2020. – Pp. 1716–1724.

41. Hadzimuratovic, S. Impact of gradually replacing old transmission lines with advanced composite conductors / S. Hadzimuratovic, L. Fickert // 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Sarajevo. – 2018. – Pp. 1–5.

42. Колосов, С. В. Новое поколение проводов ВЛ: пластически деформированные провода / С. В. Колосов, В. А. Фокин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2014. – № 1. – С. 90–47.

43. Чеканова, М. А. Увеличение пропускной способности ЛЭП путем использования проводов нового поколения / М. А. Чеканова // В сборнике: Образование, наука, производство. Белгородский государственный технологический университет им. В. Г. Шухова. – 2015. – С. 3143–3148.

44. Пехтелева, В. Р. Провода нового поколения российского производства / В. Р. Пехтелева, Е. Д. Осминкин, Н. Ю. Шевченко // Вестник науки. Сборник статей по материалам XIII Международной научно-практической конференции "Инновации в науке и практике", 26 декабря 2018 г. г. Барнаул. В 5 ч. Ч. 1. - Уфа: Дендра, 2018. – С. 225–230.

45. СТО 56947007-29.060.50.268-2019. Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения. – М.: ПАО «ФСК ЕЭС». – 2019. – 98 с.

46. Федоров, Н. А. Провода нового поколения и вопросы надежности ЛЭП // Материалы международной научно-практической конференции «Работы систем электроснабжения в условиях гололедно-ветровых нагрузок». Уфа, 19 октября 2016 г. – Уфа: Изд-во ГОУ ВПО «Уфимский государственный авиационный технический университет». – 2016. – С. 42–49.

47. Bingran, S. Analysis on selecting application of energy-saving conductors in overhead transmission line construction / S. Bingran, L. Jin, F. Yingmin, C. Guangsheng, Y. Bo, R. Guoqi // 2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Xi'an. – 2016. – Pp. 1–8.
48. Zhao, Liyuan. Analysis of economic benefits of energy-saving Conductor Transmission Line Project[J] // Value Engineering. – 2012. – Vol. 27. – No. 2. – Pp. 130–131.
49. Lauria, D. An investigation on line loadability increase with high temperature conductors / D. Lauria, S. Quaia // 2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Santa Margherita Ligure. – 2017. – Pp. 645–649.
50. Beryozkina, S. Potential Application of the Advanced Conductors in a Transmission Line Project // 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Palermo. – 2018. – Pp. 1–6.
51. Блок, В. М. Выбор оптимальных сечений проводов и кабелей с учетом экономических интервалов / В. М. Блок, Р. Э. Зеберг, С. А. Гусева // Электричество. – 1964. – № 5. – С. 13–16.
52. Грудинский, П. Г. Нормы на экономическую плотность тока / П. Г. Грудинский, Е. Н. Приклонский // Электричество. – 1957. – № 3. – С. 43–47.
53. Зуев, Э. Н. К вопросу об актуализации нормативов на экономическую плотность тока / Э. Н. Зуев // Электро. – 2002. – № 6. – С. 39–45.
54. Электротехнический справочник : в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова, А. Ф. Дьякова, Н. Ф. Ильинского и др. – 9-е изд., стер. – М. : Изд-во МЭИ, 2004. – Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии. – 964 с.
55. Будзко, И. А. Энергетически целесообразная плотность тока в проводах электрических линий / И. А. Будзко, М. С. Левин // Электричество. – 1985. – № 2. – С. 19–22.
56. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – СПб. : ДЕАН, 2008. – 704 с.
57. Зуев, Э. Н. Техничко-экономические основы проектирования

электрических сетей / Э. Н. Зуев. – М. : Изд-во Московского энергетического института, 1988. – 70 с.

58. Падалко, Л. П. О выборе оптимального сечения проводов линий электропередачи / Л. П. Падалко, Хассан Еид // Электричество. – 2000. – № 2. – С. 21–27.

59. ГОСТ 839-2019. Провода неизолированные для воздушных линий электропередач. Технические условия [Текст]. – Введ. 2020–05–01. М. : Изд-во стандартов, 2020. – 43 с.

60. Провода для высоковольтных воздушных линий электропередачи [Текст] : каталог / Ламифил, 2014. – 62 с.

61. Провода ВЛ [Текст] : каталог / Энергокомплект, 2016. – 11 с.

62. Инновационные конструкции неизолированных проводов [Текст] : каталог / Умкомтех : Кирскабель, 2014. – 36 с.

63. Алтайский полимерный композитный кластер [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://apkk22.ru/news/world-news/na-altae-testiruyut-polikompozitnyie-oporyi-dlya-liniy-elektroperedachi-srokom-sluzhbyi-90-let.html> (дата обращения: 14.07.2025).

64. Пелисье, Р. Энергетические системы. Перевод с франц. [предисловие и комментарии В. А. Веникова]. – М.: Высш. школа, 1982. – 568 с.

65. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.

66. Электрические системы. Электрические сети [Текст] : учеб. для студентов вузов, обучающихся по направлению «Энергетика и энергомашиностроение» / В. А. Веников, Э. Н. Зуев, В. А. Строев и др.; под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 1998. – 510 с. : ил.

67. Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 N 630 (ред. от 20.12.2022) «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и

энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.08.2018 N 52023). – 2022. – 17 с.

68. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотян, И. М. Шапиро. – М.: Высшая школа, 1985. – 346 с.

69. Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 N 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757, от 12 июля 2018 г. N 548» (Зарегистрировано в Минюсте России 06.12.2022 N 71384). – 2022. – 203 с.

70. Holland, H. Farr. Transmission Line Design Manual : A guide for the investigation, development, and design of power transmission lines / UNITED STATES GOVERNMENT PRINTING OFFICE DENVER : Water Resources Technical Publication, 1980. – 495 p.

71. Electric Power Distribution Handbook. Electric power distribution / CRC Press LLC, 2004. – p. 762.

72. Song, Y. Optimization Design of the Conductor Section Selection in the Transmission Line / Y. Song, H. Zeng // 2011 Third Pacific-Asia Conference on Circuits, Communications and System (PACCS), Wuhan, China. – 2011. – Pp. 1–3.

73. Геркусов, А. А. Анализ методик для выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи / А. А. Геркусов // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. – 2014. – № 3 (202). – С. 131–138.

74. Геркусов, А. А. Техничко-экономическое обоснование выбора параметров и режимов работы проектируемых линий электропередачи / А. А. Геркусов, В. М. Макаров // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2016. – № 2. – С. 66–73.

75. Ефентьев, С. Н. Развитие методики технико-экономического анализа при выборе основных параметров электрических сетей с учетом неопределенности исходной информации : автореферат дис. ... кандидата технических наук : 05.14.02

/ Моск. энергет. ин-т. – Москва, 2004. – 20 с.

76. Панова, Е. А. Постановка задачи выбора оптимальных сечений проводников электрических сетей с использованием уточненной схемы замещения воздушных линий электропередачи / Е. А. Панова, А. В. Кочкина // Электротехника. Электротехнология. Энергетика: сб. науч. трудов VII Международной научной конференции молодых ученых / Новосибирский государственный технический университет; межвузовский центр содействия научной и инновационной деятельности студентов и молодых ученых Новосибирской области. – Новосибирск, 2015. – С. 225–228.

77. Варыгина, А. О. Развитие методов выбора сечений проводников и их адаптация к современным условиям / А. О. Варыгина, Н. В. Савина // Вестник Амурского государственного университета». Серия «Естественные и экономические науки». – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2018. – Вып. 81. – С. 50–55.

78. Савина, Н. В. Оценка целесообразности применения методов экономической плотности тока и экономических токовых интервалов в современных условиях / Н. В. Савина, Д. А. Цысь // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17, № 1. – С. 34–41.

79. Обоснование развития электроэнергетических систем : методология, модели, методы, их использование / Н. И. Воропай, С. В. Подковальников, В. В. Труфанов [и др.]. – Новосибирск : Федеральное государственное унитарное предприятие «Академический научно-издательский, производственно-полиграфический и книгораспространительский центр «Наука», 2015. – 448 с.

80. Романов, К. П. Необходимость совершенствования нормативного регулирования в электроэнергетике / К. П. Романов, Л. И. Качановская, П. И. Романов // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2023. – № 4(79). – С. 80–84.

81. СТО 56947007- 29.240.55.192-2014. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. – М. : ПАО «ФСК ЕЭС». – 2014. – 72 с.

82. СТО 70238424.29.240.20.001-2011. Воздушные линии напряжением

0,4-20 кВ. Условия создания, нормы и требования. – М. : НП «ИНВЭЛ». – 2011. – 86 с.

83. СТО 34.01-2.2-001-2015. Методические указания по проектированию ВЛ 110-220 кВ с применением композитных опор. – М. : ПАО «Россети». – 2015. – 73 с.

84. СТО 56947007-29.240.55.143-2013. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий. – М. : ПАО «ФСК ЕЭС». – 2013. – 67 с.

85. Российская Федерация. Законы. Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений [Текст] : федер. закон : [принят Гос. Думой 15 июля 1998 г. : одобр. Советом Федерации 17 июля 1998 г.]. М. : Ось-89, [1999]. 46 с. ; 21 см. – (Актуальный закон).

86. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов [Текст] : утв. М-вом экономики РФ, М-вом финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике от 21.06.1999 № ВК 477. М. : Экономика. – 2000. – 197 с.

87. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118-2003), утвержденные приказом Министерства энергетики РФ от 30.06.2003 № 281 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/70209614/> (дата обращения 10.07.2025).

88. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования: офиц. изд. [Текст] : утв. Госстрой России, М-вом экономики РФ, М-вом финансов РФ, Госкомпром России. – М. : Экономика. – 1994. – 82 с.

89. Приказ Минэнерго России от 08.02.2016 N 75 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (Зарегистрировано в Минюсте России 21.03.2016 N 41481). – 2016. – 23 с.

90. Приказ Минэнерго России от 17.01.2019 N 10 «Об утверждении

укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (Зарегистрировано в Минюсте России 07.02.2019 N 53709). – 2019. – 73 с.

91. Приказ Минэнерго России от 26.02.2024 N 131 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (Зарегистрировано в Минюсте России 01.03.2024 N 77401). – 2024. – 197 с.

92. Лаврухина, Н. В. Сравнительный анализ методов оценки экономической эффективности инвестиций / Н. В. Лаврухина // Теория и практика общественного развития. – 2014. – № 16. – С. 82–86.

93. Экономика энергетики : учеб. пособие для вузов / Н. Д. Рогалев, А. Г. Зубкова, И. В. Мастерова и др. ; под ред. Н. Д. Рогалева. – М. : Издательство МЭИ, 2005. – 288 с.

94. Фомина, В. Н. Экономика электроэнергетики. – М. : ГОУВПО Гос. ун-т упр., 2005. – 383 с.

95. Staszewski, L. The differences between IEEE and CIGRE heat balance concepts for line ampacity considerations / L. Staszewski, W. Rebizant // Modern Electric Power Systems (MEPS): Proceedings of the International Symposium. – 2010. – Pp. 1–4.

96. Bangay, J. Comparison of IEEE and CIGRE methods for predicting thermal behaviour of powerlines and their relevance to distribution networks / J. Bangay, M. Coleman, R. Batten // 2015 IEEE Eindhoven PowerTech. – 2015. – Pp. 1–5.

97. Бургсдорф, В. В. Сооружение и эксплуатация линий электропередачи в сильно гололедных районах. – М. ; Л.: Госэнергоиздат, 1947. – 196 с.

98. Бургсдорф, В. В. Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи по нагреву их проводов / В. В. Бургсдорф, Л. Г. Никитина // Электричество. – 1989. – № 11. – С. 2–9.

99. Луканин В. Н., Шатров М. Г., Камфер Г. М. и др. Теплотехника:

Учебник для вузов / под ред. В. Н. Луканина. 4-е изд., испр. – М. : Высшая школа, 2003. – 671 с.

100. Поспелов, Г. Е. Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линий электропередачи / Г. Е. Поспелов, В. В. Ершевич // Электричество. – 1973. – № 10. – С. 81–83.

101. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи // РД 34.20.547 (МТ 34-70-037-87). – М. : ВНИИЭ, 1988. – 12 с.

102. CIGRE Technical brochure: Guide for thermal rating calculation of overhead lines // WG B2.43, 2014. – 95 p.

103. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738–2012 (Revision of IEEE Std 738–2006 - Incorporates IEEE Std 738–2012 Cor 1–2013). – 2013. – Pp. 1–72.

104. Gomez, F. A. Numerical study of the thermal behaviour of bare overhead conductors in electrical power lines / F. A. Gomez, J. M. Garcia De Maria, D. Garcia Puertas, A. Bairi, R. Granizo Arrabe // Proceedings of the 10th WSEAS international conference on communications, electrical & computer engineering, and 9th WSEAS international conference on Applied electromagnetics, wireless and optical communications. World Scientific and Engineering Academy and Society). – 2011. – Pp. 149–153.

105. Nahman, J. Determination of the current carrying capacity of cables using the finite element method / J. Nahman, M. Tanaskovic // Electric Power Systems Research. – 2002. – № 61. – Pp. 109–117.

106. Фигурнов, Е. П. Нагрев неизолированных проводов воздушных линий электропередачи / Е. П. Фигурнов, Ю. И. Жарков, В. Т. Е. Петрова, А. Б. Кууск // Электричество. – 2013. – № 6. – С. 19–25.

107. Сацук, Е. И. Электротепловые и механические процессы в воздушных линиях электропередачи. – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2010. – 106 с.

108. Фигурнов, Е. П. Уточненная методика вычисления длительно

допустимых токов неизолированных проводов воздушных линий электропередачи и контактных сетей / Е. П. Фигурнов, Ю. И. Жарков, В. И. Харчевников // Электричество. – 2021. – № 2. – С. 36–43.

109. Гиршин, С. С. Математическая модель установившегося теплового режима изолированного провода воздушной линии / С. С. Гиршин, Е. А. Кузнецов, А. Я. Бигун, Е. В. Петрова, Г. С. Смородин // Россия молодая: передовые технологии – в промышленность. – 2015. – № 1. – С. 168–172.

110. Сацук, Е. И. Программно-технические средства мониторинга воздушных линий электропередачи и управления энергосистемой в экстремальных погодных условиях : автореферат дис. ... доктора технических наук : 05.14.02 / Сацук Евгений Иванович; [Место защиты: Юж.-Рос. гос. техн. ун-т (Новочеркас. политехн. ин-т)]. – Новочеркасск, 2011. – 32 с.

111. Засыпкин, А. С. (мл.). Постоянные времени нагрева и охлаждения проводов ВЛ: / А. С. Засыпкин (мл.), А. Д. Тетерин // Изв. вузов. Электромеханика. – 2015. – № 2 (538). – С. 76–81.

112. Троценко, В. М. Математическая модель теплового режима воздушной линии электропередачи с учетом изменения температуры по длине / В. М. Троценко, С. С. Гиршин, Е. В. Петрова, О. А. Сидоров, Е. В. Румянцева, Е. П. Жиленко, В. Н. Горюнов // iPolytech Journal. – 2022. – № 26(3). – С. 519–531.

113. МЭК 1597 FE 1995-05. Overhead electrical conductors – Calculation methods for stranded bare conductors. – 1995. – 82 с.

114. СТО 56947007-29.060.10.006-2008. Методические указания по расчету и испытаниям жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ. – М. : ПАО «ФСК ЕЭС». – 2008. – 64 с.

115. Петрова, Т. Е. Защита от перегрузки по току проводов воздушных линий электропередачи / Т. Е. Петрова, Е. П. Фигурнов // Электричество. – 1991. – № 8. – С. 29–34.

116. Михеев М. А., Михеева М. М. Основы теплопередачи. Изд. 2-е. – М. : Энергия, 1977. – 344 с.

117. Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor

ratings / CIGRE WG B2.12, 2006. – 78 p.

118. Варыгина, А. О. Расчет длительно допустимого тока проводов нового поколения воздушных линий / А. О. Варыгина, Н. В. Савина // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. – Казань, 2020. – Т.22. – № 4. – С. 3–15.

119. Varygina, A. O. Specification of the Method for Calculating the Long-Term Permissible Current of Overhead Line Conductors / A. O. Varygina, N. V. Savina // 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM); Sochi; Russia. – 2020. – Pp. 1–8.

120. Войтов, И. В. Экономическая эффективность инновационной деятельности: проблемы, методы и решения [Электронный ресурс] И. В. Войтов, М.А. Гатих, А. В. Унукович, Я. И. Аношко // Новости науки и технологий. – 2012. – № 1(20). – Режим доступа: http://www.belisa.org.by/pdf/Publ/Art5_i20.pdf (дата обращения: 09.07.2025).

121. Siyal, M. A. Techno-Economic Analysis of HVDC Transmission Line Project of China-Pakistan Economic Corridor (CPEC) / M. A. Siyal, V. Kella Maheshwari, A. M. Memon, L. Rukh Memon, A. Hussain and N. H. Mirjat // 2018 International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET). – 2018. – Pp. 1–6.

122. Бирюков, А. Н. Анализ чувствительности показателей эффективности инвестиционных проектов на основе динамических методов // Вестник УрФУ. Серия экономика и управление. – 2017. – Т. 16. – № 6. – С. 954–968.

123. Волкова, В. Н. Основы теории систем и системного анализа [Текст] / В. Н. Волкова, А. А. Денисов. – СПб. : Изд-во СПбГТУ, 2001. – 512 с.

124. Varygina, A. O. Technical and Economic Model of the Conductor Cross-Section for Active-adaptive Electrical Networks / A. O. Varygina, N. V. Savina // Majlesi Journal of Electrical Engineering; Iran. – 2022. – Vol. 16. – № 3. – Pp. 27–34.

125. Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях / Н. В. Савина. – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.

126. Мясоедова, Л. А. Моделирование токовой нагрузки в активно-адаптивных распределительных электрических сетях / Л. А. Мясоедова, Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина // В сборнике: Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов. Сборник трудов восьмой международной научно-технической конференции. отв. ред. Н. В. Савина . – 2015. – С. 33–40.

127. Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях неопределенности : автореферат дис. ... доктора технических наук : 05.14.02 / Савина Наталья Викторовна; [Место защиты: Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН]. – Иркутск, 2010. – 49 с.

128. СТО 56947007-29.240.01.271-2019. Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований. – М. : ПАО «ФСК ЕЭС». – 2019. – 33 с.

129. Воропай, Н. И. Надежность систем электроснабжения : Учеб. пособие. – Изд. 2-е, перераб. и доп. / Н. И. Воропай. – Новосибирск : Наука, 2015 – 208 с.

130. Бендерская, Е. Н. Неопределенность и подходы к ее преодолению: обобщение и новые концепции / Е. Н. Бендерская, О. Н. Граничин // Информационные технологии в управлении (ИТУ-2014): материалы Российской мультikonференции по проблемам управления, 7–9 октября 2014 г., Санкт-Петербург. – 2014. – С. 664–670.

131. Марголин, А. М. Инвестиции : Учебник / А. М. Марголин. – Москва : Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации, 2006. – 464 с.

132. Котов, В. И. Ставка дисконтирования и чистая норма доходности инвестиций / В.И. Котов // Технологические тренды и наукоемкая экономика: бизнес, отрасли, регионы : Коллективная монография / Под редакцией О.Н. Кораблевой [и др.]. – Санкт-Петербург : Центр научно-информационных технологий «Астерион», 2021. – С. 137–147.

133. Интернет-проект «Корпоративный менеджмент» [Электронный

ресурс]. – Режим доступа: https://www.cfin.ru/finanalysis/math/discount_rate.shtml (дата обращения: 14.07.2025).

134. Постановление Правительства РФ от 22 ноября 1997 г. № 1470 «Об утверждении Порядка предоставления государственных гарантий на конкурсной основе за счет средств бюджета развития Российской Федерации и Положения об оценке эффективности инвестиционных проектов при размещении на конкурсной основе централизованных инвестиционных ресурсов Бюджета развития Российской Федерации». – М. : Изд-во стандартов, 1997. – 6 с.

135. Ключевая ставка и ставка рефинансирования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/10180094/> (дата обращения: 20.02.2025).

136. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

137. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 27.05.2022) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/12158997/> (дата обращения: 10.07.2025).

138. Инфляционные калькуляторы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/инфляционные-калькуляторы> (дата обращения: 14.07.2025).

139. Электрооборудование, кабель, светотехника. Каталог [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://e-kc.ru/price/provod-as__ (дата обращения: 14.07.2025).

140. Прайс-лист на опоры ЛЭП [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://опора-лэп.рф/price2/2/obj/3/> (дата обращения: 14.07.2025).

141. Фокин, В. А. Эффективность применения отечественных инновационных высокопрочных и высокотемпературных проводов АСВТ / В. А. Фокин, Л. В. Тимашова, А. С. Мерзляков, Л. М. Гуревич, В. Н. Курьянов, И. А. Назаров // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 2 (53). – С. 48–54.

142. Нефедов, А. С. Сравнительный анализ метода ELECTRE III и метода

анализа иерархий при решении многокритериальных задач / Труды БрГУ. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2018. – Т.2. – С. 9–15.

143. Наумов, А. Е. Практические аспекты использования метода анализа иерархий для политикритериального сравнительного анализа портфельных альтернатив / А. Е. Наумов, М. А. Щенятская // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. – 2017. – № 1 – С. 223–227.

144. Saaty, T. L. The Analytic Hierarchy Process. New York: McGraw-Hill International, 1980. – 150 p.

145. Manusov, V. Z. Diagnostics of Technical State of Modern Transformer Equipment Using the Analytic Hierarchy Process / V. Z. Manusov, D. V. Orlov, V. V. Frolova // 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). – 2018. – Pp. 1–6.

146. Elmahmoudi, F. GIS based Fuzzy Analytic Hierarchy Process for Wind Energy Sites Selection in Tarfaya Morocco / F. Elmahmoudi, O. E. k. Abra, A. Raihani, O. Serrar, L. Bahatti // 2020 IEEE International conference of Moroccan Geomatics (Morgeo). – 2020. – Pp. 1–5.

147. Hai-bo, S. Application of Comprehensive Evaluation for Lightning Protection Scheme in Distribution Line on Analytic Hierarchy Process / S. Hai-bo, L. Min-chuan, Q. Lu, C. Han-sheng, Z. Yu, F. Rui-fa // 2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE). – 2021. – Pp. 152–157.

148. Yu, H. A method for evaluating the rescue priority level of power line post-disaster based on AHP / H. Yu, Y. Ma, L. Wang, Y. Zhai and Z. Du // 2017 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA). – 2017. – Pp. 35–39.

149. Lin, Zhiling. Application of Analytic Hierarchy Process in Power Lines Maintenance / Zhiling Lin, Liqun Gao, Dapeng Zhang, Ping Ren, Yang Li // 2006 6th World Congress on Intelligent Control and Automation. – 2006. – Pp. 7596–7599.

150. Саати, Т. Л. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: Аналитические сети URSS. – 2021. – 360 с.

151. Латыпова, В. А. Сравнительный анализ и выбор программных средств, реализующих метод анализа иерархий / В. А. Латыпова // Моделирование, оптимизация и информационные технологии. – 2018. – № 4(23) – С. 322–347.
152. Провод АСВТ 128/36 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bystrokabel.ru/item/asvt/asvt-128-36> (дата обращения: 14.07.2025).
153. Провод АСВП 258/73 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bystrokabel.ru/item/asvp/asvp-258-73> (дата обращения: 14.07.2025).
154. Кабель.РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cable.ru/> (дата обращения: 14.07.2025).
155. Колосов, С. В. Повышение пропускной способности ВЛ: анализ технических решений / С. В. Колосов, С. В. Рыжов // Энергетик. – 2011. – № 1. – С. 18–22.
156. Варыгина, А. О. Выбор оптимальной марки провода высоковольтных воздушных линий электропередачи на основе критериального анализа / А. О. Варыгина, Н. В. Савина // iPolytech Journal. – 2023. – № 27(2). – С. 339–353.
157. РОССЕТИ Центр. Затраты на оплату потерь [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.mrsk-1.ru/customers/additional-info/losses/?ysclid=m21mexjo2x484698058> (дата обращения: 14.07.2025).
158. Экспертное заключение по результатам подготовки предложений для утверждения тарифов на электрическую энергию АО «ЮЭСК» на 2023-2027 годы (корректировка 2024 года – второй год долгосрочного периода регулирования). – Региональная служба по тарифам и ценам Камчатского края, декабрь 2023. – 36 с.
159. Климатические данные городов по всему миру [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.climate-data.org/> (дата обращения: 14.07.2025).
160. Варыгина, А. О. Методика выбора оптимальных марки и сечения провода на основе интегрированного технико-экономического критерия / А. О. Варыгина, Н. В. Савина // iPolytech Journal. – 2024. – № 28(3). – С. 462–474.
161. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Приморского края на 2021-2025 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/ministries/energy/structure/sipr.php>

(дата обращения: 14.07.2025).

162. Провод АСТ 120/19 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tpk-parma.ru/katalog/ast-120-19/> (дата обращения: 14.07.2025).

163. Техническая документация: типовые проекты опор ЛЭП [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.zavodsz.ru/biblioteka/tipovye-proekty-opor-lep/seriya-3407-6873-3078tm-t10/?ysclid=mateey2ol983382475> (дата обращения: 14.07.2025).

164. Каталог продукции. Усть-Каменогорский конденсаторный завод. Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности для линий электропередачи, промышленности и транспорта [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.ukkz.nt-rt.ru (дата обращения: 14.07.2025).

165. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Приморского края на 2025-2030 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/2025-30_final/42_Primorskii_krai.pdf (дата обращения: 14.07.2025).

166. Обзор электроэнергетики Дальневосточного федерального округа России на 2024 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://marketelectro.ru/obzor-elektroenergetiki-dalnevostochnogo-federalnogo-okruga-rossii-na-2024-god> (дата обращения: 14.07.2025).

167. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст]. – Введ. 2014–07–01. М. : Стандартинформ, 2014. – 19 с.

168. Провода для высоковольтных воздушных линий электропередачи с композитным сердечником марки АССС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ламифил.рф/image/data/file/АССС.pdf?ysclid=md2y2nl86z372749179> (дата обращения 14.07.2025).

Приложение А. Выбор комбинации учитываемых параметров обобщенной тепловой модели провода

Из-за существенных конструктивных изменений ПНП по сравнению с традиционными проводами и отсутствия конкретных рекомендаций по их тепловому расчету, необходимо выбрать комбинацию параметров и значения коэффициентов обобщенной тепловой модели провода по формуле (2.13) для расчета ДДТ ПНП.

Для выбора комбинации учитываемых параметров обобщенной тепловой модели провода по формуле (2.13) и значений коэффициентов проведено исследование в виде вариантных расчетов для конкретных примеров ПНП. Описание вариантов представлено в Таблице А.1, где знак «плюс» говорит об учете параметра, знак «минус» – наоборот. Для каждого варианта начальные климатические условия расчета взяты сопоставимыми с данными каталога завода-изготовителя [168] для обеспечения корректности сравнения полученных значений. В частности, скорость ветра 0,6 м/с, мощность солнечной радиации 1000 Вт/м², температура окружающего воздуха + 25 °С.

Таблица А.1 – Описание вариантов

Вариант	Учет коэффициентов излучения и поглощения	k_j	P_i	Расчет F
1	$\varepsilon_{\text{и}} = \varepsilon_{\text{п}} = 0,5$	+	+	по формулам (2.14) – (2.15)
2	$\varepsilon_{\text{и}} = \varepsilon_{\text{п}} = 0,5$	+	+	по формуле (2.30)
3	$\varepsilon_{\text{и}} < \varepsilon_{\text{п}}, \varepsilon_{\text{и}} = 0,5, \varepsilon_{\text{п}} = 0,9$	+	+	по формулам (2.14) – (2.15)
4	$\varepsilon_{\text{и}} = \varepsilon_{\text{п}} = 0,6$	+	+	по формулам (2.14) – (2.15)
5	$\varepsilon_{\text{и}} > \varepsilon_{\text{п}}, \varepsilon_{\text{и}} = 0,7, \varepsilon_{\text{п}} = 0,5$	-	-	по формулам (2.14) – (2.15)
6	$\varepsilon_{\text{и}} < \varepsilon_{\text{п}}, \varepsilon_{\text{и}} = 0,6, \varepsilon_{\text{п}} = 0,8$	+	+	по формуле (2.30)
7	$\varepsilon_{\text{и}} < \varepsilon_{\text{п}}, \varepsilon_{\text{и}} = 0,7, \varepsilon_{\text{п}} = 0,9$	+	+	по формуле (2.30)
8	$\varepsilon_{\text{и}} < \varepsilon_{\text{п}}, \varepsilon_{\text{и}} = 0,7, \varepsilon_{\text{п}} = 0,9$	+	+	по формулам (2.14) – (2.15)
9	$\varepsilon_{\text{и}} < \varepsilon_{\text{п}}, \varepsilon_{\text{и}} = 0,6, \varepsilon_{\text{п}} = 0,9$	+	+	по формулам (2.14) – (2.15)

Результаты вариантных расчетов сведены в Таблицу А.2. Справочные данные приняты по [45] и принимаются за основу для сравнения.

Таблица А.2 – Значения допустимых длительных токов для разных вариантов, А

Провод АССС	Helsinki 160	Copenhagen 230	Warsaw 530	Vienna 650	Madrid 1050
По [45]	813	1024	1743	1991	2678
Вариант 1	793	1024	1801	2090	2859
$\Delta 1, \%$	2,5	0,0	-3,3	-5,0	-6,8
Вариант 2	833	1074	1860	2157	2936
$\Delta 2, \%$	-2,5	-4,9	-6,7	-8,3	-9,6
Вариант 3	779	1007	1766	2050	2801
$\Delta 3, \%$	4,2	1,7	-1,3	-3,0	-4,6
Вариант 4	812	1051	1856	2154	2952
$\Delta 4, \%$	0,1	-2,6	-6,5	-8,2	-10,2
Вариант 5	842	1092	1948	2272	3096
$\Delta 5, \%$	-3,6	-6,6	-11,8	-14,1	-15,6
Вариант 6	848	1095	1901	2206	3005
$\Delta 6, \%$	-4,3	-6,9	-9,1	-10,8	-12,2
Вариант 7	868	1123	1957	2271	3099
$\Delta 7, \%$	-6,8	-9,7	-12,3	-14,1	-15,7
Вариант 8	825	1069	1893	2198	3015
$\Delta 8, \%$	-1,5	-4,4	-8,6	-10,4	-12,6
Вариант 9	806	1038	1831	2125	2910
$\Delta 9, \%$	0,9	-1,4	-5,0	-6,7	-8,7

Наилучшие результаты получены по третьему варианту со средним значением отклонения – 0,6 %. Погрешность расчетов можно отнести на неполную справочную информацию обо всех условиях измерения, так, например, некоторые заводы-изготовители не приводят информацию о направлении ветра.

Соответственно, для ПНП: коэффициент излучения следует принимать равным 0,5, а коэффициентом поглощения равным 0,9; целесообразно рассчитывать площадь поверхности теплообмена через эквивалентный диаметр, а свыше 500 мм² – через диаметр провода; необходимо учитывать коэффициент поверхностного эффекта, начиная с сечения 600 мм².

Приложение Б. Оценка чувствительности функций чистого дисконтированного дохода и удельных дисконтированных затрат к изменению параметров, влияющих на выбор провода

Для выбора экономического критерия, который должен быть заложен в основу ИТЭМ провода, необходимо исследовать чувствительность функций экономических показателей ЧДД и УДЗ к изменению их параметров, оказывающих влияние на результат.

Для проектов электроэнергетики формула ЧДД имеет вид:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T P_t (1+r)^{-t} - \sum_{t=0}^n Z_t (1+r)^{-t} \quad (\text{Б.1})$$

где P_t – приток реальных денег в год t .

Учитывая выручку как произведение объемов переданной электроэнергии потребителю за год W_Σ и соответствующих цен (тарифов), формулу (Б.1) представим для дальнейших исследований в виде:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T W_\Sigma \cdot m_t - \sum_{t=0}^T (K_t + I_t + H_t) \cdot (1+r)^{-t} \quad (\text{Б.2})$$

Исследование функции ЧДД реализуем со следующими аргументами: норма (ставка) дисконта r ; объем переданной электроэнергии W_Σ ; стоимость передачи электрической энергии m_t ; капитальные вложения K_t ; эксплуатационные издержки I_t .

В качестве примера рассмотрим расчет ЧДД проекта реконструкции воздушной ЛЭП класса номинального напряжения 110 кВ по замене провода длиной 50 км на марку АСПТ 185/24. Объем переданной электроэнергии потребителям за год составляет 228360 тыс. кВт·ч. Регион расположения – Московская область (без учета дополнительных усложняющих условий и зональных коэффициентов).

Результаты серий расчетов с использованием ЭВМ показаны в Таблицах Б.1 – Б.5 и на Рисунках Б.1 – Б.5.

Таблица Б.1 – Исследование чувствительности изменения ЧДД к изменению ставки дисконтирования

$r, \%$	90	95	100	105	110	115
r	6,327	6,679	7,03	7,312	7,733	8,085
ЧДД, млрд руб.	3542,300	3380,775	3231,741	3093,962	2966,342	2847,910
Погрешность, %	+9,6	+4,6	0	-4,2	-8,2	-11,9

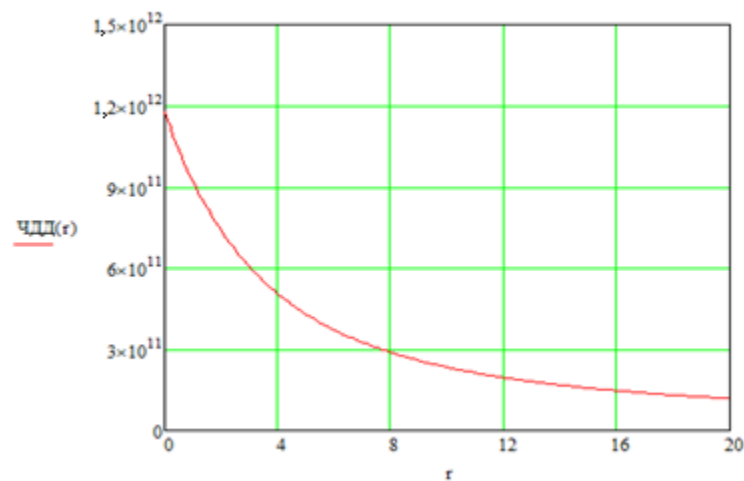


Рисунок Б.1 – Изменение ЧДД при изменении ставки дисконтирования

Между критериями оценки эффективности инвестиций и ставкой дисконтирования существует непосредственная зависимость (обратная). По мере роста ставки дисконтирования, значения ЧДД снижаются, а срок окупаемости увеличивается. Это еще раз доказывает необходимость обоснования ставки дисконтирования при оценке коммерческой эффективности проекта. Поскольку ее заниженное или напротив завышенное значение приведет к искажению достоверности расчетов NPV, PI и DPP и отразится на принятии решения по реализации проекта.

Реализованные исследования показывают, что изменение значения ставки дисконтирования на один процент приводит к изменению ЧДД на 0,8 %.

Следующий аргумент – объем переданной электроэнергии W_{Σ} , непосредственно связан с током, передаваемым по ВЛЭП, сечением, и, соответственно, с конструктивным исполнением линии.

Таблица Б.2 – Исследование чувствительности изменения ЧДД к изменению W_{Σ}

$W_{\Sigma}, \%$	90	95	100	105	110	115
$W_{\Sigma}, \text{Вт} \cdot \text{ч}$	205524000	216942000	228360000	239778000	251196000	26264000
ЧДД, млрд руб.	2908,551	3070,146	3231,741	3393,336	3554,930	3716,525
Погрешность, %	-10,0	-5,0	0	+5,0	+10,0	+15,0

Выполненные исследования демонстрируют, что изменение значения переданной электроэнергии на один процент приводит к изменению ЧДД на один процент.

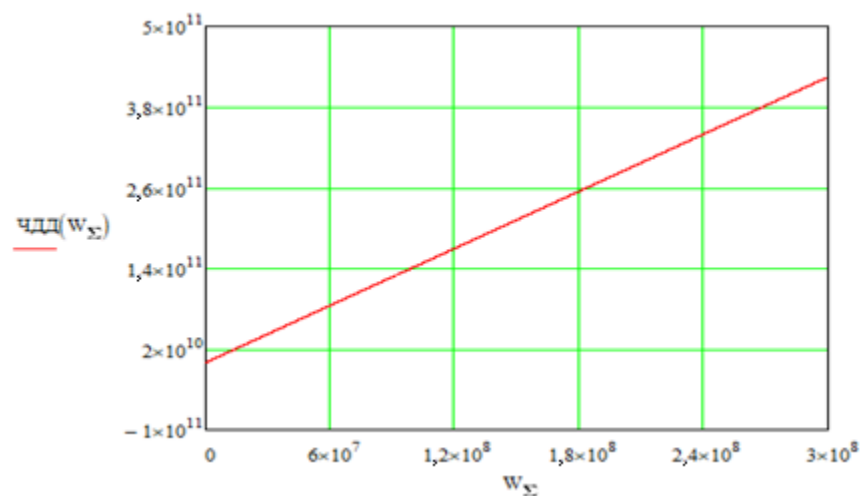


Рисунок Б.2 – Изменение ЧДД при изменении W_{Σ}

Таблица Б.3 – Исследование чувствительности изменения ЧДД к изменению тарифа

$m_i, \%$	90	95	100	105	110	115
$m_i, \text{руб/кВтч}$	1,8529	1,9559	2,0588	2,1618	2,2647	2,3676
ЧДД, млрд руб.	3231,730	3231,742	3231,741	3231,740	3231,739	3231,738
Погрешность, %	$+61,9 \cdot 10^{-6}$	$+30,9 \cdot 10^{-6}$	0	$-30,9 \cdot 10^{-6}$	$-61,9 \cdot 10^{-6}$	$-92,8 \cdot 10^{-6}$

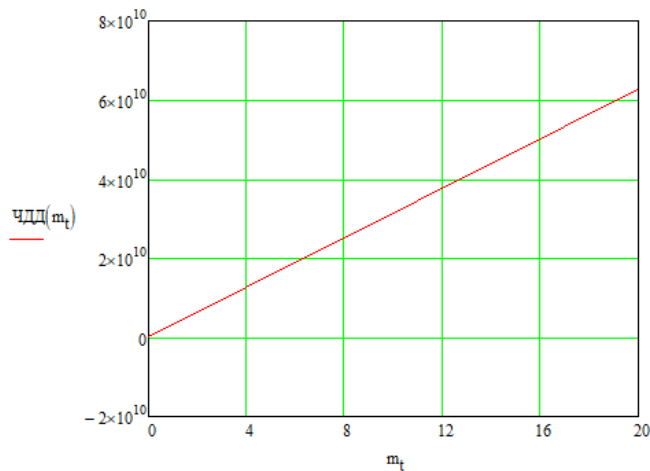


Рисунок Б.3 – Изменение ЧДД при изменении тарифа на передачу электрической энергии m_t

В случае изменения значения тарифа на один процент значение ЧДД меняется на $6,1 \cdot 10^{-6} \%$. По сути, получилось, что ЧДД не учитывает небольшие колебания тарифов.

Капитальные вложения в проект являются не просто экономическим параметром, но и имеют тесную связь с техническими особенностями и конструктивным исполнением. Например, в зависимости от используемых марки и сечения провода капитальные вложения при остальных неизменных условиях будут различны. Также, с учетом расчета оставляющих эксплуатационных издержек по классическим подходам и формулам, отраженным в [136], капитальные вложения определяют размер амортизационных отчислений и отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание.

Таблица Б.4 – Исследование чувствительности изменения ЧДД к изменению стоимости капитальных вложений

$K_t, \%$	90	95	100	105	110	115
K_t , млн руб.	11,173	11,794	12,415	13,036	13,656	14,277
ЧДД, млрд руб.	3231,759	3231,750	3231,741	3231,732	3231,724	3231,715
Погрешность, %	+0,0006	+0,0003	0	-0,0003	-0,0005	-0,0008

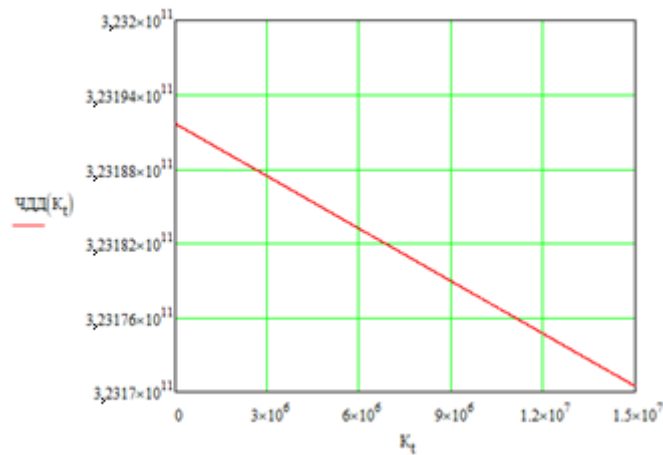


Рисунок Б.4 – Изменение ЧДД при изменении капиталовложений

При изменении капитальных вложений на один процент значение ЧДД меняется на 0,00006 %.

Таблица Б.5 – Исследование чувствительности изменения ЧДД к изменению величины эксплуатационных издержек

I_t , %	90	95	100	105	110	115
I_t , тыс. руб.	449,600	474,578	499,556	524,533	549,511	574,489
ЧДД, млрд руб.	3231,748	3231,745	3231,741	3231,737	3231,734	3231,730
Погрешность, %	0,003	0,004	0	0,004	0,003	0,004

В соответствии с реализованными в работе исследованиями, изменение величины ежегодных эксплуатационных издержек на один процент изменяет ЧДД на 0,00072 %.

В итоге, исследование влияния задания исходной информации на расчет значения чистого дисконтированного дохода показал наибольшее влияние объема переданной электроэнергии по линии и ставки дисконтирования.

Систематическая погрешность приближенно определяется по формуле:

$$\delta \text{ЧДД} = \sqrt{\Delta \text{ЧДД}_r^2 + \Delta \text{ЧДД}_{K_t}^2 + \Delta \text{ЧДД}_{W_{\Sigma}}^2 + \Delta \text{ЧДД}_{m_t}^2 + \Delta \text{ЧДД}_{I_t}^2} \quad (\text{Б.3})$$

$$\delta \text{ЧДД} = \sqrt{(5 \cdot 0,82)^2 + (100 \cdot 0,56 \cdot 10^{-4})^2 + (3 \cdot 1,0)^2 + (100 \cdot 6,1 \cdot 10^{-6})^2 + (100 \cdot 7,2 \cdot 10^{-4})^2} = 5,09 \%$$

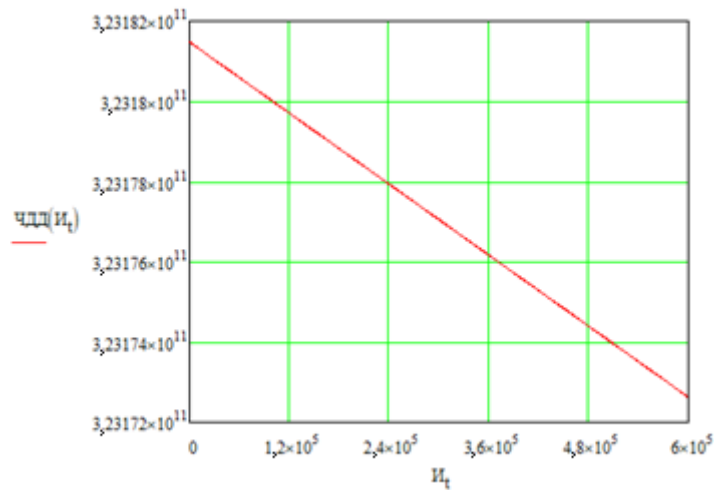


Рисунок Б.5 – Изменение ЧДД при изменении эксплуатационных издержек

Проведем аналогичное исследование оценки чувствительности исходных данных для УДЗ в зависимости от аргументов: капитальные вложения, ставка дисконтирования, тариф на передачу электрической энергии. Результаты отражены в таблицах Б.6 – Б.8 соответственно.

Таблица Б.6 – Исследование чувствительности изменения УДЗ к изменению стоимости капитальных вложений

$K_i, \%$	90	95	100	105	110	115
K_i , млн руб.	11,173	11,794	12,415	13,036	13,656	14,277
$З_{УДЗ}$, тыс. руб.	18028,477	18905,568	19782,658	20659,748	21536,838	22413,928
Погрешность, %	8,9	4,4	0	4,4	8,9	13,3

Таблица Б.7 – Исследование чувствительности изменения УДЗ к изменению ставки дисконтирования

$r, \%$	90	95	100	105	110	115
r	6,327	6,679	7,03	7,312	7,733	8,085
$З_{УДЗ}$, тыс. руб.	20442,637	20099,375	19782,658	19489,857	19218,648	18966,964
Погрешность, %	3,3	1,6	0	1,5	2,9	4,1

Примем, что $m_t = C_{\Delta W}$.

Таблица Б.8 – Исследование чувствительности изменения УДЗ к стоимости потерь электроэнергии

$C_{\Delta W}, \%$	90	95	100	105	110	115
$C_{\Delta W}, \text{руб/кВтч}$	1,8529	1,9559	2,0588	2,1618	2,2647	2,3676
$Z_{\text{УДЗ}}, \text{тыс. руб.}$	19558,572	19670,615	19782,658	19894,700	20006,743	20118,785
Погрешность, %	1,1	0,6	0	0,6	1,1	1,7

Анализируя чувствительность УДЗ к экономическим параметрам, установлено, что они меняются: на 0,9 % при изменении капитальных вложений на один процент; на 0,3 % при изменении ставки дисконтирования на один процент; на 0,1 % при изменении стоимости потерь электроэнергии на один процент.

$$\delta Z_{\text{УДЗ}} = \sqrt{\Delta Z_r^2 + \Delta Z_{K_t}^2 + \Delta Z_{W_\Sigma}^2 + \Delta Z_{m_t}^2 + \Delta Z_{H_t}^2} \quad (\text{Б.4})$$

$$\delta Z_{\text{оиск}} = \sqrt{\Delta Z_r^2 + \Delta Z_{K_t}^2 + \Delta Z_{W_\Sigma}^2 + \Delta Z_{m_t}^2}$$

$$\delta Z_{\text{УДЗ}} = \sqrt{(7 \cdot 0,2984)^2 + (5 \cdot 0,8868)^2 + (6 \cdot 0,113)^2 + (7 \cdot 0,1132)^2} = 5,01 \%$$

Таким образом, УДЗ более чувствительны к изменению капитальных вложений и стоимости потерь электроэнергии, но более устойчивы к изменению ставки дисконтирования (на 0,5 %) по сравнению с ЧДД.

Приложение В. Оценка капитальных вложений и удельных дисконтированных затрат проектов строительства и реконструкции воздушных линий электропередачи

Наличие разрозненных данных и различных стоимостных показателей, отсутствие четких требований к расчету и большой перечень позиций оценки капитальных вложений приводит к необходимости анализа их учета при выборе сечения провода. Исследование реализовано с использованием различных стоимостных показателей капитальных вложений и интегрированного технико-экономического критерия выбора сечения по формуле (3.6).

Во-первых, рассмотрим пример расчета капитальных вложений в воздушную ЛЭП 110 кВ длиной 1 км с использованием УНЦ для следующих случаев:

- первый случай – оценка капитальных вложений в линию не учитывает затраты на замену опор;
- второй случай – оценка капитальных вложений в линию учитывает затраты на закупку решетчатых опор из стали;
- третий случай – оценка капитальных вложений в линию учитывает затраты на закупку многогранных опор;
- четвертый случай – оценка капитальных вложений в линию учитывает только затраты на замену провода.

Рассматривается применение проводов сталеалюминиевого типа марки АС, характеристика которых отображена в Таблице В.1.

Таблица В.1 – Характеристики проводов марки АС [38]

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
D , мм	11,4	13,5	15,2	17,1	18,8	21,6
$d_{\text{пров}}$, мм	3,8	4,5	2,4	2,7	2,98	3,6
$n_{\text{пров}}$, шт.	6	6	16	16	16	15
Слои Al, шт.	1	1	2	2	2	2
R_{20} , Ом/км	0,4218	0,3007	0,2440	0,2039	0,1591	0,1182

Информация об используемых расценках УНЦ приведена в Таблице В.2.

Таблица В.2 – Расчет стоимости ВЛ 110 кВ по [91] на 1 км

Капитальные вложения	Характеристика	Номер расценки	УНЦ, тыс. руб. (без НДС)
Провод сталеалюминиевого типа	1 км до 70 мм ²	Л5-01	808,95
	1 км 95 мм ²	Л5-02	964,50
	1 км 120 мм ²	Л5-03	1109,82
	1 км 150 мм ²	Л5-04	1289,61
	1 км 185 мм ²	Л5-05	1470,81
	1 км 240 мм ²	Л5-06	1912,56
Количество цепей и тип опор	одноцепная, все типы опор кроме многогранных	Л3-04-1	6798,18
	двухцепная, все типы опор кроме многогранных	Л3-04-2	8953,24
	одноцепная, многогранные	Л3-04-3	11025,15
	двухцепная, многогранные	Л3-04-4	14562,48
Затраты на ПИР	1 ед. 110 (150) кВ 10 км	П3-15	7800,85
	1 ед. 110 (150) кВ 30 км	П3-16	32763,59
	1 ед. 110 (150) кВ 50 км	П3-17	89231,84
	1 объект от 21 до 51 млн. руб.	П6-09	4255,01
	1 объект от 51 до 151 млн. руб.	П6-10	10637,53
Изоляторы	для 110 (150) кВ на 1 км	Л10-02-1	427,87
Устройство защиты опор ВЛ	ледозащитных сооружений	М1-01	4955,98
	коробчатыми габионами	М1-02	8882,12
	обваловыванием и посевом трав	М1-03	1240,01
	от наезда транспорта	М1-04	156,23
Грозотрос	диаметр 14,2 мм	Л6-07	548,43
ОКСН	количество волокон 48 шт. с максимально-допустимой растягивающей нагрузкой 3 кН	О2-06-3	527,01
УНЦ устройства лежневых дорог	1 км	Л9-01	15505,16

Пример расчета капитальных вложений для провода АС сечением 240 мм² показан в Таблицах В.3 – В.4.

Таблица В.3 – Расчет стоимости ВЛ 110 кВ на 1 км для 1 случая с использованием УНЦ [91]

№	Наименование УНЦ	Кол-во	Номер расценки	УНЦ, тыс. руб. (без НДС)
1	УНЦ провода ВЛ 110 кВ	1 км	Л5-06	1912,56
2	Затраты на ПИР	1 объект	П6-09	4255,01
3	УНЦ гирлянды изоляторов ВЛ	1 ед.	Л10-02-1	427,87
4	УНЦ грозотроса ВЛ	1 км	Л6-07	548,43
5	УНЦ ОКСН	1 км	О2-06-3	527,43
6	УНЦ устройства лежневых дорог	1 км	Л9-01	15505,16
Итого				23176,46

Таблица В.4 – Расчет стоимости ВЛ 110 кВ на 1 км для 2 случая с использованием УНЦ [91]

№	Наименование УНЦ	Кол-во	Номер расценки	УНЦ, тыс. руб. (без НДС)
1	УНЦ провода ВЛ 110 кВ	1 км	Л5-06	1912,56
2	Затраты на ПИР	1 объект	П6-09	4255,01
3	УНЦ гирлянды изоляторов ВЛ	1 ед.	Л10-02-1	427,87
4	УНЦ на устройство защиты опор ВЛ обваловыванием и посевом трав	5 опор	М1-03	1240,01
5	УНЦ на одноцепную ВЛ, все типы опор кроме многогранных	1 км	Л3-04-1	6798,18
6	УНЦ грозотроса ВЛ	1 км	Л6-07	548,43
7	УНЦ ОКСН	1 км	О2-06-3	527,43
8	УНЦ устройства лежневых дорог	1 км	Л9-01	15505,16
Итого				31214,65

Для третьего случая разница с Таблицей В.4 будет только по 5 строке и, соответственно, итоговой. Четвертый случай представляется только стоимостью провода. Результаты расчета сведены в Таблицу В.5.

Таблица В.5 – Результаты расчета капитальных вложений по УНЦ

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
1 случай	22072,85	22228,40	22373,72	22553,51	22734,71	23176,46
2 случай	30111,04	30266,59	30411,91	30591,70	30772,90	31214,65
3 случай	34338,01	34493,56	34638,88	34818,67	34999,87	35441,62
4 случай	808,95	964,5	1109,82	1289,61	1470,81	1912,56

Важно, что УНЦ рассчитаны в ценах по состоянию на 01.01.2023. Следовательно, для оценки актуальной стоимости линий необходимо пересчитать ее на 2024 год. В Таблице В.6 приведены результаты этого пересчета при коэффициенте инфляции 1,083 [138].

Таблица В.6 – Результаты расчета капитальных вложений на 01.01.2024

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
1 случай	23904,90	24073,36	24230,74	24425,45	24621,69	25100,11
2 случай	32610,26	32778,72	32936,10	33130,81	33327,05	33805,47
3 случай	37188,06	37356,53	37513,91	37708,62	37904,86	38383,27
4 случай	876,09	1044,55	1201,94	1396,65	1592,89	2071,30

Основываясь на полученных значениях капитальных вложений, произведен расчет и построение денежных потоков УДЗ в зависимости от тока, протекающего по ЛЭП, для каждого из описанных выше четырех случаев, показанных на Рисунках В.1 – В.4, при исходных данных, отраженных в Таблице В.7. На Рисунках В.1 – В.4 показаны семейства зависимостей УДЗ для проводов марки АС следующих сечений: 1 – АС-70/11, 2 – АС-95/16, 3 – АС-120/19, 4 – АС-150/24, 5 – АС-185/29, 6 – АС-240/32, 7 – АС-300/39.

Таблица В.7 – Исходные данные для расчета УДЗ

Параметр	Значение
Срок службы линии	50 лет
Номинальное напряжение	110 кВ
Коэффициент амортизационных отчислений	0,02
Коэффициент (норма) отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ЛЭП	0,008
Число рабочих часов в год	8760 часов
Удельные потери мощности на корону в проводах ВЛ	0,14 кВт/км
Среднее число часов влажной погоды в году (на примере г. Владивосток)	1608 часов
Число изоляторов в гирлянде	7 шт.
Сопротивление одного подвешного изолятора в гирлянде	300 МОм
Число гирлянд на 1 км ВЛ	27 шт/км
Цена	2,297 руб/кВтч
R	0,1

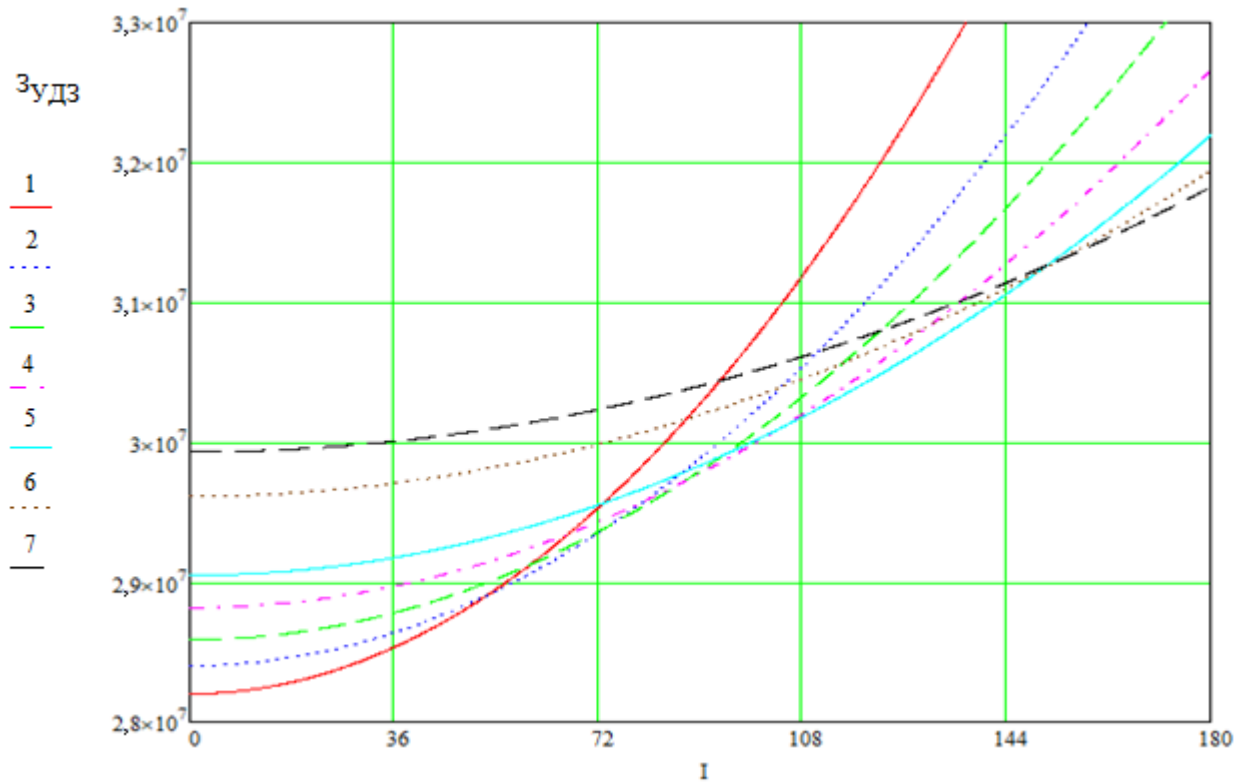


Рисунок В.1 – Семейство зависимостей УДЗ (руб/км) от тока (А) для первого расчетного случая

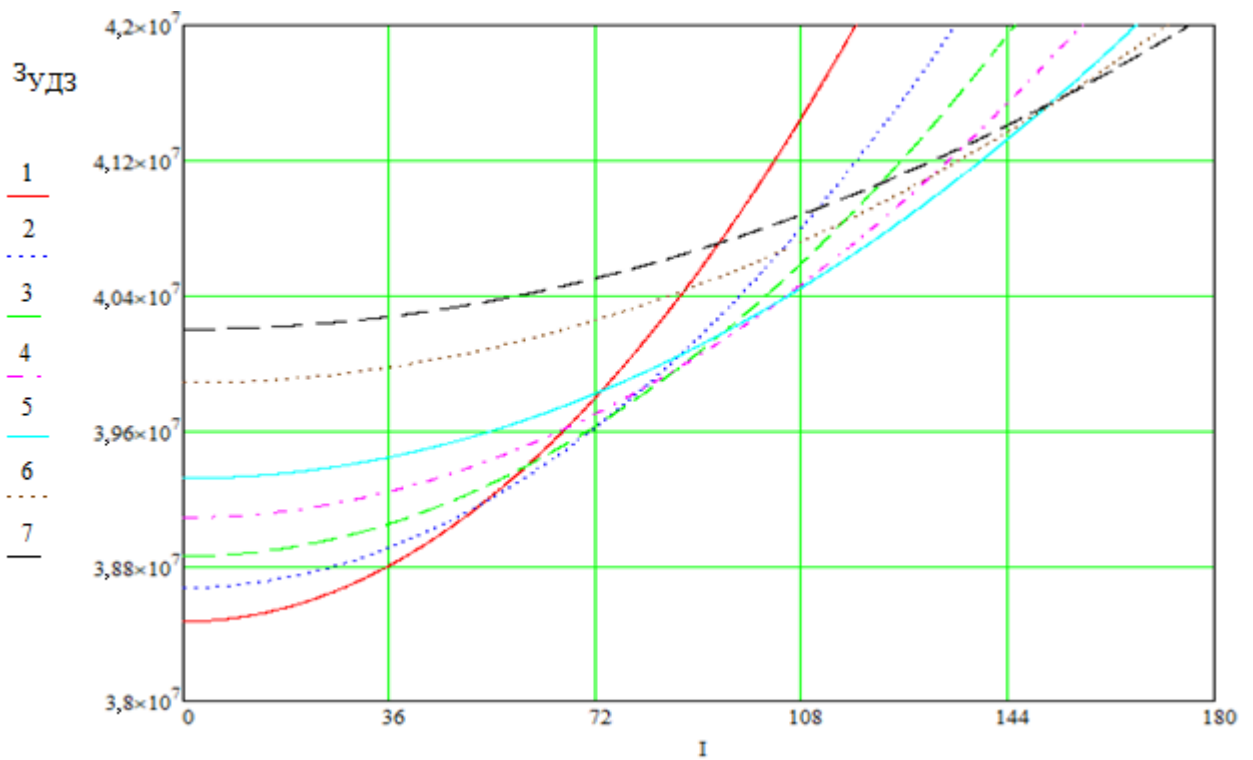


Рисунок В.2 – Семейство зависимостей УДЗ (руб/км) от тока (А) для второго расчетного случая

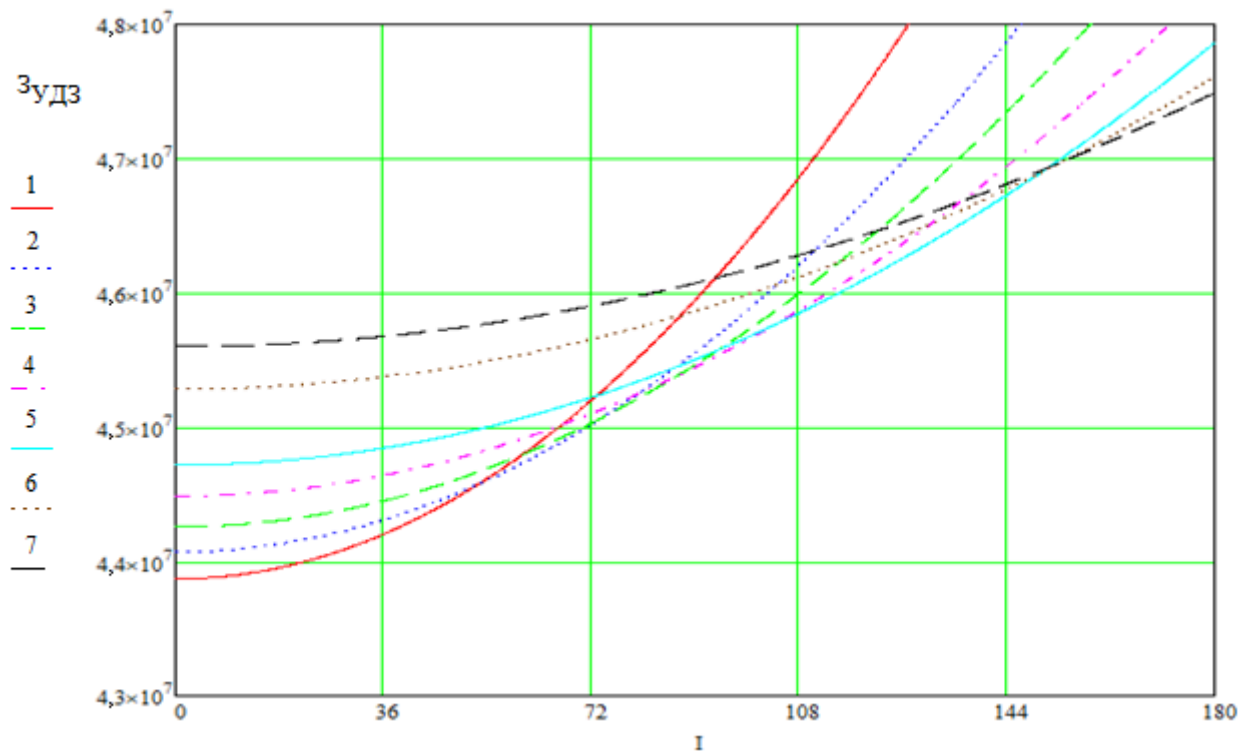


Рисунок В.3 – Семейство зависимостей УДЗ (руб/км) от тока (А) для третьего расчетного случая

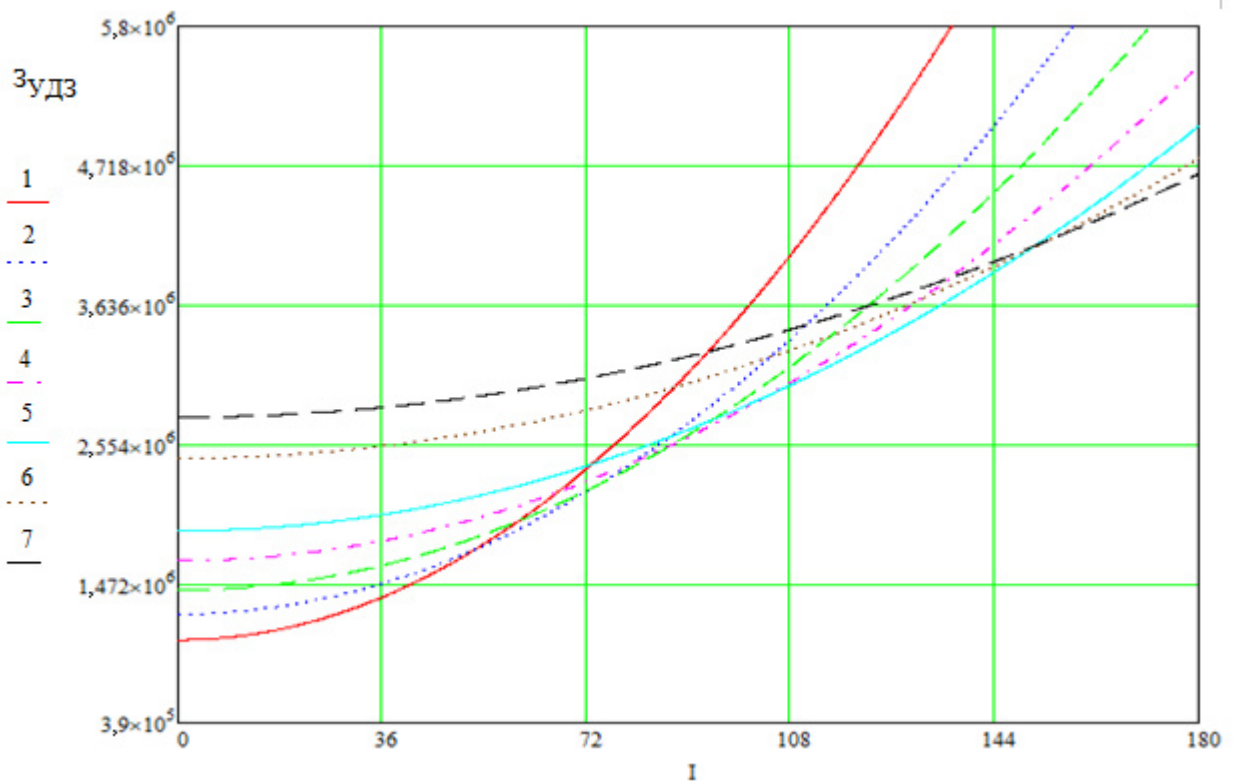


Рисунок В.4 – Семейство зависимостей УДЗ (руб/км) от тока (А) для четвертого случая

Исходя из графического представления зависимостей УДЗ от тока и произведенных расчетов результаты оценки оптимальных диапазонов тока при расчете экономических параметров без учета коэффициента инфляции отражены в Таблице В.8, а с учетом коэффициента инфляции – в Таблице В.9.

Таблица В.8 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, с использованием УНЦ без учета коэффициента инфляции, А

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
1 – 4 случай	0 – 52	53 – 73	74 – 86	87 – 103	104 – 149	150 – 153

Таблица В.9 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, с использованием УНЦ для 2024 года, А

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
1 – 4 случай	0 – 54	55 – 76	77 – 90	91 – 107	108 – 155	156 – 159

Результирующие значения Таблиц В.9 – В.10 варьируются от 1,9 % до 3,8 %, что позволяет сделать вывод: при диапазоне планирования до одного года учитывать коэффициент инфляции не нужно, так как отклонения значений токов в пределах 5 %, а свыше одного года – необходимо учитывать коэффициент инфляции, так как с увеличением периода влияние коэффициента повышается.

Результаты расчета всех случаев подтверждают, что на изменение токовых диапазонов оказывает влияние только вариативная часть капитальных вложений.

Далее рассмотрим реализацию расчетов для тех же 4 случаев с помощью УСП. УСП для расчета первого, третьего и четвертого случаев не приведены, так как УСП не приведены отдельно для проводов и опор. Пример расчета капитальных вложений второго случая для провода АС сечением 70 мм² показан в Таблице В.10.

Таблица В.10 – Расчет строительства ВЛ 110 кВ на 1 км для 2 случая

№	Наименование УСП	Ед. изм.	Табл. по [136]	Стоимость, тыс. руб.
1	Стоимость ВЛ на стальных опорах с проводами сечением до 150 мм ²	1 км	7.4	1 050
2	Вырубка просеки	1 км	7.8	95
3	Устройство лежневых дорог	1 км	7.8	370
4	Стоимость постоянного отвода земли	руб/м ² и м ²	7.3 и 7.7	2,4
Итого без учета территориального расположения (в базисных ценах 2000 года)				1517,4
5	Зональный коэффициент	-	7.2	1,5
Итого (в базисных ценах 2000 года)				2276,0
Итого (с учетом коэффициента инфляции на 2024 год в размере 801,4 %)				20 515,9

Результаты расчета капитальных вложений по УСП сведены в Таблицу В.11.

Таблица В.11 – Результаты расчета капитальных вложений по УСП, тыс. руб/км

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
1 случай	не приведены УСП без учета капитальных вложений в опоры					
2 случай	20 515,9	20 515,9	20 515,9	20 515,9	21 192,8	21 192,8
3 случай	не приведены УСП для многогранных опор					
4 случай	не приведены УСП только для провода					

Тогда результаты интервальной оценки диапазонов тока с использованием УСП для рассматриваемого случая будут выглядеть, как показано в Таблице Б.12.

Таблица В.12 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, расчет по УСП для 2024 года, А

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
2 случай	0-5	-	-	6-136	-	137-518

Доказано, что при расчете капитальных вложений нецелесообразно применять УСП.

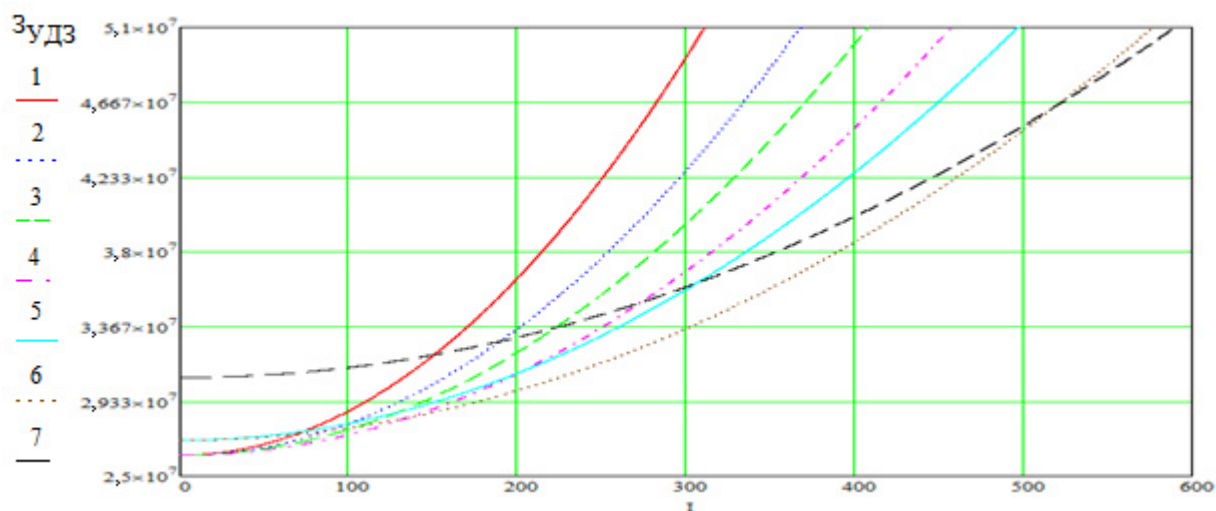


Рисунок В.5 – Семейство зависимостей УДЗ (руб/км) от тока (А) для 2.2 случая с проводами марки АС следующих сечений: 1 – АС-70/11, 2 – АС-95/16, 3 – АС-120/19, 4 – АС-150/24, 5 – АС-185/29, 6 – АС-240/32, 7 – АС-300/39

Для исследования третьего способа расчета капитальных вложений, с учетом результатов предыдущих расчетов, проведем оценку также для ВЛ 110 кВ длиной 1 км для следующих случаев: случай 3.1 – капитальные вложения в ВЛ учитывают затраты на подвеску провода, но не учитывают затраты на замену опор; случай 3.2 – капитальные вложения в ВЛ учитывают затраты на подвеску провода и на установку опор из стали; случай 3.3 – капитальные вложения в ВЛ учитывают затраты на установку многогранных опор; случай 3.4 – капитальные вложения в ВЛ учитывают только затраты на закупку самого провода.

Рассматривается строительство модельной одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью 1 км с применением провода АС. На ВЛ 110 кВ предусматривается установка промежуточных металлических опор типа П110-5В и металлических анкерно-угловых опор типа У110-1.

Актуальная стоимость провода приведена в Таблице В.13 в соответствии с [139]. Оценка стоимости в части установки стальных опор приведена в Таблице В.14, а в части подвески провода в Таблице Б.15. Стоимость многогранных опор принята по [140].

Таблица В.13 – Стоимость провода на 01.01.2024

№	Обоснование	Провод	Ед. изм.	Кол.	Стоимость, руб.	
					1 ед.	общая
1	Цена поставщика	АС 70/11	км	3,15	94380,0	297101,7
2	Цена поставщика	АС 95/16	км	3,15	129000,0	406350,0
3	Цена поставщика	АС 120/19	км	3,15	165000,0	519750,0
4	Цена поставщика	АС 150/24	км	3,15	207000,0	652050,0
5	Цена поставщика	АС 185/29	км	3,15	250000,0	787500,0
6	Цена поставщика	АС 240/32	км	3,15	317000,0	998550,0

Таблица В.14 – Оценка стоимости проекта в части установки стальных опор по федеральным единичным расценкам

№	Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Стоимость, руб.	
					1 ед.	общая
1	ФЕР33-01-016-11	Установка стальных опор анкерно-угловых, свободностоящих,; одностоечных массой до 15 т /У110-1/	т	2,1099 = 7,033*0,3	1366,07	2882,3
2	ФССЦ-07.4.03.01-0091	Опоры металлические оцинкованные (для объектов энергетического строительства) /У110-1/	т	2,173	18908,23	41087,6
3	ФЕР33-01-016-02	Установка стальных опор промежуточных: свободностоящих, одностоечных массой до 4 т /П110-5В/	т	10,0752 = 4,8*2,099	1352,52	13626,9
4	ФССЦ-07.4.03.01-0091	Опоры металлические оцинкованные (для объектов энергетического строительства) /П110-5В/	т	10,38	18908,23	196267,4
5	ФССЦ-25.1.06.03-0011	Знак для нумерации опор контактной сети на пластине: из металла размером 260x140мм толщиной 1,6 мм	100 шт.	0,51 = 51 / 100	8869	452,3
Итого в ценах на 01.01.2020						258387,4
Итого в ценах на 01.01.2024 (с учетом коэффициента инфляции 1,3789)						356290,4

Таблица В.15 – Оценка стоимости проекта в части подвеса провода

№	Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Стоимость, руб.	
					1 ед.	общая
	Монтажные работы					
1	ФЕР33-01-024-09	Подвеска проводов ВЛ 110 кВ сечением до 240 мм ² без пересечений с препятствиями при длине анкерного пролета до 1 км, 3 (провода) на км линии	км	1	7732,0	7732,0
	Материалы для подвески провода					
1	Цена поставщика	Узел крепления КГП-16-3	шт.	14,4	17,63	253,9
2	Цена поставщика	Серьга СРС-7-16	шт.	14,4	8,66	124,7
3	Цена поставщика	Изолятор ЛК 70/110-И-4 ГП	шт.	14,4	258,34	3720,1
4	Цена поставщика	Зажим поддерживающий ПГН-5-3 П(24х2200)	шт.	14,4	697,92	10050,0
5	Цена поставщика	Скоба СК-120-1Б	шт.	2,4	31,61	75,9
6	Цена поставщика	Промежуточное звено ПРР-12-1	шт.	1,2	65,66	78,8
7	Цена поставщика	Промежуточное звено ПТМ-12-2	шт.	1,2	30,16	36,2
8	Цена поставщика	Изолятор ЛК 120/110-И-4 СП	шт.	1,2	263,13	315,8
9	Цена поставщика	Ушко У1-12-16	шт.	1,2	32,37	38,8
10	Цена поставщика	Зажим натяжной НАС-330-1Б	шт.	1,2	108,21	129,9
Итого в ценах на 01.01.2020						22556,1
Итого в ценах на 01.01.2024 (с учетом коэффициента инфляции 1,3789)						31102,6

Результаты расчетов капитальных вложений сведены в Таблицу В.16, а результаты расчета токовых интервалов показаны в Таблице В.17.

Таблица В.16 – Результаты расчета капитальных вложений, тыс. руб.

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
3.1 случай	328,2	437,5	550,9	683,2	818,6	1029,7
3.2 случай	684,5	793,8	907,2	1039,5	1174,9	1386,0
3.3 случай	5544,7	5654,0	5767,4	5899,7	6035,1	6246,2
3.4 случай	297,1	406,4	519,8	652,1	787,5	998,6

Таблица В.17 – Диапазоны тока, обеспечивающие минимальные УДЗ, для 2024 года, А

Провод АС	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
3.1 случай	0 – 44	45 – 65	66 – 74	75 – 89	90 – 103	104 – 148
3.2 случай	0 – 44	45 – 65	66 – 74	75 – 89	90 – 103	104 – 148
3.3 случай	0 – 44	45 – 65	66 – 74	75 – 89	90 – 103	104 – 148
3.4 случай	0 – 44	45 – 65	66 – 74	75 – 89	90 – 103	104 – 146

Для ограничения диапазона применения провода АС 240/32 во всех случаях и расчетах дополнительно учитывался провод АС 300/39. Представим на Рисунке В.6 графическое представление расчета случая 3.1.

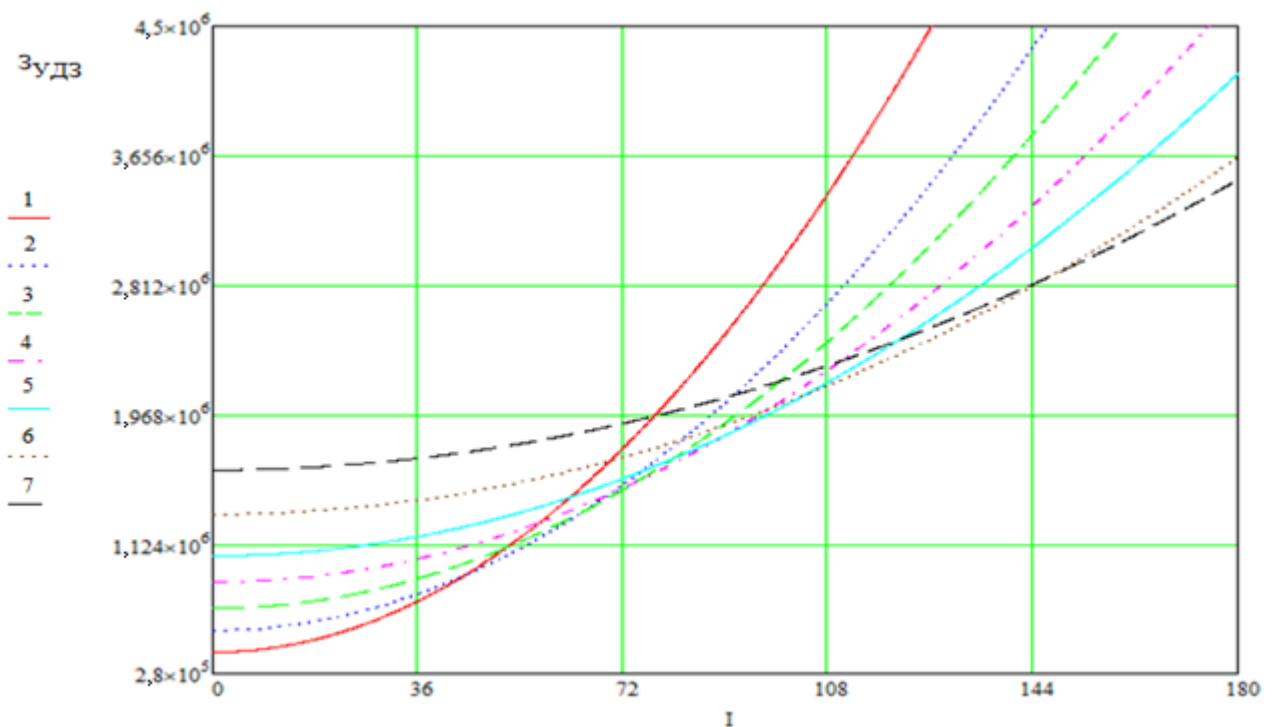


Рисунок В.6 – Семейство зависимостей УДЗ (руб/км) от тока (А) для 3.1 случая с проводами марки АС следующих сечений: 1 – АС-70/11, 2 – АС-95/16, 3 – АС-120/19, 4 – АС-150/24, 5 – АС-185/29, 6 – АС-240/32, 7 – АС-300/39

Сметные расчеты, реализация которых рекомендована по [45] требуют больших трудозатрат.

Таким образом, применение УНЦ для проводов традиционной конструкции позволяет упростить расчет капитальных вложений, к тому же УНЦ обладают более широкой областью применения по сравнению с УСП. УНЦ менее чувствительны к изменению инфляции чем УСП. В связи с отсутствием УНЦ и УСП для ПНП, приходится опираться на текущие данные по их стоимости. Предлагается разработать УНЦ для ПНП, поскольку их использование упрощает расчет по сравнению с данными по текущей стоимости.

В расчете капитальных вложений по формуле (3.10) учитываются только те составляющие, значения которых отличаются для рассматриваемых вариантов

Приложение Г. Применение интегрированной технико-экономической модели провода для выбора сечения проводов нового поколения

Возможность применения ИТЭМ провода для получения корректных результатов выбора сечений ПНП требует исследования. Для реализации данного исследования рассмотрим случаи применения различных марок ПНП для разных проектов, реализуемых в электросетевом комплексе.

Первый случай – применение провода марки АСВТ для ВЛ 220 кВ. Провода этой марки являются высокотемпературными, одинарной свивки с линейным касанием проволок типа ЛК-О и ЛК-Р с пластически обжатыми стальной и алюминиевой частями. Сердечник этого провода покрывается слоем термостойкой смазки, толщиной 0,3-0,7 мм, стойкой к воздействию температуры. Заявленный производителем срок службы 50 лет. ДДТ провода составляет 150 °С.

На Рисунке Г.1 показаны возможные исполнения провода АСВТ.

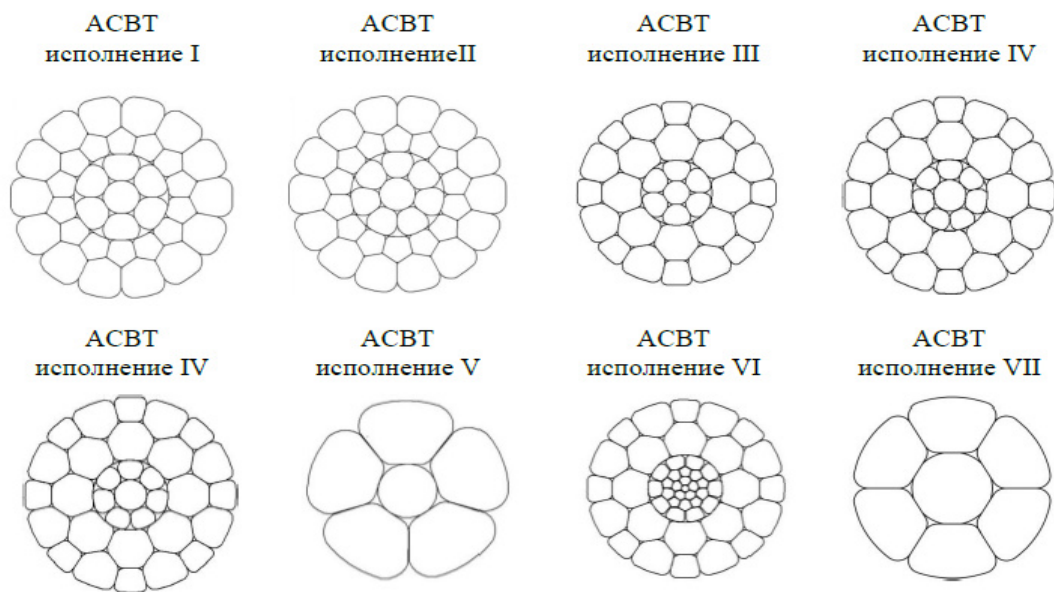


Рисунок Г.1 – Исполнение проводов марки АСВТ

Исходная информация о ВЛ и ПНП, требуемая для построения семейства зависимостей УДЗ от тока линии, аналогична проводам традиционной конструкции:

сопротивления провода, номинальное напряжение ВЛ и время ее работы в течение года, территориальное расположение ВЛ и связанные с этим климатические особенности региона, капитальные вложения в проект, сведения об изолирующей подвеске, среднегодовые потери на корону, ставка дисконтирования и рассматриваемый срок службы.

По [128] значение стоимости потерь электроэнергии на уровне ЕНЭС при отсутствии более точных данных могут быть приняты по текущим отчетным данным, приведенным к ценам 2000 г. без НДС, на уровне 0,28–0,32 руб/(кВт·ч). Учтена инфляция с 2000 года, которая составила 801,4 % [137].

Установлено, что минимальные сечения и диаметры сталеалюминевых проводов по условиям «короны» для номинальных напряжений 220 кВ составляют 240 мм² и 21,6 мм (при расстоянии между проводами в фазе 400 – 600 мм) и для 330 кВ – 300 мм² и 23,5 мм соответственно.

Для провода марки АСВТ исполнения I для предложенных примеров можно рассматривать только сечения 277/79 и 371/106. В Таблице Г.1 показаны характеристики проводов АСВТ исполнения I этих сечений.

Таблица Г.1 – Характеристика проводов марки АСВТ

АСВТ	Общий диаметр провода, мм	Удельное сопротивление, Ом/км	ДДТ, А	Цена, приведенная к 2001 году, тыс. руб., за 1 км
277/79	22,4	0,1055	1115	68,4
371/106	26	0,0787	1360	91,8

По [141] снижение среднегодовых потерь на корону в хорошую погоду для ВЛ 220 кВ находилось в диапазоне от 6,67 до 13,33 %, а для напряжения 330 кВ до 7,41 %. Для рассматриваемых примеров среднегодовые потери на корону будут снижены на 7 % относительно значений для проводов марки АС для соответствующих классов номинального напряжения.

Таблица Г.2 – Подготовка данных к расчету первого примера

Показатель	Характеристика
Общие:	
Коэффициент амортизационных отчислений	2 % [136]
Коэффициент (норма) отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ЛЭП	0,8 % [136]
Число рабочих часов ЛЭП за год	8760 ч
Среднее число часов влажной погоды в году	1300 ч (Ленинградская область)
Значение стоимости потерь электроэнергии	руб/(кВт·ч)
для класса номинального напряжения 220 кВ	
Количество стальных опор (пром. / АУ) на 1 км	2,70 шт. (2,41 / 0,29) [136]
Основной тип опор	П 220–3; У 220–3 [136]
Число изоляторов в гирлянде, шт.	10-14 шт. (для стеклянных) 1 шт. (для полимерных)
Число гирлянд на 1 км ВЛ, шт/км	8,1
Стоимость опоры П 220–3	966 480 руб/шт.
Стоимость опоры У 220–3	1 752 840 руб.
Стоимость фундамента в текущих ценах	43 200 руб.
Стоимость многогранной опоры ПМ220-7	2 858 520 руб.
Стоимость многогранной опоры УМ220-1Ф	3 573 360 руб.
Строительно-монтажные работы по унц	14411,3 тыс. руб/км

Для первого модельного участка капитальные вложения на 1 км одноцепной ВЛ 220 кВ в Таблице Г.3 учитывают: К1 – только приобретение провода; К2 – приобретение провода, типовых стальных решетчатых опор, фундаментов, затраты на СМР; К3 – приобретение провода, типовых стальных решетчатых опор, фундаментов, изолирующей подвески из стеклянных изоляторов, затраты на СМР; К4 – приобретение провода, типовых стальных решетчатых опор, фундаментов, изолирующей подвески из полимерных изоляторов, затраты на СМР; К5 – приобретение провода, многогранных опор, фундаментов, затраты СМР.

Таблица Г.3 – Оценка капитальных вложений, тыс. руб.

АСВТ	К1	К2	К3	К4	К5
277/79	1615,8	19331,2	19404,3	19357,0	24912,1
371/106	2168,5	19884,0	19957,0	19909,8	25464,9

В Таблице Г.4 отражены предельные значения тока, при которых целесообразно при заданных условиях использовать провод АСВТ 277/79 или провод АСВТ

371/106.

Таблица Г.4 – Оценка граничных значений токовых интервалов, А

АСВТ	K1	K2	K3	K4	K5
277/79	0 – 192	0 – 192	0 – 192	0 – 192	0 – 192
371/106	193 – 1360	193 – 1360	193 – 1360	193 – 1360	193 – 1360

Второй случай показывает применение провода марки СЕНИЛЕК АТЗП/С для ВЛ 330 кВ. Данный провод конструктивно представлен скрученными концентрическими повивами из профилированных и круглых проволок, сердечником из круглых стальных оцинкованных проволок и повивов из профилированных проволок из алюминиевого сплава типа АТЗ. Описание характеристик проводов этой марки приведено в Таблице Г.5 [44].

Таблица Г.5 – Характеристика проводов марки СЕНИЛЕК АТЗП/С

СЕНИЛЕК АТЗП/С	Общий диаметр провода, мм	Удельное сопротивление, Ом/км	ДДТ, А	Цена, приведенная к 2001 году, тыс. руб., за 1 км
300/39	21,5	0,0985	1293	87,7
300/67	22,6	0,0980	1328	90,0
400/51	24,8	0,0735	1573	111,5
500/64	27,7	0,0587	1830	137,6

Таблица Г.6 – Подготовка данных к расчету второго примера

Показатель	Характеристика
для класса номинального напряжения 330 кВ	
Количество стальных опор (пром. / АУ)	2,83 шт. (2,37 / 0,46) на 1 км [136]
Основной тип опор	П 330–3; У 330–1 [136]
Число изоляторов в гирлянде, шт.	15 шт. (для стеклянных)
Число гирлянд на 1 км ВЛ, шт/км	39,6
Стоимость опоры П 330–3 в текущих ценах	1 291 200 руб.
Стоимость опоры У 330–1 в текущих ценах	2 758 920 руб.
Стоимость фундамента в текущих ценах	40 800 руб.
Строительно-монтажные работы	33963,6 тыс. руб/км

Таблица Г.7 – Оценка капитальных вложений и границ диапазонов тока, обеспечивающих минимальные УДЗ

СЕНИЛЕК АТЗП/С	К1, тыс. руб.	Токи, А	К2 тыс. руб.	Токи, А
300/39	2071,7	0 – 221	40826,4	0 – 221
300/67	2126,0	–	40880,7	–
400/51	2633,9	222 – 304	41388,6	222 – 304
500/64	3250,5	305 – 1830	42005,2	305 – 1830

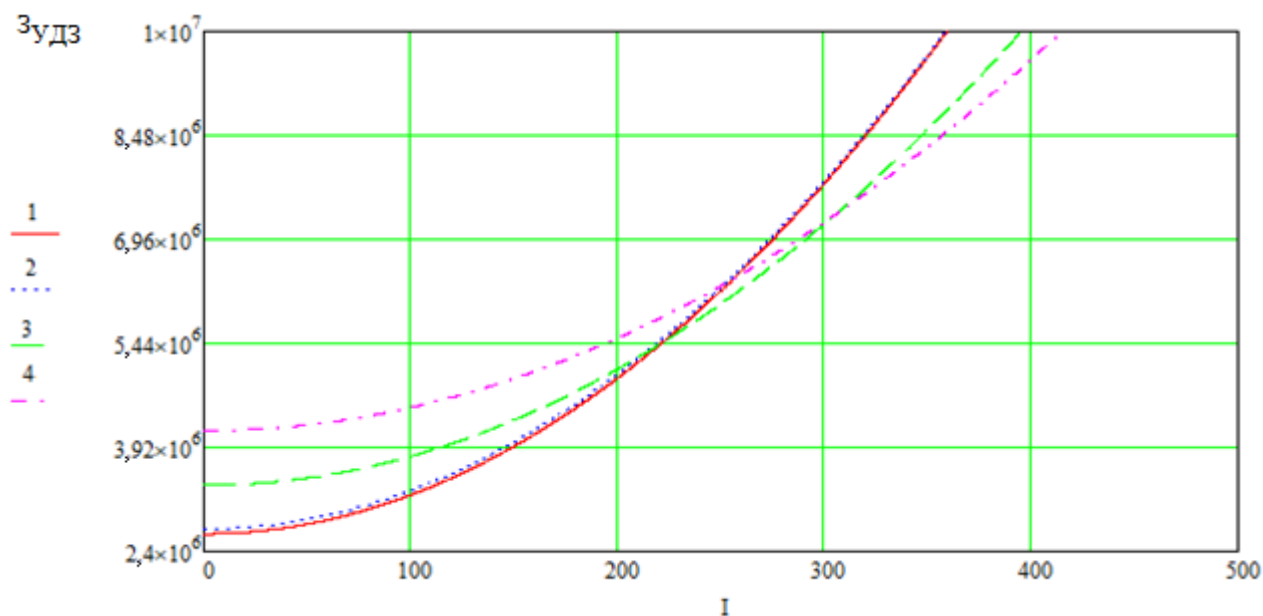


Рисунок Г.2 – Семейство зависимостей УДЗ (руб/км) от тока (А) для провода марки СЕНИЛЕК АТЗП/С: 1 – 300/39, 2 – 300/67, 3 – 400/51, 4 – 500/64

Доказана возможность применения интегрированной технико-экономической модели сечения провода для выбора сечения ПНП. Выводы по представленным расчетам отражены в п. 3.4 диссертации

Приложение Д. Результаты расчета электрических режимов для апробации разработанной методики в традиционной электрической сети

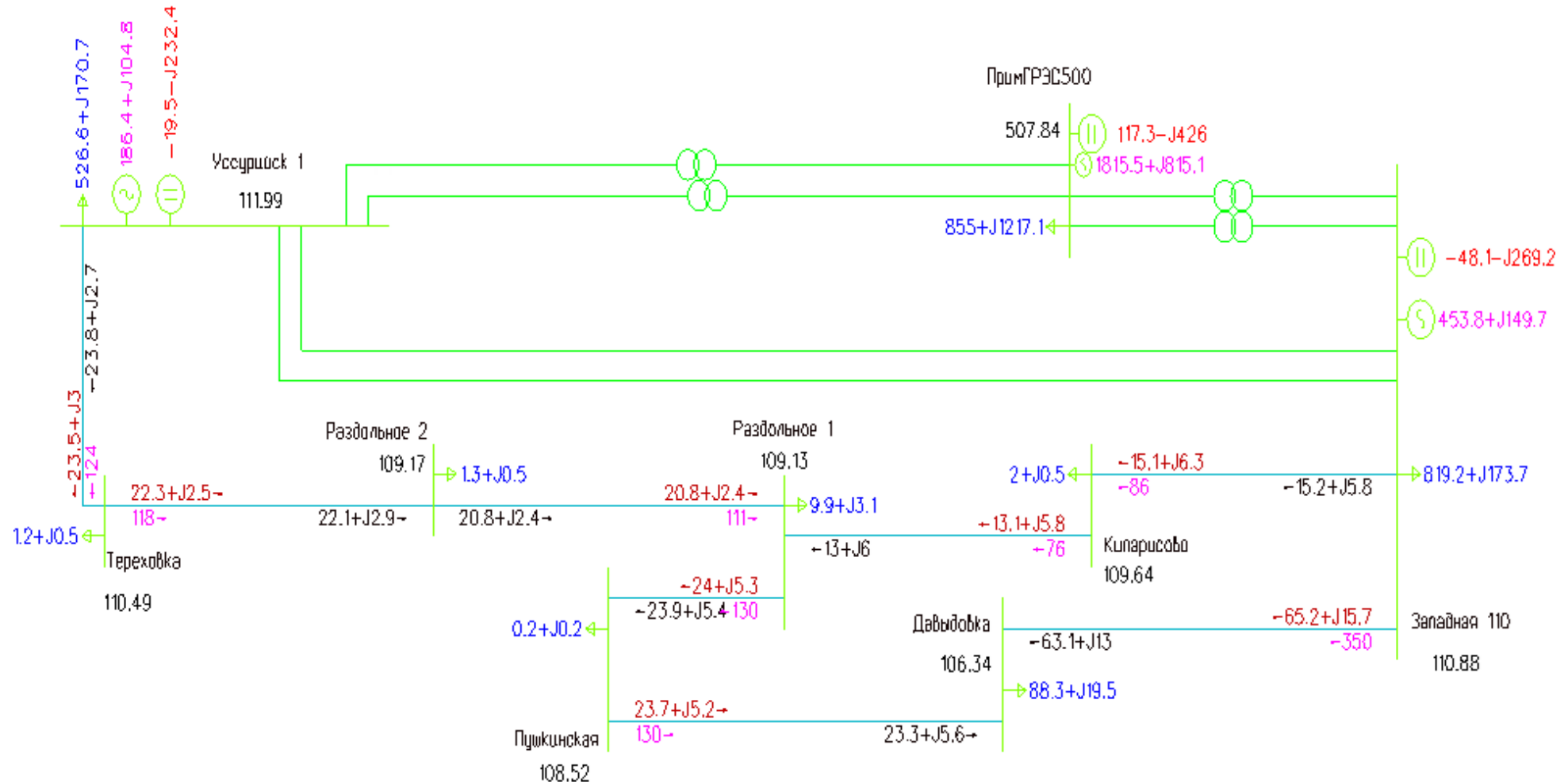


Рисунок Д.1 – Эквивалент рассматриваемой электрической сети в режиме зимнего максимума 2024 года

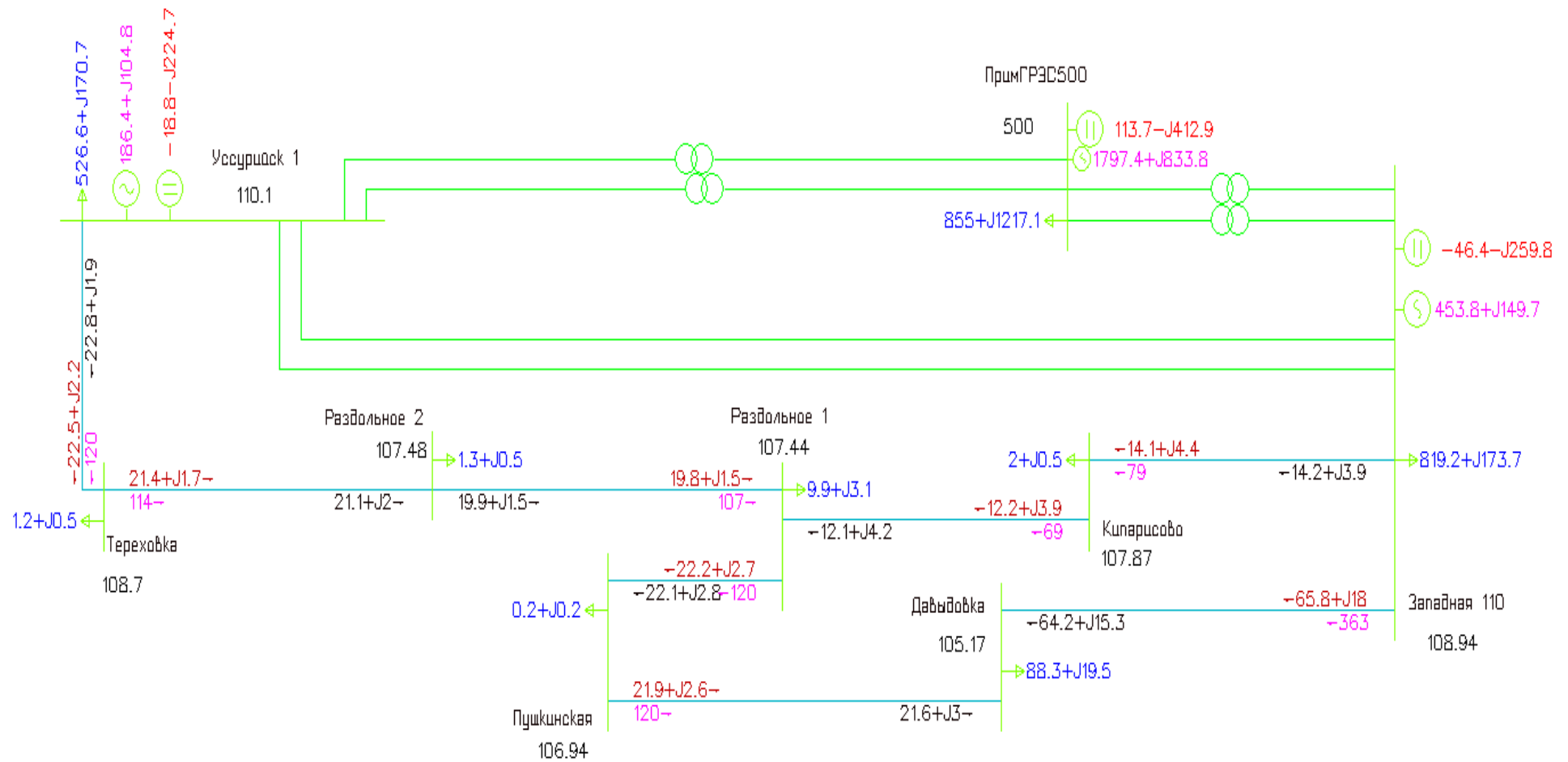


Рисунок Д.2 – Расчет режима зимнего максимума 2024 года после замены провода на ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка на СЕНИЛЕК АТЗ/С 150/24

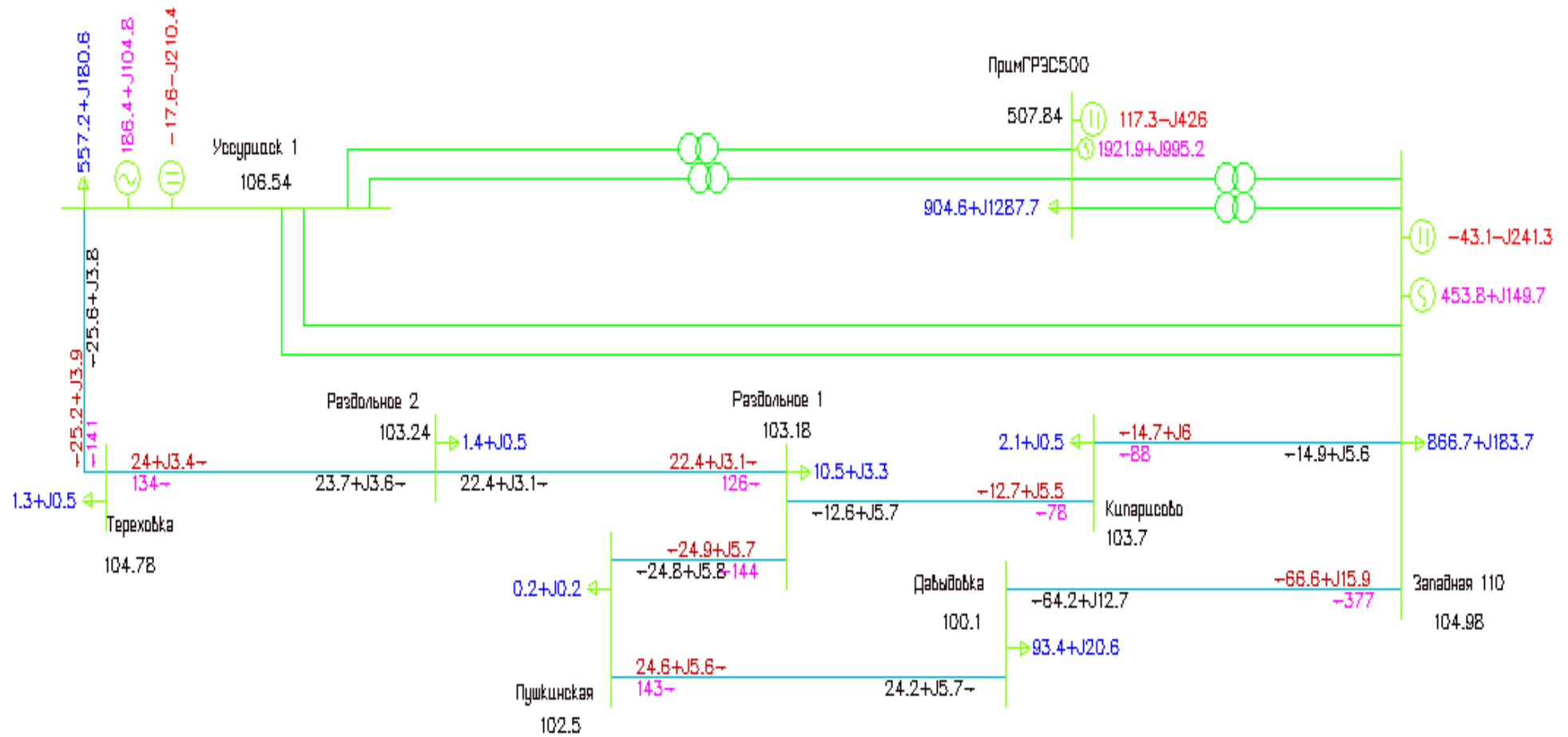


Рисунок Д.3 – Расчет режима зимнего максимума 2029 года до замены провода на ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка

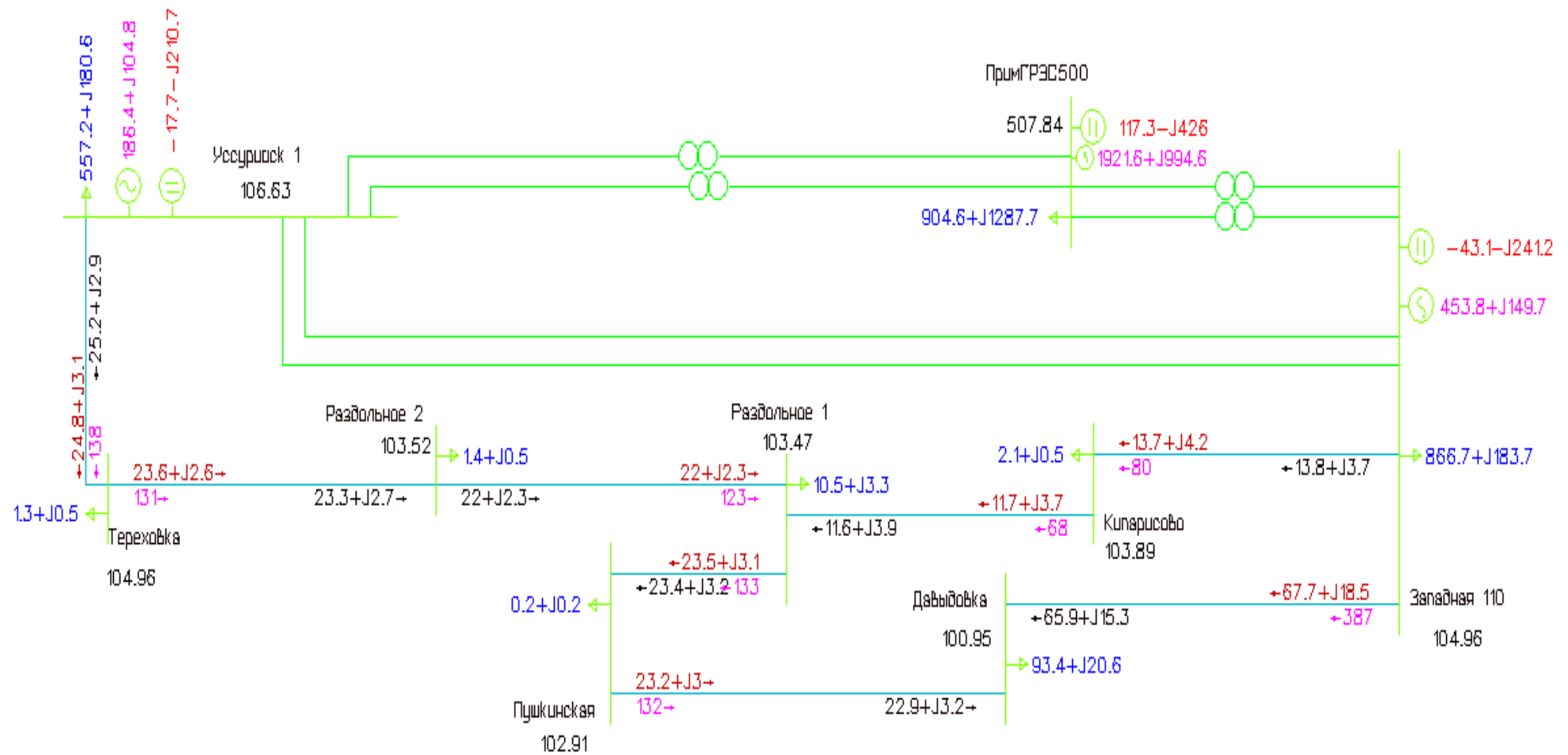


Рисунок Д.4 – Расчет режима зимнего максимума 2029 года после замены провода на ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка на СЕНИЛЕК АТЗ/С 150/24

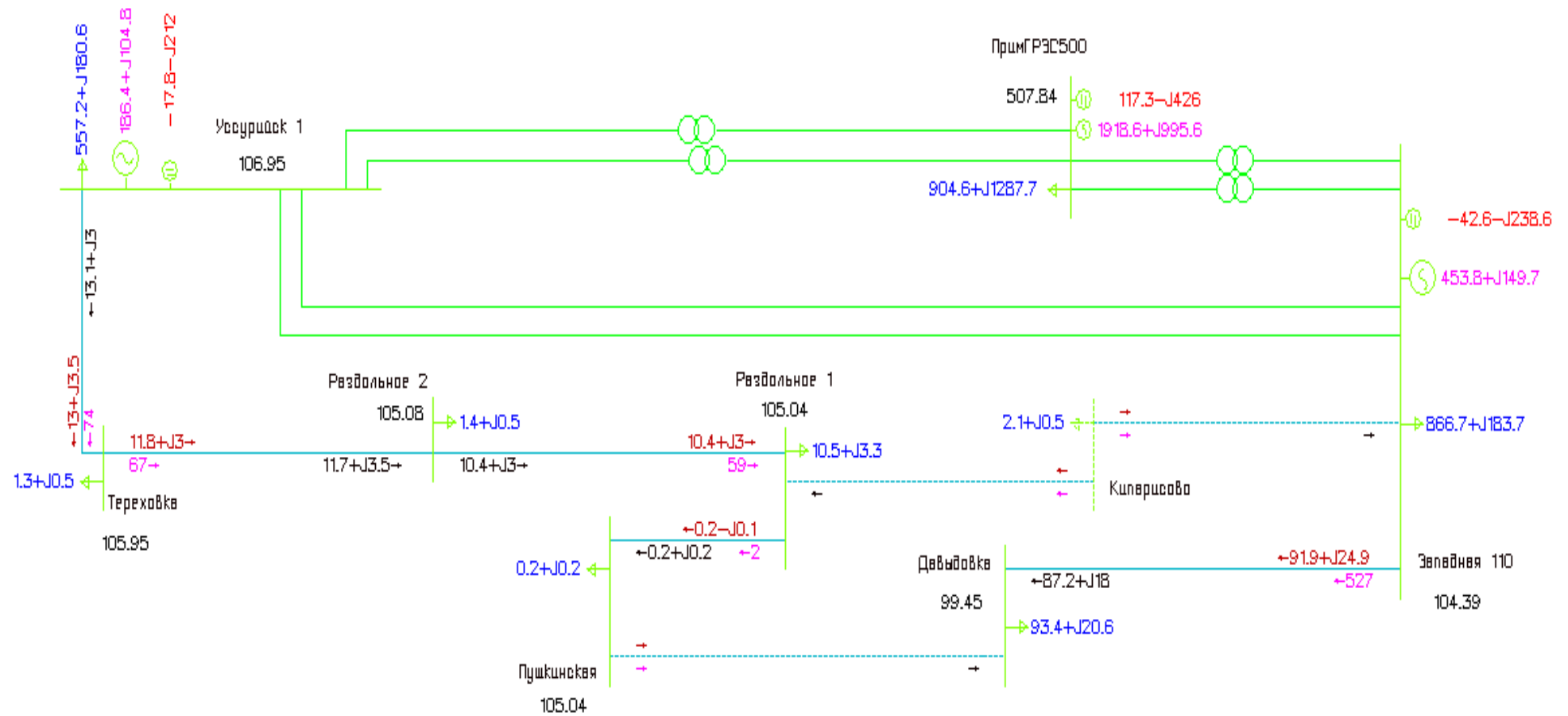


Рисунок Д.5 – Расчет наиболее тяжелого послеаварийного режима 2029 года до замены провода на ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка

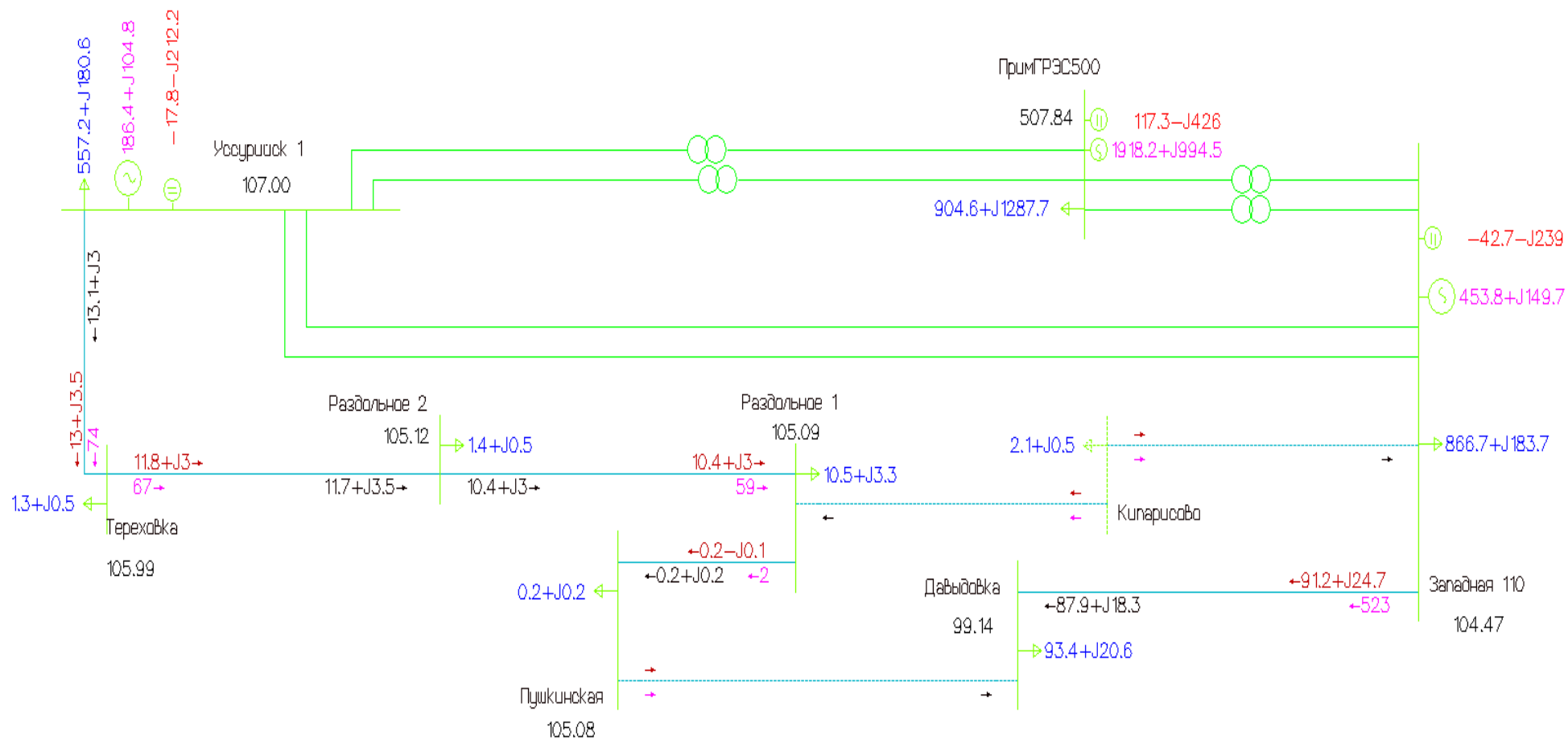


Рисунок Д.6 – Расчет наиболее тяжелого послеаварийного режима 2029 года после замены провода на ВЛ 110 кВ
Западная – Давыдовка

**Приложение Е. Результаты расчета электрических режимов для апробации разработанной методики в
активно-адаптивной сети**

Таблица Е.1 – Данные по узлам выделенной части электрической сети для режима зимнего максимума 2024 года

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
База	841	Приморская ГРЭС 1СШ 500 кВ	500	0,0	0,0	17,5	5,2	514,7	514,7	-25,2
Нагр	302	ПС 110 кВ Давыдовка 1с	110						110,1	-54,7
Нагр	303	ПС 110 кВ Давыдовка с.т. Т-1	110						115,7	-58,2
Нагр	3032	ПС 110 кВ Давыдовка Т-1	6	6,60	1,60				6,5	-59,3
Нагр	3031	ПС 110 кВ Давыдовка 1с	35						38,5	-58,1
Нагр	304	ПС 110 кВ Давыдовка 2с	110						110,1	-54,7
Нагр	335	ПС 110 кВ Давыдовка с.т. Т-2	110						120,3	-56,1
Нагр	3051	ПС 110 кВ Давыдовка 2с	35						38,3	-56,1
Нагр	3001	ПС 110 кВ Пушкинская 1с	110						111,5	-53,7
Нагр	3002	ПС 110 кВ Пушкинская 2с	110						111,5	-53,7
Нагр	3003	ПС 110 кВ Пушкинская с.т. Т-1	110						100,8	-53,7
Нагр	3004	ПС 110 кВ Пушкинская с.т. Т-2	110						100,8	-53,8
Нагр	3005	ПС 110 кВ Пушкинская 1с	10						9,7	-53,7
Нагр	3006	ПС 110 кВ Пушкинская 2с	10	0,2					9,7	-53,8
Нагр	3008	ПС 110 кВ Пушкинская 2с	35						33,8	-53,8
Нагр	336	ПС 110 кВ Раздольное-1	110						111,9	-53,4
Нагр	337	ПС 110 кВ Раздольное-1 с.т. Т-1	110						104,0	-58,6
Нагр	339	ПС 110 кВ Раздольное-1	10	7,7					9,9	-60,7
Нагр	338	ПС 110 кВ Раздольное-1	35						34,8	-58,6
Нагр	340	ПС 110 кВ Раздольное 2	110	2,3					111,9	-53,4
Нагр	346	ПС 110 кВ Тереховка	110	2,6					112,6	-52,9
Нагр	350	отп. на ПС Кипарисово	110						112,5	-53,2
Нагр	351	ПС 110 кВ Кипарисово	110	4,4					112,5	-53,2
Нагр	352	ПС 110 кВ Надежденская/т	110	10,2					114,1	-51,9
Нагр	306	ПС 110 кВ Шахта-7 1с-110	110	10,3					115,7	-51,9
Нагр	31	ПС 110 кВ Западная 1с	110						114,2	-52,5

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
Нагр	33	ПС 110 кВ Западная 2с	110						114,2	-52,5
Нагр	32	ПС 110 кВ Западная с.т Т-1	110						111,0	-57,0
Нагр	3211	ПС 110 кВ Западная 1с	6	28,4					6,2	-60,1
Нагр	34	ПС 110 кВ Западная с.т Т-2	110						111,2	-57,3
Нагр	3411	ПС 110 кВ Западная 2с	6						6,2	-60,1
Нагр	500	отп. на ПС Западная	220						228,6	-46,5
Нагр	501	ПС 110 кВ Западная	220						228,6	-46,5
Нагр	502	ПС 220 кВ Западная с.т. Т-3	220						220,8	-51,0
Нагр	141	ПС 110 кВ Западная 2с	35						37,2	-57,3
Нагр	146	ПС 110 кВ Западная 1С	35						36,8	-51,0
Нагр	147	ПС 220 кВ Западная 35 - Заводская №2	35						36,8	-51,0
Нагр	150	ПС 220 кВ Западная 35 - Надеждинская	35						36,8	-51,1
Нагр	158	ПС 220 кВ Западная 35 - Заводская №1	35						37,2	-57,4
Нагр	161	ПС 220 кВ Западная 35 - Артемовская	35						36,8	-51,0
Нагр	162	ПС 220 кВ Западная 35 Т-3	35						36,8	-51,0
Нагр	163	ПС 220 кВ Западная 35 Т-2	35						37,2	-57,3
Нагр	164	ПС 220 кВ Западная 35 Т-1	35						37,2	-57,0
Нагр	700	ПС 110 кВ Уссурийск-1 1с	110						113,4	-52,1
Нагр	7025	ПС 110 кВ Уссурийск-1 2с	110						113,4	-52,2
Нагр	778	ПС 110 кВ Уссурийск-1 с.т. Т-1	110						120,1	-56,8
Нагр	7021	ПС 110 кВ Уссурийск-1 1с	35						38,5	-56,8
Нагр	7018	ПС 110 кВ Уссурийск-1 1с	6	1,0					6,8	-56,9
Нагр	779	ПС 110 кВ Уссурийск-1 с.т. Т-2	110						111,9	-55,5
Нагр	7020	ПС 110 кВ Уссурийск-1 2с	35						37,5	-55,5
Нагр	7019	ПС 110 кВ Уссурийск-1 2с	6	12,5					6,4	-56,9
Нагр	332	отп.2 на ПС Кролевцы	110						117,5	-50,8
Нагр	333	отп.1 на ПС Кролевцы	110						117,7	-50,8
Нагр	314	ПС 110 кВ Кролевцы 2с	110						117,4	-50,8
Нагр	315	ПС 110 кВ Кролевцы с.т. Т-2	110						105,5	-54,8
Нагр	316	ПС 110 кВ Кролевцы с	35						35,3	-54,7
Нагр	334	ПС 110 кВ Кролевцы 2с	6	7,2	4,2				5,9	-56,2
Нагр	325	ПС 110 кВ Кролевцы 1с	110						117,6	-50,8
Нагр	326	ПС 110 кВ Кролевцы с.т. Т-1	110						115,3	-54,1

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
Нагр	328	ПС 110 кВ Кролевцы с	35						38,6	-54,1
Нагр	327	ПС 110 кВ Кролевцы 1с	6	3,6	1,1				6,6	-54,7
Нагр	30	Артемовская ТЭЦ 110	110	10,0	11,2				119,5	-50,2
Нагр	374	ПС 110 кВ Смоляниново/т	110	14,0	22,0				118,5	-50,4
Нагр	375	ПС 110 кВ Береговая-1	110	7,5	3,0				120,2	-50,5
Нагр	376	ПС 110 кВ Береговая-2 2с	110						120,4	-50,4
Нагр	377	ПС 110 кВ Береговая-2 1с	110						120,4	-50,4
Нагр	46	ПС 110 кВ Садовая 1с	110	1,7	0,7				120,2	-50,5
Нагр	47	ПС 110 кВ Садовая 2с	110	2,6	1,0				120,2	-50,5
Ген	391	АТЭЦ Г5	10	10,4	8,8	82,8	59,4	10,4	10,4	-46,7
Ген	392	АТЭЦ Г6	10	9,3	8,5	82,8	59,4	10,4	10,4	-46,6
Ген	393	АТЭЦ Г7	10	8,8	6,9	69,9	53,1	10,5	10,5	-46,7
Ген	394	АТЭЦ Г8	10	11,3	9,1	72,9	57,2	10,0	10,0	-43,3

Таблица Е.2 – Данные по ветвям выделенной части сети 110 кВ для режима зимнего максимума 2024 года до замены провода на ВЛ 110 кВ Западная - Давыдовка

Тип	№_нач	№_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач	I_max	dP	dQ
ЛЭП	31	304	ПС 110 кВ Западная 1с – ПС 110 кВ Давыдовка 2с	5,46	8,98	-51,63	-62,64	-14,44	325,8	1,74	2,85
Выкл	302	304	ПС 110 кВ Давыдовка 1с – ПС 110 кВ Давыдовка 2с				26,52	6,36	143,0		
ЛЭП	3002	302	ПС 110 кВ Пушкинская 2с – ПС 110 кВ Давыдовка 1с	6,49	13,76	-88,43	-16,84	-3,34	90,0	0,16	0,33
Выкл	3001	3002	ПС 110 кВ Пушкинская 1с – ПС 110 кВ Пушкинская 2с				-17,05	-3,40	90,1		
ЛЭП	336	3001	ПС 110 кВ Раздольное 1 – ПС 110 кВ Пушкинская 1с	1,83	3,88	-24,91	-17,11	-3,20	90,1	0,04	0,09
ЛЭП	33	350	ПС 110 кВ Западная 2с - отп. на Кипарисово	5,17	8,87	-55,19	-22,43	-7,78	121,3	0,23	0,39
ЛЭП	350	351	отп Кипарисово - Кипарисово	0,01	0,01	-0,10	-4,40	-1,80	24,4	0,00	0,00

Тип	№_нач	№_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач	I max	dP	dQ
ЛЭП	350	336	отп. Кипарисово – ПС 110 кВ Раздольное 1	2,34	4,01	-24,99	-17,80	-6,30	97,5	0,07	0,11
ЛЭП	340	336	ПС 110 кВ Раздольное 2 - ПС 110 кВ Раздольное1	0,20	0,34	-2,13	-11,70	-0,01	60,4	0,00	0,00
ЛЭП	340	346	ПС 110 кВ Раздольное 2 - ПС 110 кВ Тереховка	5,05	8,66	-53,88	14,00	0,51	72,3	0,08	0,14
ЛЭП	700	346	ПС 110 кВ Уссурийск-1 1с - ПС 110 кВ Тереховка	5,48	9,39	-58,48	-16,80	0,38	85,6	0,12	0,21
ЛЭП	30	7025	Артемовская ТЭЦ 110 - ПС 110 кВ Уссурийск-1 2с	10,21	25,42	-159,56	-25,93	-17,30	156,7	0,72	1,80
ЛЭП	30	306	Артемовская ТЭЦ 110 - ПС 110 кВ Шахта-7 1с-110	2,79	6,07	-39,21	-85,52	-35,36	448,2	1,68	3,65
ЛЭП	262	31	ПС 110 кВ Шахта-7 2с-110 - ПС 110 кВ Западная 1с	1,68	2,74	-15,51	-62,34	-26,73	338,9	0,58	0,94
Выкл	31	33	ПС 110 кВ Западная 1с - ПС 110 кВ Западная 2с				-21,88	-7,33	116,7		
Выкл	262	306	ПС 110 кВ Шахта-7 2с – ПС 110 кВ Шахта-7 1с				73,54	28,93	394,4		
ЛЭП	31	352	ПС 110 кВ Западная 1с - ПС 110 кВ Надежденская/т	3,36	7,12	-45,79	13,32	-6,80	77,1	0,06	0,12
Выкл	314	325	ПС 110 кВ Кролевцы 2с - ПС 110 кВ Кролевцы 1с	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
Выкл	316	328	ПС 110 кВ Кролевцы с - ПС 110 кВ Кролевцы с	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
ЛЭП	31	333	ПС 110 кВ Западная 1с - отп.1 на ПС Кролевцы	5,97	11,00	-81,42	42,50	13,45	225,4	0,90	1,67
ЛЭП	33	332	ПС 110 кВ Западная 2с - отп.2 на ПС Кролевцы	5,94	10,95	-81,03	41,88	12,32	220,8	0,86	1,59
ЛЭП	332	314	отп.2 на ПС Кролевцы - ПС 110 кВ Кролевцы 2с	0,33	0,71	-4,53	-16,15	-9,33	91,8	0,01	0,02
ЛЭП	333	325	отп.1 на ПС Кролевцы - ПС 110 кВ Кролевцы 1с	0,33	0,71	-4,56	-13,86	-4,78	72,0	0,01	0,01
ЛЭП	353	333	отп. на ПС - отп.1 на ПС Кролевцы	1,61	2,97	-21,99	-57,69	-19,27	295,7	0,42	0,78

Тип	№_нач	№_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач	I max	dP	dQ
ЛЭП	354	332	отп. на ПС - отп.2 на ПС Кролевцы	1,65	3,04	-22,48	-59,37	-22,71	309,1	0,47	0,87
ЛЭП	30	353	Артемовская ТЭЦ 110 - отп. на ПС	0,56	1,03	-7,60	-36,41	-40,52	263,7	0,12	0,21
ЛЭП	30	354	Артемовская ТЭЦ 110 - отп. на ПС	0,56	1,03	-7,64	-37,17	-42,23	272,3	0,12	0,23
Выкл	376	377	ПС 110 кВ Береговая-2 2с - ПС 110 кВ Береговая-2 1с	0,00	0,00	0,00	17,75	16,77	117,1		
ЛЭП	374	46	ПС 110 кВ Смоляниново/т - ПС 110 кВ Садовая 1с	8,44	14,00	-79,53	5,33	11,71	62,7	0,09	0,15
ЛЭП	375	376	ПС 110 кВ Береговая-1 - ПС 110 кВ Береговая-2 2с	0,26	0,47	-49,05	29,13	28,51	195,8	0,03	0,05
ЛЭП	30	374	Артемовская ТЭЦ 110 - ПС 110 кВ Смоляниново/т	2,81	9,72	-89,97	-8,70	-9,13	65,6	0,03	0,12
ЛЭП	47	375	ПС 110 кВ Садовая 2с - ПС 110 кВ Береговая-1	0,11	0,32	-80,94	9,72	12,43	75,8	0,00	0,01

Рисунок Е.1 – ПС Западная в режиме зимнего максимума 2024 года

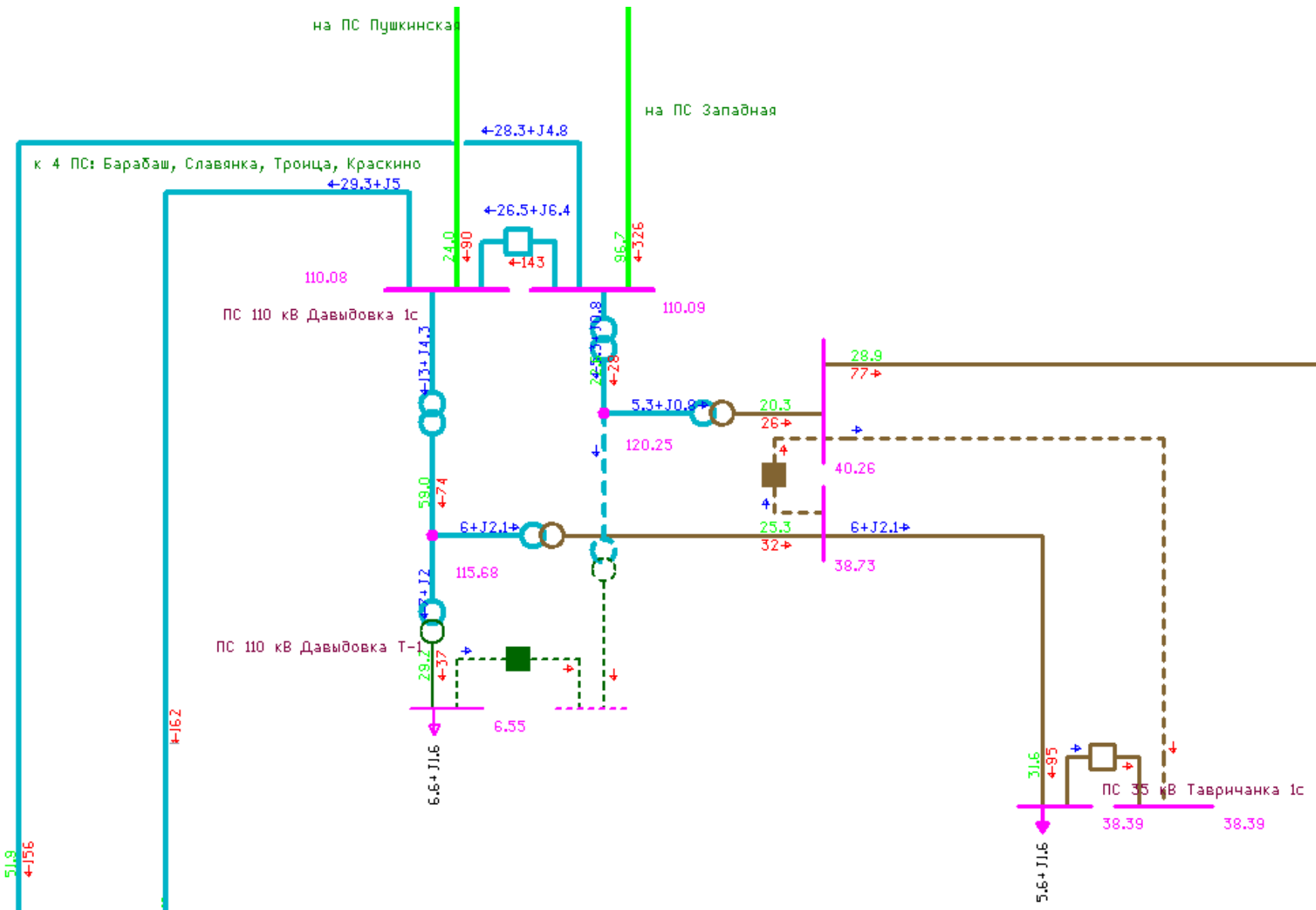


Рисунок Е.2 – ПС Давыдовка в режиме зимнего максимума 2024 года

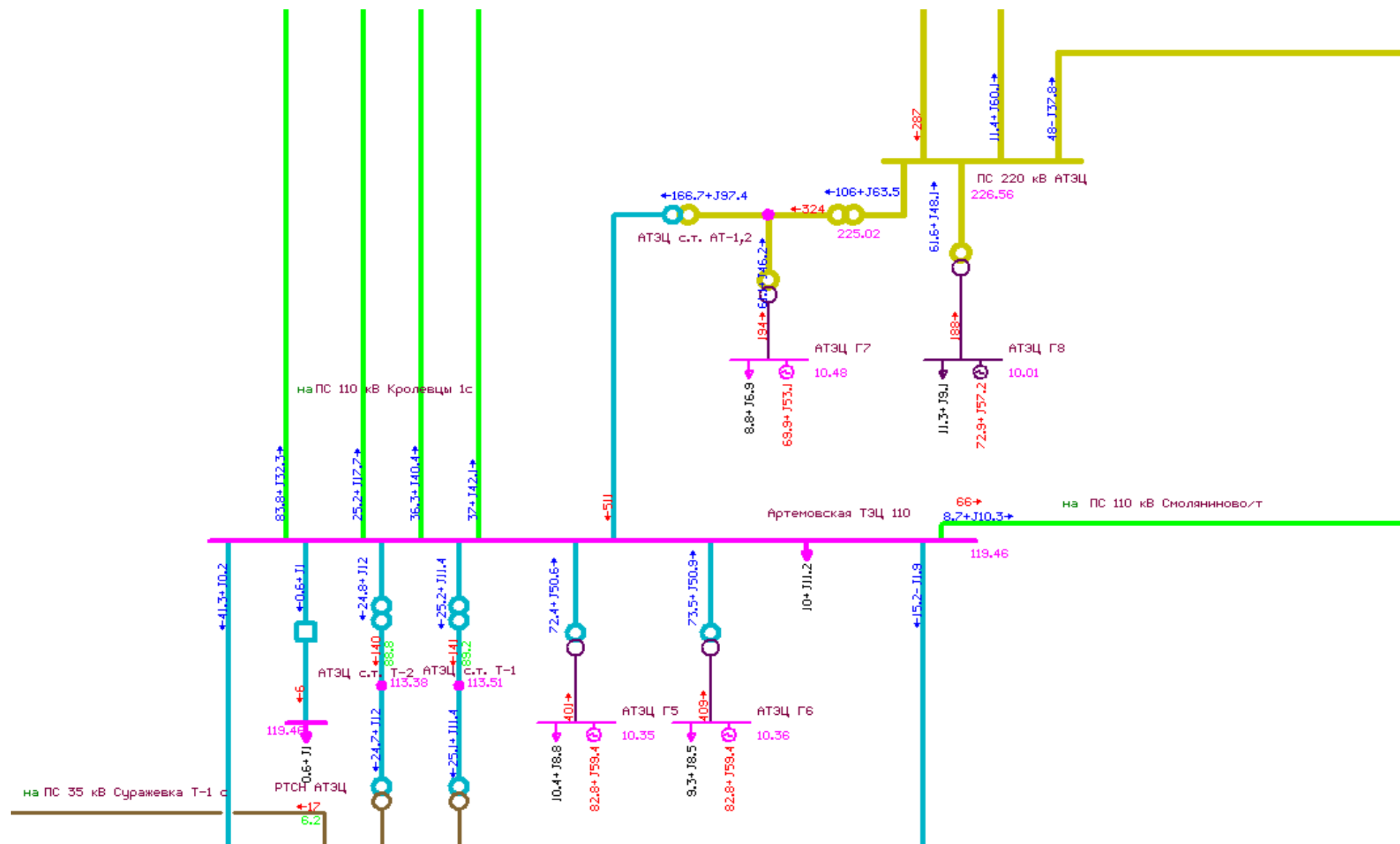


Рисунок Е.3 – Артемовская ТЭЦ в режиме зимнего максимума 2024 года

Приложение Ж. Акты внедрения

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель Генерального

директора – главный инженер

АО «ДРСК»

А.А. Воробьев



» июня 2025 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования по теме
«Разработка методики выбора проводов для линий электропередачи в
активно-адаптивных сетях» в производственную деятельность
Акционерного общества «Дальневосточная распределительная сетевая
компания» (АО «ДРСК»)

Результаты диссертационного исследования по теме «Разработка методики выбора проводов для линий электропередачи в активно-адаптивных сетях» (далее – результаты исследования), выполненного Варыгиной Александрой Олеговной, ведущим инженером производственной службы АО «ДРСК», внедрены в производственную деятельность АО «ДРСК».

В рамках инновационной деятельности АО «ДРСК» результаты исследования использованы при формировании технического задания на выполнение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по Договору от 17.04.2018 № 169 «Разработка композитного сердечника для проводов ЛЭП на основе термопластичных смол (НИОКР)» и приёмке отчетных материалов от Исполнителя. Это способствовало разработке отечественного провода с композитным сердечником из термообработанного алюминия АКС (Т) и внедрению провода АКС (Т) 153/28 на ВЛ 35 кВ Белогорская – Промышленная 1,2 филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» в рамках проекта реконструкции. Реконструкция ВЛ 35 кВ с применением

Рисунок Ж.1 – Акт внедрения результатов диссертационной работы в производственную деятельность АО «ДРСК» (лист 1 из 2)

провода АКС(Т) 153/28, имеющим допустимый длительный ток 817 А, позволила увеличить пропускную способность линии более, чем в 2 раза, снизить эксплуатационные издержки и обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей г. Белогорска. Ранее на ВЛ 35 кВ Белогорская – Промышленная 1,2 использовался провод АС 120/19, который, с учётом заявок на технологическое присоединение, не мог обеспечить требуемую нагрузку.

В рамках эксплуатационной деятельности АО «ДРСК» результаты исследования используются для формирования технических заданий на проектирование воздушных линий электропередачи.

Настоящий акт составлен для подтверждения факта внедрения результатов диссертационного исследования Варьгиной А.О. по теме «Разработка методики выбора проводов для линий электропередачи в активно-адаптивных сетях» в производственную деятельность АО «ДРСК» и их практической ценности.

Начальник производственной службы

«03» июля 2025 г.



А.К. Сергеев

Начальник службы линий

«03» июля 2025 г.



Д.Ю. Жданкин

Рисунок Ж.1 – Акт внедрения результатов диссертационной работы в производственную деятельность АО «ДРСК» (лист 2 из 2)

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной
и научной работе,

д-р пед. наук, профессор

 А.В. Лейфа

« 22 » 04 2024 г.



АКТ


о внедрении результатов диссертационного исследования по теме
«Разработка методики выбора проводов для линий электропередачи в
активно-адаптивных сетях» в учебный процесс

Результаты диссертационного исследования по теме «Разработка методики выбора проводов для линий электропередачи в активно-адаптивных сетях», выполненные Варыгиной Александрой Олеговной, аспиранткой кафедры энергетики Энергетического факультета,
внедрены в учебный процесс на основании заседания кафедры энергетики, протокол от 18.04.2024 № 8.

Результаты диссертационного исследования внедрены в учебный процесс в 2023-2024 учебном году по дисциплинам «Электроэнергетические системы и сети», «Специальный курс электрических сетей».

Заведующий кафедрой энергетики  Н.В. Савина

« 19 » 04 2024 г.

Начальник учебно-методического управления  Н.А. Чалкина

« 19 » 04 2024 г.

Рисунок Ж.2 – Акт внедрения результатов диссертационной работы в учебный процесс ФГБОУ ВО «АмГУ» в 2023-2024 учебном году

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной
и научной работе,

д-р пед. наук, профессор

 А.В. Лейфа

«15» января 2025 г.



АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования по теме
«Разработка методики выбора проводов для линий электропередачи в
активно-адаптивных сетях» в учебный процесс

Результаты диссертационного исследования по теме «Разработка методики выбора проводов для линий электропередачи в активно-адаптивных сетях», выполненные Варыгиной Александрой Олеговной, аспиранткой кафедры энергетики Энергетического факультета,
внедрены в учебный процесс на основании заседания кафедры энергетики, протокол от 06.09.2024 № 1.

Результаты диссертационного исследования внедрены в учебный процесс, начиная с 2024-2025 учебного года, по дисциплинам «Электроэнергетические системы и сети», «Специальный курс электрических сетей».

Заведующий кафедрой энергетики  Н.В. Савина

«14» января 2025 г.

Начальник учебно-методического управления  Н.А. Чалкина

«14» января 2025 г.

Рисунок Ж.3 – Акт внедрения результатов диссертационной работы в учебный процесс ФГБОУ ВО «АмГУ», начиная с 2024-2025 учебного года