

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



Утеулиев Бауыржан Айдилдаевич

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ОЦЕНКИ
ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

Специальность 05.14.02 - «Электрические станции и электроэнергетические
системы»

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Целебровский Юрий Викторович

Новосибирск – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|-----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 4 |
| 1 АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ВОЗДУШНЫМ ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ..... | 11 |
| 1.1 Показатели надежности воздушных линий электропередачи | 11 |
| 1.2 Анализ опубликованных материалов по отказам воздушных линий электропередачи | 15 |
| 1.3 Методы оценки технического состояния воздушных линий электропередачи и определение ее физического износа..... | 20 |
| 1.4 Методы оценки остаточного ресурса объекта..... | 26 |
| Задачи исследования..... | 37 |
| 2 АНАЛИЗ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН..... | 39 |
| 2.1 Разработка структуры воздушных линий электропередачи с учетом конструктивных особенностей и задач оценки остаточного ресурса..... | 39 |
| 2.2 Статистика аварийных отключений воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше..... | 46 |
| 2.3 Анализ отказов воздушных линий электропередачи | 50 |
| 2.4 Расчет показателей надежности элементов, приводящих к отказу воздушных линий электропередачи | 67 |
| Выводы | 70 |
| 3 ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОРАХ..... | 72 |
| 3.1 Оценка технического состояния железобетонных опор..... | 72 |
| 3.2 Оценка технического состояния проводов и грозозащитных тросов..... | 81 |
| 3.3 Методика определения остаточного ресурса воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах..... | 82 |
| Выводы | 112 |

| | |
|--|-----|
| 4 ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ФИЗИЧЕСКОГО ИЗНОСА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ | 115 |
| 4.1 Модернизация прямого метода оценки физического износа воздушных линий электропередачи | 115 |
| 4.2 Модернизация косвенного метода оценки физического износа воздушных линий электропередачи | 121 |
| Выводы | 129 |
| 5 ВНЕДРЕНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В АО «КЕГОС» | 131 |
| 5.1 Анализ результатов диагностики железобетонных опор..... | 131 |
| 5.2 Пример расчета прогнозирования остаточного ресурса действующей воздушной линии электропередачи Республики Казахстан..... | 132 |
| 5.3 Сравнительный анализ сроков реконструкции при оценке остаточного ресурса воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах в АО «КЕГОС» | 145 |
| Выводы | 147 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 148 |
| СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ..... | 153 |
| СПИСОК ТЕРМИНОВ | 154 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... | 155 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А Таблицы показателей надежности..... | 168 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б Зависимости потока отказов воздушных линий электропередачи из-за повреждений элементов от срока службы..... | 176 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ В Вероятности отказа воздушных линий электропередачи из-за повреждений элементов..... | 186 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Г Диаграммы термического воздействия тока короткого замыкания | 195 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Д Акт внедрения АО «КЕГОС» | 201 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Проблема надежности электроэнергетических систем является ключевой в электроэнергетике. В отдельных энергетических системах число аварий в течение года достигает нескольких десятков, а годовой недоотпуск электроэнергии в результате аварий – несколько миллионов киловатт-часов. При такой высокой аварийности в энергосистемах оценка остаточного ресурса отдельных видов установок и поиск путей повышения надежности в ходе эксплуатации становятся первоочередными задачами [6].

Надежность электроэнергетической системы во многом связана с надежностью электрических сетей и, в частности, с надежностью воздушных линий электропередачи (ВЛ). Электроэнергетические системы России включают в себя более 460 тыс. км ВЛ. Казахстанская компания АО «KEGOC» объединена ВЛ протяженностью более 25 тыс. км. Подавляющее большинство ВЛ построены более 40 лет назад, существуют и ВЛ со сроком службы более 50 лет. Элементы таких линий вошли или начинают входить в период старения, что увеличивает число отказов ВЛ. Многие электросетевые организации не могут позволить себе массовое строительство ВЛ взамен устаревших, и проблема обеспечения надежности электроснабжения с использованием стареющих ВЛ является актуальной. Это ставит на первый план задачи минимизации числа отказов действующих ВЛ и максимального продления срока их службы путём ремонтов, замен и реконструкций.

В свете сказанного определение числа ремонтов и сроков реконструкции ВЛ с учетом остаточного ресурса, является актуальной технической и экономической задачей. В основе определения остаточного ресурса должна лежать оценка технического состояния элементов ВЛ.

В электроэнергетической отрасли разработано немало нормативных документов по оценке технического состояния ВЛ, но практически отсутствуют нормативно-технические рекомендации по оценке показателя физического износа

ВЛ и прогнозированию их остаточного ресурса. Многие специализированные организации по результатам обследования предоставляют электросетевым компаниям только технический отчет о текущем состоянии ВЛ, и не берут на себя ответственности в части определения степени физического износа и остаточного ресурса ВЛ. Оценка этих показателей ВЛ, как многоэлементного объекта, остается за их владельцами, не имеющими ни критериев, ни методов и средств такой оценки.

При проведении обследования практически все старые ВЛ имеют многочисленные дефекты, и в этом случае необходима обоснованная методика для выбора тех ВЛ, которые необходимо реконструировать в первую очередь с учетом ограниченного финансирования.

Вышеназванную задачу нельзя решить без научного обоснования и разработки методов и средств оценки остаточного ресурса ВЛ. Это и послужило основанием для выбора темы диссертационной работы.

Цель работы. Разработка методов определения остаточного ресурса ВЛ на основе данных о техническом состоянии их элементов, с учётом выполняемых ремонтов и замен оборудования.

Задачи работы. Для достижения цели поставлены и решены следующие задачи:

1. Разработка компонентной структуры ВЛ для оценки показателя физического износа ВЛ по компонентам.
2. Анализ аварийных отключений и повреждений действующих ВЛ по климатическим районам и по классам напряжения. Расчет показателей надежности по элементам, приводящим к отказу ВЛ.
3. Анализ наиболее повреждаемых элементов в компонентной структуре ВЛ. Выбор компонентов для оценки остаточного ресурса ВЛ.
4. Анализ факторов, влияющих на остаточный ресурс компонентов.
5. Выявление и анализ физических признаков сокращения остаточного ресурса.
6. Разработка прямого и косвенного метода оценки показателя физического износа и формулировка рекомендаций по продлению ресурса эксплуатируемой ВЛ

с учетом выполняемых ремонтов и замен элементов.

7. Оценка остаточного ресурса действующей ВЛ на примере электрических сетей Республики Казахстан и определение сроков реконструкции ВЛ.

Объект исследования. ВЛ напряжением 220 кВ и выше.

Предмет исследования. Методы расчетной оценки остаточного ресурса отдельных элементов ВЛ и показателя физического износа ВЛ в целом.

Методы исследования. В работе собраны статистические данные по отказам действующих ВЛ. При анализе этих данных и решении вышеназванных задач использованы положения теории вероятностей, теории случайных процессов, теории надежности систем. Применены методы диагностики технического состояния элементов ВЛ.

Научная новизна.

1. Предложена новая постановка задачи оценки остаточного ресурса ВЛ, заключающаяся:

- в группировке элементов ВЛ по трем компонентам (опорный, изолирующий и проводниковый);
- в выявлении уязвимых элементов, приводящих к отказам ВЛ;
- в оценке показателя физического износа ВЛ по характеристикам предложенных компонентов.

2. Введены и обоснованы следующие новые величины:

- коэффициент состояния бетона, который является исходным фактором для расчета остаточного ресурса железобетонных опор;
- коэффициент запаса прочности бетона, позволяющий определить приближенную фактическую прочность бетона центрифугированных железобетонных стоек опор.

3. Показано отсутствие корреляции ресурса проводов ВЛ с уровнем токов КЗ.

4. Разработан метод оценки остаточного ресурса ВЛ на железобетонных опорах. Этот метод включает гарантированный и остаточный ресурс ВЛ, а также прогнозируемые сроки проведения ремонтов и реконструкции.

5. Разработан прямой и косвенный метод оценки показателя физического

износа ВЛ, учитывающий ранее выполненную замену их элементов того или иного компонентов. Обоснована необходимость продления нормативного срока службы компонентов ВЛ на основе методов оценки остаточного ресурса.

Практическая значимость работы и реализация результатов работы. Разработанный в диссертации метод оценки остаточного ресурса ВЛ может применяться всеми организациями, эксплуатирующими ВЛ, а также специализированными и экспертными организациями, проводящими обследования ВЛ.

Результаты работы использованы для оценки остаточного ресурса ВЛ в АО «КЕГОС». Запланировано их применение при реализации проекта по реконструкции ВЛ, в котором предусмотрены обследования и реконструкция ВЛ филиалов АО «КЕГОС» Межсистемные электрические сети.

Достоверность и обоснованность. Основные положения и выводы работы имеют строгое теоретическое обоснование с использованием теории надёжности, и подтверждаются результатами диагностики и практикой эксплуатации ВЛ АО «КЕГОС».

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Полученные основные научные результаты соответствуют пунктам 5 «Разработка методов диагностики электрооборудования электроустановок» и 11 «Разработка методов анализа структурной и функциональной надёжности электроэнергетических систем и систем электроснабжения» паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы».

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Для планирования работ по техническому обслуживанию и ремонту в автоматизированных системах управления производственными активами и оценки показателя физического износа ВЛ необходимо и достаточно структурировать ВЛ по трем компонентам: опорный, проводниковый и изолирующий компоненты, отнести к каждому из них соответствующую группу элементов ВЛ.

2. Остаточный ресурс ВЛ рассчитывается как минимум по опорным и

проводниковым компонентам, имеющим разную динамику изменения параметров фактического состояния во времени, с целью сопоставления их остаточных ресурсов для оценки сроков реконструкции ВЛ в целом.

3. Показатель физического износа ВЛ следует пересчитывать после проведения обследования, а также после замен компонентов ВЛ при реконструкции. В зависимости от объема реконструкции ВЛ в дальнейшем необходимо продлевать нормативный срок службы отдельных компонентов ВЛ и ресурс ВЛ в целом.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационного исследования докладывались и обсуждались:

1) на рабочих совещаниях с начальниками служб ЛЭП филиалов АО «КЕГОС» Межсистемные электрические сети, в апреле 2015 года и в апреле 2016 года в г. Астана (Республика Казахстан);

2) на Международном производственно-техническом семинаре «Современные методы проектирования, строительства, монтажа, эксплуатации воздушных и кабельных линий электропередачи, электрических станций и подстанций», организованным Союзом инженеров-энергетиков Республики Казахстан, 25-27 февраля 2015 года в г. Алматы (Республика Казахстан);

3) на Международной IEEE-Евразийской конференции по энергетике, приуроченная к международной выставке ASTANA EXPO-2017 и тринадцатой IEEE-Сибирской конференции, посвящённая достижениям в области разработки и создания систем управления и связи, 29-30 июня 2017 года в г. Астана (Республика Казахстан);

4) на Международном научном семинаре имени Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», организованном Институтом систем энергетики имени М.А. Мелентьева СО РАН совместно с Петербургским энергетическим институтом повышения квалификации и ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» Кыргызской Республики, 11-15 сентября 2017 года в г. Чолпон-Ата (Кыргызская Республика);

5) в V Международной научно-практической конференции «Опоры и

фундаменты для умных сетей: инновации в проектировании и строительстве», организованным ООО «Международная ассоциация фундаментостроителей», 4-6 июля 2018 года в г. Санкт-Петербург (Российская Федерация).

Публикации по теме исследования. По результатам исследования опубликовано 13 печатных работ, в том числе:

- 1) 2 научных статьи в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень рекомендованных изданий ВАК Российской Федерации;
- 2) 1 статья в Сборнике научных трудов Международной IEEE Сибирской конференции по управлению и связи (SIBCON);
- 3) 1 статья в Сборнике научных трудов 89 заседания Международного научного семинара имени Ю.Н. Руденко. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики;
- 4) 2 статьи в Сборнике докладов V Международной научно-практической конференции «Опоры и фундаменты для умных сетей: инновации в проектировании и строительстве»;
- 5) 1 статья в научном журнале Российской Федерации;
- 6) 1 статья в E3S Web of Conferences RSES 2017;
- 7) 5 статьями в научных журналах Республики Казахстан.

Личный вклад. Основные положения разработаны самостоятельно, а именно:

- 1) выполнен анализ повреждений ВЛ АО «KEGOC» с целью выявления повреждаемых элементов, приводящих к отказу ВЛ;
- 2) разработана структура ВЛ с разделением на компоненты для оценки показателя физического износа ВЛ;
- 3) введен коэффициент состояния бетона, позволяющий оценить остаточный ресурс железобетонных опор;
- 4) введен коэффициент запаса прочности бетона, позволяющий определить приближенную фактическую прочность бетона центрифугированных железобетонных стоек опор;
- 5) разработан прямой и косвенный метод оценки показателя физического

износа ВЛ отдельно по компонентам;

б) разработан метод оценки остаточного ресурса на примере ВЛ АО «КЕГОС».

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованной литературы, включающего 115 наименований и 5 приложений. Общий объем работы составляет 201 страниц, включая 44 таблиц и 57 рисунков.

1 АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ВОЗДУШНЫМ ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Показатели надежности воздушных линий электропередачи

Надежность энергетических объектов означает свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [29]. С позиции надежности наиболее существенными процессами являются: функционирование и целенаправленное изменение объекта, взаимодействие объекта со средой, старение (деградация материала), восстановительные и ремонтные воздействия на объект. В результате наложения и взаимодействия этих процессов друг на друга, возникают определенные события, и объект принимает различные состояния, существенно влияющие на выполняемые им функции. Событиями являются отказ и восстановление, а состоянием – работоспособным и неработоспособным [46].

Отказы ВЛ [46] классифицируются на:

- 1) устойчивые (повреждения) и сбои (отключения с успешным АПВ);
- 2) внезапные (случайное наступление отказа) и постепенные (связанные с достижением предельного состояния);
- 3) полные (аварийное отключение всех фаз) и частичные (отключение одной фазы);
- 4) независимые и зависимые (от отказов других объектов).

Работоспособное состояние ВЛ подразделяется на рабочее состояние (выполняет свои функции) и нерабочее состояние (находится под охранным напряжением).

Неработоспособное состояние ВЛ может быть трех видов:

- 1) состояние предупредительного ремонта (работы по выявлению, предупреждению и устранению неисправностей, которые могут привести к

отказам);

2) состояние аварийного ремонта (работы по восстановлению его работоспособности, нарушенной в результате отказа);

3) предельное состояние (старение ВЛ, при котором ее дальнейшая эксплуатация прекращается из-за снижения эффективности проводимых ремонтов).

Надежность в целом является комплексным свойством, которое может включать ряд отдельных свойств, в зависимости от назначения ВЛ и условий ее эксплуатации. По типу описываемых событий и состояний выделяют два свойства надежности первого уровня [46]:

1) безотказность – свойство ВЛ непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или заданной наработки;

2) восстанавливаемость – свойство ВЛ быть приспособленной к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов и их устранению.

Показателем надежности является техническая характеристика, количественным образом определяющая одно или нескольких свойств, составляющих надежность объекта [4, 101, 103, 104]. Работоспособность ВЛ восстанавливается ремонтом или заменой их элементов. Таким образом, ВЛ относятся к восстанавливаемому объекту, и для ВЛ основными показателями надежности являются показатели, приведенные в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Показатели надежности ВЛ

| № | Показатели | Формула | Статистическая оценка |
|---|--------------------------------|----------------------------------|--|
| 1 | Вероятность безотказной работы | $P(t) = \exp(-\lambda t)$ | $P^*(t) = \frac{N - n(t)}{N}$ |
| 2 | Вероятность отказа | $Q(t) = 1 - P(t)$ | |
| 3 | Интенсивность отказа | $\lambda(t) = \frac{a(t)}{P(t)}$ | $\lambda^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_{cp} \cdot \Delta t}$ |

| | | | |
|---|----------------------------------|--|--|
| 4 | Средняя наработка до отказа | $T = \frac{1}{\lambda}$ | $T^* = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{N}$ |
| 5 | Параметр потока отказов | $\omega = \lambda = \frac{1}{T} = const$ | $\omega^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N \cdot \Delta t}$ |
| 6 | Среднее время восстановления | - | $T_e = \frac{\sum_{i=1}^{N_e} t_i}{N_e}$ |
| 7 | Коэффициент вынужденного простоя | - | $K_e = \frac{T_e \omega}{8760 + T_e \omega}$ |

В таблице 1.1:

t – интервал времени рассматриваемого периода, лет.

t_i – время безотказной работы i -го объекта до отказа;

N – число объектов на эксплуатации;

$n(t)$ – число объектов, отказавших в течение времени t ;

$a(t)$ – частота отказов;

$n(\Delta t)$ – число отказавших объектов в интервале времени от $t - \frac{\Delta t}{2}$ до $t + \frac{\Delta t}{2}$

;

N_{cp} – среднее число исправно работающих объектов в интервале времени от

$t - \frac{\Delta t}{2}$ до $t + \frac{\Delta t}{2}$;

N_e – число объектов, поставленных на восстановление.

В [110] считают, что важнейшим показателем безотказности является параметр потока отказов, который можно рассматривать как сумму двух

различающихся потоков

$$\omega = \omega_1(t) + \omega_2, \quad (1.1)$$

где $\omega_1(t)$ – поток отказов, связанный с износом и старением элементов ВЛ и зависящий от срока службы;

ω_2 – поток отказов, определяемый внезапными внешними воздействиями.

Надёжность сложного устройства определяется надёжностью его элементов. В соответствии с ГОСТ 27.002-2015 [29] элементом называют любую часть, компонент, устройство, подсистему, функциональный модуль, оборудование или систему, которая может быть рассмотрена как самостоятельная единица. В литературе по ВЛ каждый автор по-своему понимает словосочетание «элементы ВЛ», не связывая это с целями расчета надёжности.

В.А. Веников [12] основными элементами ВЛ считает следующие: стойка, траверса, тросостойка, фундамент, изоляторы, провод и грозозащитный трос. При этом каждый из элементов дополнительно подразделяется по конструктивному исполнению. Провода подразделяются на однопроволочные, многопроволочные и пустотелые; изоляторы – на штыревые и подвесные; линейную арматуру – на поддерживающую, натяжную, защитную и соединительную. Опоры ВЛ В.А. Веников подразделяет как по конструктивному выполнению (свободностоящие опоры, опоры на оттяжках, одноцепные и двухцепные опоры), так и по назначению (анкерные, промежуточные, угловые). В указанной классификации не хватает, например, расщеплённых проводов, двухстоечных (портальных) опор, стержневых изоляторов и т.д.

В.И. Идельчик [42] в качестве конструктивных элементов ВЛ принимает следующие элементы: опора, изоляторы, провод, грозозащитный трос и линейная арматура. По конструкциям различает изоляторы и провода аналогично [12]; линейную арматуру – на сцепную, поддерживающую, натяжную и соединительную; опоры – на анкерные и промежуточные, а также на угловые и специальные (ответвительные, транспозиционные и переходные).

В [58] рассматривается техническое состояние ВЛ по следующим элементам: опора, фундамент, провода, тросы, изоляторы и линейная арматура.

1.2 Анализ опубликованных материалов по отказам воздушных линий электропередачи

1.2.1 Статистика устойчивых отключений воздушных линий электропередачи

По устойчивым отключениям ВЛ в [110] выделяют пять основных причин потери работоспособного состояния:

- 1) невыеясненные причины (27%);
- 2) климатические воздействия (38%);
- 3) дефекты эксплуатации (9%);
- 4) посторонние воздействия (22%);
- 5) дефекты монтажа и конструкции (4%).

В зависимости от напряжения ВЛ одни и те же факторы могут по-разному оказывать влияние на эксплуатируемые ВЛ (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Распределение устойчивых отключений ВЛ по разным причинам и номинальным напряжениям [110]

| Класс напряжения | Распределение отключений ВЛ, % | | | | | | | |
|------------------|--------------------------------|---------------------------|---------------|--------|---------------|-------------|---------|-----------------------|
| | Посторонние воздействия | Климатические воздействия | | | Дефекты | | | Невыеясненные причины |
| | | гроза | ветер-гололед | прочие | эксплу-атации | конструкции | монтажа | |
| 35 | 16,9 | 22,7 | 20,2 | 1,9 | 8,2 | 0,8 | 1,5 | 27,7 |
| 110 | 27,0 | 14,2 | 16,0 | 1,8 | 9,5 | 2,0 | 3,1 | 28,4 |

Продолжение таблицы 1.2

| | | | | | | | | |
|-----|------|------|------|-----|------|-----|-----|------|
| 220 | 19,4 | 15,3 | 19,1 | 1,3 | 7,6 | 5,7 | 4,0 | 27,6 |
| 330 | 20,3 | 9,3 | 15,6 | 1,9 | 5,9 | 3,5 | 4,9 | 38,5 |
| 500 | 15,1 | 15,1 | 16,5 | 1,0 | 11,8 | 3,2 | 1,2 | 36,0 |
| 750 | 9,0 | 15,5 | 18,5 | - | 8,8 | 5,4 | 4,4 | 39,4 |

Анализ данных таблицы 1.2 показывает, что корреляция доли отключений (по любой из причин) с классом напряжения практически отсутствует.

Существенную информацию для решения комплекса задач по повышению надежности и экономичности ВЛ дает анализ причин отказов их элементов (Таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Распределение отказов элементов ВЛ 35-500 кВ по причинам в процентах к общему числу отказов [110]

| Причина отказов | Распределение отказов по элементам, % | | | | |
|------------------------------------|---------------------------------------|---------------------|------------------|---------|-----------|
| | железобетонные опоры | металлические опоры | деревянные опоры | Провода | Изоляторы |
| Недостатки проектирования | 1,4 | 4,0 | 0,3 | 1,4 | 0,5 |
| Дефекты конструкции и изготовления | 3,3 | 2,3 | 0,4 | 1,3 | 9,0 |
| Дефекты монтажа | 18,0 | 12,0 | 0,4 | 7,7 | 0,9 |
| Недостатки эксплуатации | 0,8 | 0,9 | 28,5 | 7,7 | 1,5 |
| Климатические воздействия | 46,5 | 51,0 | 51,8 | 35,5 | 41,7 |
| Посторонние воздействия | 20,4 | 21,0 | 13,6 | 37,5 | 31,0 |
| Изменение свойств материалов | 0,7 | 4,4 | - | 4,5 | 3,8 |
| Другие причины | 8,9 | 4,4 | 5,0 | 44 | 11,6 |

Ниже приводится детальный анализ отказов по элементам ВЛ, имеющийся в литературе.

1.2.2 Отключения по причине повреждений опор и фундаментов

В [22, 80, 113] определили, что отказы из-за разрушения опор составляет 13%. При этом разрушения опор имеют наиболее тяжелые последствия и приводят к большим затратам, связанным с восстановлением ВЛ и недоотпуску электроэнергии. Показано, что существует существенная разница в повреждаемости железобетонных и металлических опор.

Основная причина разрушения металлических опор – это превышение реальных нагрузок и воздействий по сравнению с проектными, а также коррозионный износ элементов при длительной эксплуатации.

В [41] установили, что по степени значимости металлические опоры больше всего разрушаются из-за хищения элементов опор, а железобетонные – из-за сверх расчетных климатических нагрузок (гололед и ветер).

В соответствии с [53] отказы из-за влияния дефектов, а также гололедных нагрузок показаны в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Распределение отказов по видам опор и причинам отказов

| Причина отказов | Распределение отказов ВЛ по видам опор, % | | |
|---|---|----------------|------------|
| | металлические | железобетонные | деревянные |
| 1. Нагрузки и воздействия: | | | |
| а) ветер выше расчетного | 33,7 | 21,7 | 52,2 |
| б) ветер и гололед выше расчетного | 13,2 | 24,8 | 5,0 |
| 2. Качество проектирования, строительства и монтажа | 9,2 | 35,5 | 1,5 |
| 3. Качество эксплуатации | 26,9 | 18,0 | 41,0 |
| 4. Разбор конструкций посторонними лицами | 16,9 | - | 0,3 |

В [84] рассмотрена одна из причин падений опор, связанная с коррозией подземных анкерных узлов крепления тросовых оттяжек. Было выяснено:

1) для получения полной картины коррозионного состояния опор по ВЛ в

целом, выборочных вскрытий для проверки коррозионного состояния подземной части несущих конструкций опор недостаточно;

2) выявленные при обследовании подземные анкерные узлы опор с полной потерей сечения, либо близко к ней, указывают на то, что опора может длительное время находиться в аварийном состоянии и удерживаться от падения только силами сцепления этих конструкций с грунтом;

3) в оттяжках опор, образующих большие замкнутые контуры, наводятся от ВЛ переменные токи 8-10 А, которые способны усиливать скорость разрушения подземных соединений U-образных болтов и петель анкерных плит в 3-5 раз по сравнению с обычными условиями;

4) результаты проведенных обследований показали, что цинковое антикоррозионное покрытие на U-образных болтах и петлях анкерных плит не способно защитить подземные конструкции.

1.2.3 Отключения при повреждениях проводов и грозозащитных тросов

Значительное число отказов ВЛ является следствием повреждения проводов (52%) [80, 113].

Основные причины повреждений проводов и грозозащитных тросов – превышение гололедных нагрузок, износ от действий вибрации, пляски и коррозии. Отказы, связанные с потерей несущей способности проводов, носят износный характер и их число увеличивается примерно на 3-5% в год. Наиболее часто повреждаются провода на переходах через водные преграды в местах установки в роликовые подвесы. Известны случаи разрушения провода и самих подвесов после 8-10 лет эксплуатации, а в северных районах после 3-5 лет.

Подавляющее количество отказов проводов было зафиксировано при понижениях температуры (ниже минус 40⁰С) и, соответственно, при повышенных тяжениях. Автор утверждает, что разрушения наблюдались в местах, где провод был уже ослаблен усталостными разрушениями повивов алюминиевых и стальных жил от вибрации. Все разрушения имели место вблизи поддерживающих зажимов,

гасителей вибрации, а иногда в точках выхода провода из соединительных зажимов.

В [41] определили, что основной причиной повреждения проводов являются дефекты эксплуатации, а грозозащитных тросов – коррозия и старение.

1.2.4 Отключения по причине повреждений линейной арматуры

Распределение отказов по линейно-подвесной арматуре составляет 4% [80, 113].

Основной причиной повреждений линейной арматуры являются дефекты изготовления, монтажа, ремонта. Второе место по причинам повреждения линейной арматуры занимают знакопеременные нагрузки, которые носят усталостный характер.

Основными факторами, приводящими к усталостным повреждениям линейной арматуры, являются вибрация и пляска проводов и грозозащитных тросов. Данные приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5. – Причины повреждений линейной арматуры [80, 113]

| Причина отказа | 1996 год | | 1997 год | | 1998 год | | 1999 год | |
|---|----------|------|----------|------|----------|------|----------|------|
| | Кол-во | % | Кол-во | % | Кол-во | % | Кол-во | % |
| Дефекты изготовления, ремонта, сборки и др. | 27 | 50,0 | 21 | 43,8 | 42 | 58,3 | 35 | 47,9 |
| Атмосферные явления | 7 | 13,0 | 8 | 16,7 | 8 | 11,1 | 6 | 8,3 |
| Знакопеременные нагрузки | 18 | 33,3 | 19 | 39,5 | 22 | 30,6 | 22 | 30,1 |
| Прочие посторонние воздействия | 2 | 3,7 | - | - | - | - | 10 | 13,7 |
| Всего: | 54 | 100 | 48 | 100 | 72 | 100 | 73 | 100 |

В процессе пляски провода и линейная арматура испытывают действия значительных циклических (пульсирующих) поперечных и продольных нагрузок, значения которых достигает 1-4 тс. Следствием длительного воздействия таких

нагрузок является разрушение подвесной и сцепной арматуры, повреждения дистанционных распорок, защитной арматуры. В первую очередь от циклических нагрузок разрушаются узлы, имеющие жесткую конструкцию и несущие большую нагрузку.

В [41] считают, что основной причиной повреждений линейной арматуры является износ и снижение прочности.

1.2.5 Отключения по причине повреждений изоляторов

Перекрытия и повреждения изоляции могут происходить как за счёт механических нагрузок (включая несанкционированные воздействия), так и за счёт перенапряжений. Часто наблюдаются перекрытия изоляции за счёт загрязнений и увлажнений при номинальных напряжениях ВЛ [8]. При низких сопротивлениях заземления опор число отключений от грозовых перенапряжений возрастает на ВЛ с композитными опорами по сравнению с ВЛ на металлических опорах [10].

В общем случае повреждаемость изоляции на ВЛ составляет 31% от общего количества нарушений [80, 113]. Основными причинами повреждения изоляции являются атмосферные перенапряжения, которые составляют около 60% от всех отказов изоляции.

В [41] также установили, что больше всего повреждений изоляции послужили атмосферные перенапряжения.

Проведённый обзор повреждений элементов, равно как и данные параграфа 1.1, показывают, что у каждого автора существует своя элементная классификация ВЛ. Это не позволяет определить какой-либо единый подход к расчёту параметров надёжности ВЛ в целом.

1.3 Методы оценки технического состояния воздушных линий электропередачи и определение ее физического износа

Проведение инструментального обследования ВЛ неразрушающими

методами позволило определять техническое состояние отдельных конструкций. Группой компании «ЭЛСИ» [37] установлено, что для железобетонных конструкций приемлемыми являются такие методы неразрушающего контроля, как:

1) метод пластической деформации, основанный на измерении размеров отпечатка, который остается на поверхности бетона после соударения с ней стального шарика (молоток Кашкарова);

2) метод упругого отскока, заключающийся в измерении величины обратного отскока ударника от поверхности бетона (склерометр Шмидта);

3) метод ударного импульса, регистрирующий энергию удара, возникающую в момент соударения бойка с поверхностью бетона;

4) метод отрыва со скалыванием ребра конструкции, заключающийся в регистрации усилия, необходимого для скалывания участка бетона на ребре конструкции, либо местного разрушения бетона при вырывании из него анкерного устройства.

Указанные методы позволяют определить прочностные характеристики лишь поверхностного слоя бетона железобетонной конструкции, притом в одной точке, и это является их существенным недостатком.

Наиболее универсальным считается метод ультразвукового контроля, поскольку в отличие от других методов он позволяет измерить интегральные параметры прочности. По технике проведения испытаний этот метод делится на сквозное ультразвуковое прозвучивание, когда датчики располагаются с разных сторон тестируемого образца, и поверхностное ультразвуковое прозвучивание, когда датчики расположены, с одной стороны. Метод сквозного ультразвукового прозвучивания позволяет контролировать прочность не только приповерхностных слоев бетона, но и всего объема бетона конструкции. Возникновение в структуре бетона любых дефектов, уменьшающих его прочность, соответствующим образом изменяет скорость и время распространения ультразвука в бетоне.

В [9] предлагается метод, основанный на цифровой обработке изображений, позволяющей всю область снимка представить в виде массива пикселей, где

каждый пиксель характеризуется интенсивностью цвета и света. Используя программный алгоритм преобразования и обработки цифрового изображения участков опоры, подверженных трещинообразованию, можно выделить трещины, попавшие в область снимка, и произвести их геометрические измерения. Этот метод может определить дефекты, находящиеся на поверхности, что можно выявить и визуально. Недостатком данного метода является невозможность определения скрытых дефектов.

В [68] считают, что коррозия арматуры является одним из наиболее значимых факторов, определяющих фактическое техническое состояние железобетонных конструкций, их надежность и долговечность. Авторы предлагают метод неразрушающего контроля коррозионного состояния арматуры с помощью приборов Canin+ (Proceq, Швейцария) и Армкор-1 (НПП «Интерприбор», Россия).

Измеряя электрохимический (окислительно-восстановительный) потенциал арматуры, можно неразрушающим методом выявить участки возникновения коррозии. Однако данный метод, так же, как и традиционный, результативен в случае уже начавшейся коррозии арматуры.

Более актуальной проблемой является не диагностирование уже начавшейся коррозии арматуры, а определение вероятности возможности ее возникновения на более ранней стадии. Одним из методов, позволяющих контролировать проницаемость бетона без нарушения конструкций и отбора образцов, является метод измерения удельного электрического сопротивления поверхностного слоя бетона. Существуют несколько методов измерения удельного электрического сопротивления материалов. Самым простым является метод с использованием 4 электродов (схема Веннера).

В [11] исследовано состояние и развитие карбонизации железобетонных конструкций. Оценку и прогнозирование карбонизации осуществляют по изменению толщины нейтрализованного слоя бетона. Ее определяют с помощью 0,1% спиртового раствора фенолфталеина (индикаторным тестом рН). При этом считается, что бетон в неокрашенной зоне нейтрализован и потерял свои защитные свойства по отношению к арматуре, а в окрашенной – находится в

удовлетворительном состоянии. Разработан комплексный метод оценки и прогнозирования технического состояния железобетонных конструкций, эксплуатирующихся длительные сроки в различных воздушных средах.

Прочность железобетонной опоры можно определить непосредственным испытанием. При механических испытаниях железобетонных стоек в соответствии с [32] контрольная нагрузка, при которой происходит разрушение, определяется по следующему выражению:

$$M_{разр} = C \cdot M_{пред}, \quad (1.2)$$

где C - коэффициент безопасности, равный 1,6 для тяжелого бетона;

$M_{пред}$ - изгибающая нагрузка, соответствующая несущей способности.

В [105] прочность бетона и несущей способности опор при ультразвуковом контроле оценивается по трем показателям:

1) показатель П1 представляет собой время распространения ультразвука в бетоне в поперечном направлении (t_{\leftrightarrow}) по отношению к продольной оси опоры на заданной базе измерений;

2) показатель П2 представляет собой отношение времени распределения ультразвука в поперечном направлении (t_{\leftrightarrow}) ко времени его распространения в продольном направлении опоры (t_{\updownarrow}) при одинаковой базе измерений в том и другом направлениях. Физически этот показатель характеризует степень насыщения бетона микроповреждениями и является основным при оценке состояния стоек и их отбраковке;

3) показатель П3 представляет собой время распространения переднего фронта ультразвуковой волны в бетоне и характеризует состояние структуры бетона.

Устанавливают ряд допустимых значений этих показателей, при которых прочность бетона и, соответственно, несущая способность конструкций находятся в пределах, определяемых проектом и стандартами на эти конструкции.

Также устанавливаются предельные значения показателей П1 и П2, при которых прочность бетона и, соответственно, несущая способность опор снижается ниже уровня, необходимого для восприятия нормативных нагрузок.

При получении значений показателей П1 и П2, измерение показателя П3 не требуется. При предельных значениях показателей П1 и П2 опора считается исчерпавшей свой ресурс, относится к остро дефектным и подлежит замене.

Для промежуточных состояний опор, когда значения показателей П1 и П2 больше допустимых, но меньше предельных величин, несущая способность конструкций приближенно оценивается по показателю П2 в соответствии с таблицей 1.6.

Таблица 1.6 – Несущая способность стоек опор в зависимости от П2

| Наименование | Значения | | | | | | |
|--|----------|------|-----|------|-----|------|-----|
| Показатель П2 | 1,1 | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,35 | 1,4 |
| Несущая способность стоек (кратность по отношению к нормативному моменту M_n) | 1,6 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,1 | 1,0 |

Все методы измерения физического износа конструктивных элементов делятся на две группы: метод наблюдения (метод прямого определения) и блок косвенных методов [3].

Прямое определение физического износа проводится с помощью средств технического диагностирования и при непосредственном участии обслуживающего персонала. Полученные данные сравниваются с нормативными, либо с характеристиками аналогичных, но новых элементов. Затем на основе экспертных оценок физического состояния определяется процент физического износа оцениваемого объекта. Для данного метода можно использовать [58], где приведены формулы определения коэффициента дефектности элементов ВЛ. Коэффициент дефектности можно считать одним из показателей физического износа.

Техническое состояние опор устанавливается на основании коэффициента дефектности опор:

$$KDO = \frac{n_o^o}{n_y^o} \cdot 100\%, \quad (1.3)$$

где n_o^o – количество дефектных опор, зарегистрированных на данной ВЛ;

n_y^o – количество установленных опор, находящихся в эксплуатации на данной ВЛ.

Аналогично определяются коэффициенты дефектности фундаментов, проводов, грозозащитных тросов, изоляторов и линейной арматуры. Комплексная оценка технического состояния ВЛ определяется по формуле:

$$KДВЛ = 0,4KDO + 0,1KДФ + 0,3KДП + 0,1KДТ + 0,07KДИ + 0,03KДА, \quad (1.4)$$

где $KDO, KДФ, KДП, KДТ, KДИ, KДА$ – коэффициенты дефектности опор, фундаментов, проводов, грозозащитных тросов, изоляторов и линейной арматуры соответственно.

Косвенные методы оценки физического износа подразделяется на метод хронологического возраста и метод начисленной амортизации.

Метод хронологического возраста, основан на базовой формуле [65]:

$$F = \frac{T_\phi}{T_n} \cdot 100\%, \quad (1.5)$$

где: T_ϕ – фактический возраст объекта, лет;

T_n – нормативный срок службы, лет.

Достоинством метода хронологического возраста является простота расчета, при котором используются лишь два названных показателя.

Недостатком метода является то, что в процессе эксплуатации объекта отдельные элементы могут неоднократно ремонтироваться или полностью заменяться. Подобный расчет приводит к большой погрешности для объектов, срок службы которых близок к нормативному, так как на таких объектах неоднократно выполнялся ремонт с заменами элементов.

Метод начисленной амортизации, использует базовую формулу [65]

$$F = \frac{S_a}{S_n} \cdot 100\% , \quad (1.6)$$

где S_a – начисленная амортизация за весь период эксплуатации объекта, у.е.;

S_n – первоначальная стоимость объекта, у.е.

Достоинством метода начисленной амортизации является простота расчета, исходными данными которого являются бухгалтерские данные.

К недостаткам относятся недостаточная точность расчетов при постоянных изменениях первоначальной стоимости или начисленной амортизации после проведения переоценок объекта. Если организация провела переоценку один раз, то в дальнейшем ее необходимо проводить регулярно. Некоторые организации не проводят капитализацию затрат, тогда в этом случае точность расчетов снижается также, как и при методе хронологического возраста.

1.4 Методы оценки остаточного ресурса объекта

Существует достаточно большое количество методов определения остаточного ресурса применительно к конкретным объектам.

В [77] рассматривают методы определения остаточного ресурса зданий и сооружений. Оценка остаточного ресурса зданий и сооружений нефтеперерабатывающих предприятий производится по вероятностной модели на основе оценки степени поврежденности строительных конструкций. Оценка

степени опасности дефектов, выявленных при обследовании элементов здания, производится по трехуровневой системе с определением весовых коэффициентов.

В [109] рассматривают срок службы железобетонной конструкции, который зависит от физико-механических и физико-химических свойств бетона, обеспечивающие функциональное состояние конструкции в эксплуатации. В статье вводится количественный показатель в виде меры функционального состояния бетона, находящийся в сложной эксплуатационной среде.

В [7] рассматривается прогнозирование предельного состояния железобетонных и металлических сооружений на железных дорогах. За параметр фактического состояния принимают повреждение, дефект или неисправность, получившие свое развитие в процессе эксплуатации сооружения, численные значения которых выходят за номинальный порог, установленный нормативно-технической документацией.

Для искусственных сооружений установлено три категории технического состояния, показанные в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Классификация параметра фактического состояния эксплуатируемых сооружений

| Категория состояния | Характеристика категории по уровню работоспособности | Допускаемое значение |
|------------------------|---|------------------------------|
| Первая категория x_1 | Частичный отказ, незначительно снижающий надежность и требующий ремонтных работ | $0 < x_1 \leq x_{кр1}$ |
| Вторая категория x_2 | Развитие частичного отказа, требующее капитального ремонта | $x_{кр1} < x_2 \leq x_{кр2}$ |
| Третья категория x_3 | Полный отказ, требующий реконструкции сооружения | $x_3 > x_{кр3}$ |

Согласно модели прогнозирования состояния эксплуатируемого сооружения по фактическому состоянию, сооружение подвергается износу, и его техническое состояние при эксплуатации изменяется и описывается случайным процессом $X(t)$

, который отражает работоспособность конструкции в рассматриваемый момент времени. Для этого техническое состояние разбивают на части с характеристиками параметра фактического состояния x_1, x_2, x_3 (Таблица 1.7). Если $X(t) \in x_1$, то сооружение работоспособно. При $X(t) \in x_2$ – сооружение частично работоспособно, а при $X(t) \in x_3$ – неработоспособно.

При разработке математической модели прогнозирования остаточного ресурса сооружения по параметру фактического состояния необходимо определить следующие данные:

- 1) характер изменения параметра фактического состояния во времени, т.е. процесс старения;
- 2) интенсивность изменения параметра фактического состояния.

В реальных условиях непрерывный мониторинг параметров случайного процесса осуществить достаточно сложно, и контроль производится периодически. В каждый момент очередного контроля возможно одно из двух решений: продолжать эксплуатацию или выполнить ремонт. Такое решение принимается на основе анализа интенсивности изменения параметра фактического состояния $\mu(t)$

Интенсивность изменения параметра фактического состояния определяется по формуле

$$\mu = \frac{f(t)}{F(t)}, \quad (1.7)$$

где $f(t)$ - плотность вероятности изменения величины параметра фактического состояния за время t ;

$F(t)$ - вероятность безотказной работы за время t .

При заданных допустимых значениях параметра фактического состояния можно с большой вероятностью определить время наступления отказа, т.е. перехода состояния сооружения из одной категории в другую. При этом

стохастический процесс будет выглядеть следующим образом

$$X(t) = x_{\phi} + \mu \cdot t, \quad (1.8)$$

где x_{ϕ} - зафиксированное при обследовании сооружения среднее значение параметра фактического состояния.

При создании математической модели изменения параметра фактического состояния сооружения в процессе эксплуатации учитывают климатическую зону. Для этого вводятся климатические коэффициенты для умеренной и холодной климатических зон.

Моделирование изменения параметра фактического состояния в виде случайного процесса производится следующим образом:

- 1) при нелинейном законе изменения параметра фактического состояния

$$X(t) = x_{\phi} + k \cdot \ln t_i \cdot \mu, \quad (1.9)$$

$$X(t) = x_{\phi} + k \cdot t_i^n \cdot \mu, \quad (1.10)$$

- 2) при линейном законе изменения параметра фактического состояния

$$X(t) = x_{\phi} + k \cdot t_i \cdot \mu, \quad (1.11)$$

где k - климатический коэффициент, учитывающий особенности изменения параметра фактического состояния в рассматриваемом регионе;

t_i - количество рассматриваемых лет, $t_i = 1, 2, 3, \dots$

n - показатель степени, определяемый в зависимости от ранее проведенных ремонтов искусственных сооружений.

Математическую модель выбирают в зависимости от срока службы:

- 1) при сроке службы до 20 лет по выражению (1.9);
- 2) при сроке службы более 20 лет по выражению (1.10 и 1.11).

По результатам расчета строится график изменения параметра фактического состояния (Рисунок 1.1). С помощью этого графика можно установить прогнозируемые наработки на отказы и предельное состояние.

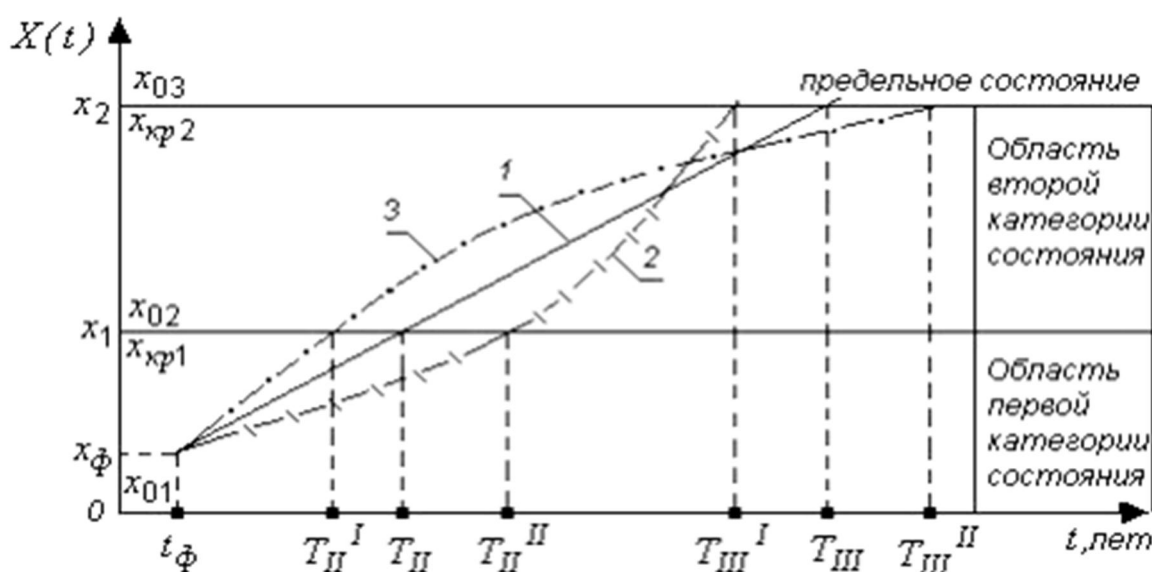


Рисунок 1.1 – График изменения параметра фактического состояния [7]

На рисунке 1.1 приняты следующие обозначения:

1, 2, 3 – траектории дрейфа параметра фактического состояния;

x_ϕ – фактическое значение параметра фактического состояния;

t_ϕ – фактическая наработка на параметр;

x_{01} , x_{02} – начальные значения параметра, соответствующие первой и второй категориям состояния;

x_{kp1} , x_{kp2} – граничные значения параметра, соответствующие первой и второй категориям состояния;

T_{II} , T_{II}^I , T_{II}^{II} – наработка сооружения на вторую категорию состояния при

изменении параметра по линейной и нелинейной зависимостям;

$T_{III}, T_{III}^I, T_{III}^{II}$ – наработка сооружения на третью категорию состояния при изменении параметра по линейной и нелинейной зависимостям.

При моделировании и прогнозировании периодичности ремонтов искусственных сооружений с учетом изменения их фактического состояния, выполняют следующий объем расчетов:

1) определяют скорость (интенсивность) развития параметра фактического состояния на периоде наблюдения (предыстории) $\mu(t)$;

2) определяют траекторию дрейфа параметра фактического состояния на цикле регенерации $X_i(t)$ с учетом остаточной наработки T_x с использованием математических моделей (1.9 – 1.11);

3) определяют величину остаточного износа

$$x_{ocmi} = (x_{ki} - x_{0i})(j_{pn} - j_p)k_p, \quad (1.12)$$

где x_{0i}, x_{ki} – критические значения параметра фактического состояния по категориям состояния;

j_{pn} – число допускаемых ремонтов. С учетом использования положений теории износа сооружений допускается проведение ремонтов текущего содержания $j_{pn}^{TC} \leq 5$, а капремонтов $j_{pn}^{KP} \leq 3$;

j_p – число произведенных ранее ремонтов (до начала прогноза) рассматриваемого уровня ремонтпригодности;

k_p – величина допускаемого остаточного износа искусственного сооружения после ремонта, $k_p = 0,1$.

4) определяют наработку сооружения на ремонт соответствующего

уровня ΔT_{pi} в зависимости от характера изменения параметра фактического состояния $X_i(t)$ при условии $X_i(t) \leq x_{ki}(T_{pi})$;

5) определяют общую наработку сооружения на капитальный ремонт T_{pi} и предельное состояние.

В [39] рассматривают несколько методов оценки остаточного ресурса изделий.

Вероятностный метод основан на исследовании ряда образцов, испытанных при действии суммы случайных процессов различной интенсивности и подвергающиеся консольному изгибу на электродинамических установках.

Параметрический метод неразрушающего контроля основан на результатах измерения магнитной характеристики металла – коэрцитивной силы, и широко применяется в металлургии и машиностроении. Коэрцитивная сила напрямую связана с действующими эксплуатационными напряжениями и накоплением повреждений в металле, которые определяют остаточный ресурс конструкции.

Метод диффузионного распределения (DM-распределение) при известной первоначальной функции распределения ресурса исследуемых изделий $F(t)$ или плотности распределения ресурса $f(t)$, определяет математическое ожидание остаточного ресурса.

Метод индивидуальных кривых усталости основан на построении кривых в виде квантилей соответствующих значений вероятностей. Прогнозирование распределения остаточного ресурса основывается на фундаментальном предположении о наличии у каждого образца своей индивидуальной кривой усталости.

Метод анализа временных рядов позволяет получать прогнозы фиксируемых значений в ближайшем будущем. Для прогнозирования остаточного ресурса используется адаптивный алгоритм:

1) инициализация – анализ внутренней структуры данных и поиск

количественных и качественных тенденций. На этом этапе разделяются исходные данные на систематические (прогнозируемый) и случайные (не поддающийся прогнозу) компоненты;

2) прогнозирование – прогноз значения ресурса в момент времени $t + 1$ с учетом значений ресурса для моментов времени t , где $t = 0, 1, \dots, n$;

3) вычисление ошибки прогнозирования – в качестве ошибки прогноза допустимо принимать абсолютную разность между действительным значением ресурса в момент времени $t + 1$ и прогнозируемым;

4) модификация – изменение оценок, полученных на первом этапе (пересмотр показателей) для момента времени $t + 1$ с учетом полученной ошибки прогнозирования и с целью понижения абсолютного значения ошибки.

Шаги 2-4 повторяются до тех пор, пока не будет проанализирован весь имеющийся временной ряд. Последняя оценка (для момента времени $t = n$) используется для прогноза будущих значений ресурса.

В [48] рассматриваются гипотезы накопления усталостной повреждаемости технических устройств.

В [55] остаточный ресурс машин и оборудования определяют на основе вероятностных моделей. Распределение остаточного срока службы оцениваемого оборудования и соответственно кривая выживаемости, рассчитываются, исходя из условного распределения вероятностей.

В [19] рассматривается влияние поверхностной сплошной неравномерной коррозии на остаточный ресурс элементов металлоконструкций и всей конструкции в целом.

В [5] рассматриваются методы прогнозирования остаточного ресурса машин и конструкций. Основой для прогнозирования индивидуального остаточного ресурса конкретного объекта, находящегося в эксплуатации, является информация, включающая:

- текущие данные о дефектах, выявленных при плановых профилактических мероприятиях или мониторинге;

- данные о нагрузках и других условиях взаимодействия объекта с

окружающей средой;

- данные о материалах, элементах, узлах, нагрузках и другие параметры, которые определены на стадии проектирования.

Приводятся методы прогнозирования остаточных ресурсов с применением различных моделей:

- кумулятивных, позволяющих описать множество явлений, приводящих к достижению предельных состояний;

- по измеряемым нагрузкам;

- по критерию развития трещин, различают три их типа.

В [71] приведены методы прогнозирования остаточного ресурса по изменениям контролируемого параметра, основанные на стандартизованных нормах расчета.

В зависимости от того, какой информацией располагает исследователь при прогнозировании остаточного ресурса объекта, рассмотрены три группы типовых ситуаций, характеризующихся различным составом информации:

1) для первой группы

- известны вид функции F , определяющий связь между прямыми и косвенными параметрами, все коэффициенты и дисперсии этих коэффициентов;

- имеются результаты периодических измерений каждого косвенного параметра.

2) для второй группы:

- вид функции F известен, коэффициенты неизвестны;

- имеются результаты периодических измерений косвенных параметров, а также результаты обучающего эксперимента, в процессе которого производится одновременное измерение прямых и косвенных параметров технического состояния.

3) для третьей группы:

- функция F монотонна и непрерывна (общий вид неизвестен);

- имеются результаты обучающего эксперимента.

Средний остаточный ресурс составной части вычисляют на основе

информации об изменении параметра ее технического состояния и о наработке к моменту контроля.

Применительно к объекту нашего исследования - воздушным линиям электропередачи также имеется ряд работ по оценке надёжности и остаточного ресурса.

В [17] прогнозирование технического состояния и остаточного ресурса ВЛ оценивается на основе нечеткой логики. Для оценки технического состояния устанавливаются весовые коэффициенты влияющих факторов, приведенные к наибольшему значению. Разработана иерархическая структурная схема нечеткого логического вывода для оценки технического состояния и остаточного ресурса ВЛ. Основным принципом построения технического состояния ВЛ основан на [58].

В работе [78] по оценке надежности ВЛ разработаны рекомендации по продлению срока эксплуатации ВЛ с учетом технологического ресурса. Предметом исследования автора являются системы оценки надежности и предотвращения технологических нарушений на ВЛ, начиная от факта возникновения технологических нарушений в работе действующих ВЛ до выработки научно обоснованных мероприятий по снижению рисков технологических нарушений. Существующие методы оценки и расчета надежности ВЛ основаны на использовании вероятностно-статистических характеристик элементов ВЛ. В результате автор получил вероятностно-статистическую модель технологических нарушений на ВЛ, позволяющую получить оценку технического состояния и текущего технологического ресурса ВЛ. В работе предложены критерии и классификация элементной базы ВЛ, учитывающие особенности структуры и функциональные связи, что позволяет формировать модели надежности узлов.

В [57] остаточный срок службы проводов определяется по замеренным циклам колебаний. Предполагается, что накопление повреждений происходит линейно и на процесс накопления влияет последовательность возникновения напряжений разного уровня. В [38] используют измерения колебаний провода, которые позволяют определить ожидаемый срок службы на основе расчетов по циклам колебаний в режиме вибрации. Для этого на провод устанавливается

виброанализатор и диагностика занимает от 2 до 4 месяцев.

В [15, 16, 18] было определено, что остаточный ресурс проводов целесообразно оценивать по остаточной прочности. Для оценки технического состояния проводов и грозозащитных тросов применяется магнитная дефектоскопия. ООО «Интрон плюс» установило зависимость относительной потери прочности проводов от отношения площади сечения алюминиевых жил к площади сечения стального сердечника (Рисунок 1.2).

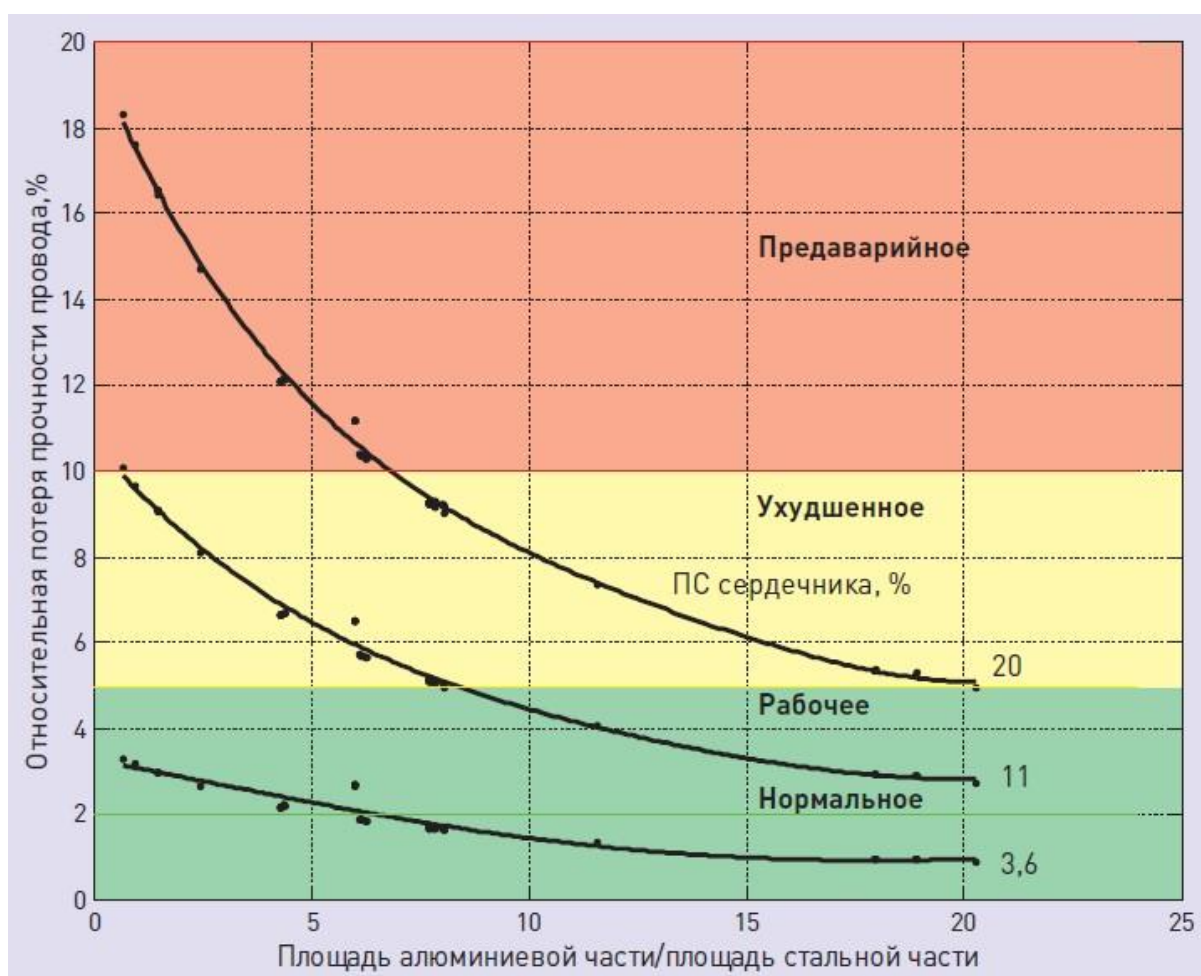


Рисунок 1.2 – Области состояний проводникового компонента

Для определения относительной потери прочности стального сердечника провода в графике (Рисунок 1.2) сопоставляют потерю сечения стального сердечника (ПС сердечника, %) и отношение площади алюминиевой части к площади стальной части провода.

Для дальнейшей работы целесообразно использовать методики [7, 15, 16, 18]

Задачи исследования

На основе изложенных в подразделах 1.1-1.4 сведений по расчёту надёжности, анализа методов оценки технического состояния ВЛ и методов оценки остаточного ресурса объектов можно сформулировать задачи исследования, которые необходимо решить при разработке методов и средств оценки остаточного ресурса ВЛ.

1. Различные у разных авторов представления об элементах ВЛ приводят к затруднению при оценке показателя физического износа и остаточного ресурса ВЛ. В свете этого, в работе поставлена задача:

- разработать компонентную структуру ВЛ для оценки показателя физического износа и остаточного ресурса ВЛ.

2. Компонентная структура ВЛ позволит более целенаправленно подойти к сбору данных и расчёту показателей надёжности ВЛ. С учётом имеющегося фактического материала по отключениям ВЛ компании АО «КЕГОС» в работе поставлена задача:

- выполнить анализ аварийных отключений и повреждений действующих ВЛ по климатическим районам и по классам напряжения. Рассчитать показатели надёжности по элементам, приводящим к отказам ВЛ.

3. Детальный анализ повреждаемости элементов ВЛ позволит выявить наиболее повреждаемые элементы. С помощью статистики повреждаемости элементов можно выполнить оценку остаточного ресурса ВЛ, в связи с чем поставлена задача:

- выполнить анализ наиболее повреждаемых элементов в компонентной структуре ВЛ. Выбрать компоненты для оценки остаточного ресурса ВЛ.

4. В процессе эксплуатации на опоры воздействуют климатические условия и характеристика грунта. В зависимости от района расположения опоры, степень воздействия внешних факторов отличается.

При токах КЗ выделяется большое количество теплоты, которое вызывает опасное нагревание проводов, по которым этот ток протекает. Повреждения могут быть тем больше, чем больше ток КЗ и продолжительность его протекания.

Для определения степени влияния факторов на остаточный ресурс, поставлена задача:

- выполнить анализ факторов, влияющие на остаточный ресурс компонентов ВЛ.

5. Обзор методов и средств диагностики технического состояния элементов ВЛ показал их достаточную информативность и полноту охвата, но выявил один существенный недостаток. Результаты технического диагностирования не используются для определения остаточного ресурса ВЛ. Кроме того, проводимые ремонты с заменами элементов продлевают остаточный ресурс ВЛ. В связи с этим в работе должна быть решена задача:

- выявить и выполнить анализ физические признаки сокращения остаточного ресурса компонентов ВЛ.

6. Рассмотренные в приведённом в настоящей главе обзоре прямые и косвенные методы оценки физического износа ВЛ не учитывают проведенные ремонты, замены элементов и реконструкции. Для устранения этого недостатка поставлена задача:

- разработать прямой и косвенный метод оценки показателя физического износа ВЛ и сформулировать рекомендации по продлению ресурса эксплуатируемой ВЛ с учетом выполняемых ремонтов и замен элементов.

7. Решение вышеприведенных задач следует подтвердить на примере действующей ВЛ с определением ее остаточного ресурса и указанием сроков ее реконструкции. Для этого поставлена задача:

- выполнить оценку остаточного ресурса действующей ВЛ на примере электрических сетей Республики Казахстан и определить сроки реконструкции ВЛ.

2 АНАЛИЗ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

2.1 Разработка структуры воздушных линий электропередачи с учетом конструктивных особенностей и задач оценки остаточного ресурса

2.1.1 Общие положения

Проведённый в предыдущей главе обзор литературных источников показывает, что все авторы так или иначе для анализа повреждений ВЛ и прогнозирования их остаточного ресурса используют понятия опорных, проводниковых и изолирующих элементов ВЛ. Объединяя элементы каждой из названных групп в соответствующий компонент, можно сделать вывод, что необходимо и достаточно структурировать ВЛ по трем компонентам: опорный, проводниковый и изолирующий [94]. К такой структуре ВЛ подталкивает и то обстоятельство, что в настоящее время многие организации внедряют систему управления активами, позволяющую вести планирование и учет технического обслуживания и ремонта ВЛ с помощью вычислительных машин. Для такой системы также удобно разделить ВЛ на три компонента.

Включение определённого элемента ВЛ в тот или иной из названных компонентов можно осуществлять по ряду признаков: назначение, принципиальные особенности, количество цепей (ветвей), нормируемые размеры. Материал элементов не рассматривается, так как в настоящее время активно применяются различные композитные или комбинированные материалы для создания облегченной конструкции или улучшения качественных характеристик.

Рассмотрим каждый компонент ВЛ.

2.1.2 Опорный компонент

Основным опорным компонентом, структура которого приведена на

рисунке 2.1 является опоры.

К элементам опорного компонента относятся стойки, траверсы, тросостойки, пасынки, ригели, раскосы, бандажи, фундаменты или сваи под опоры, заземляющие устройства, оттяжки, металлические детали крепления оттяжек, U-образные болты, анкерные плиты, анкерные фундаменты или сваи.

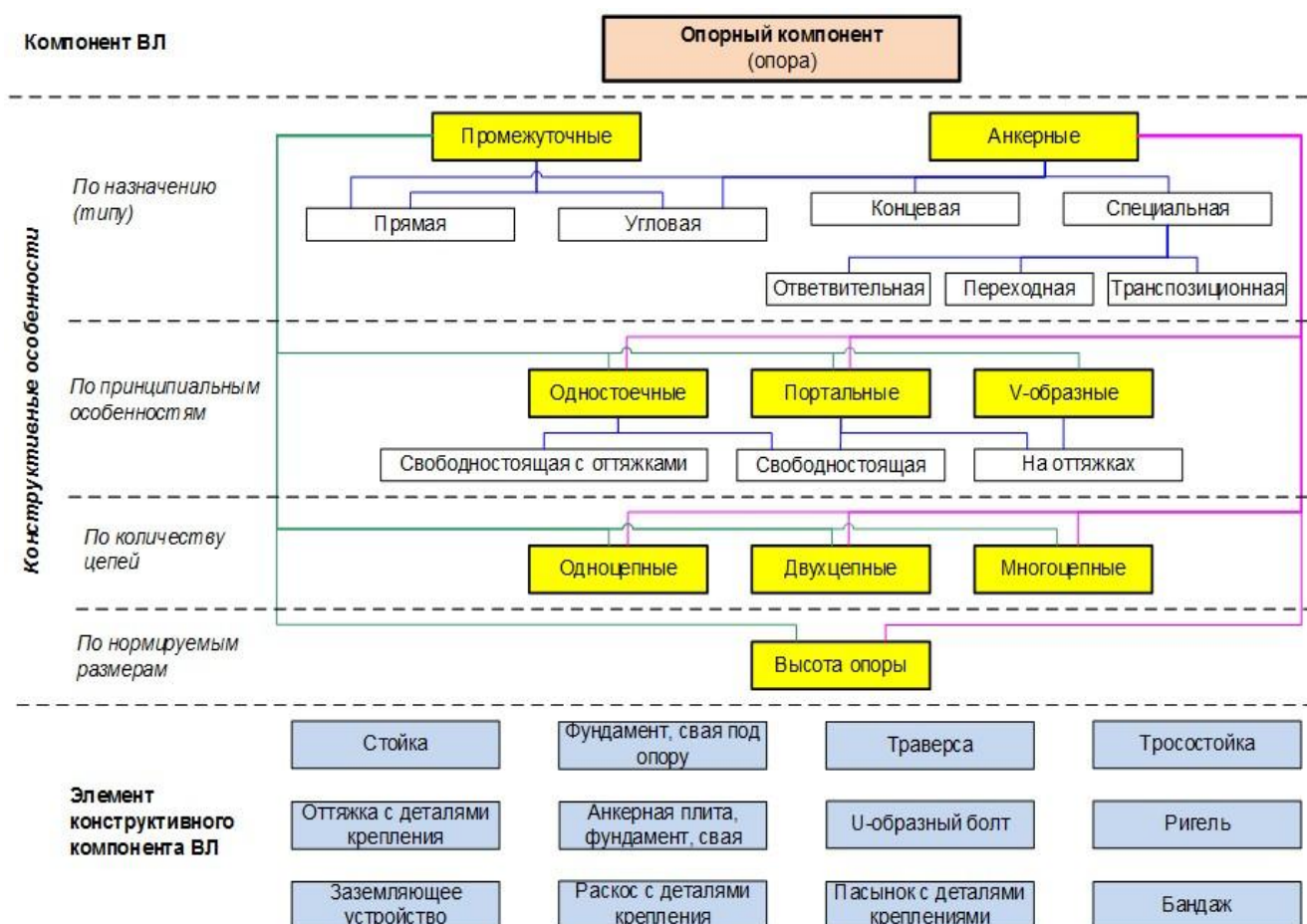


Рисунок 2.1 – Структура опорного компонента

Классификация опорного компонента по ряду признаков следующая:

1. По назначению различают промежуточные и анкерные опоры.

Промежуточные опоры предназначены для поддержания проводов в нормальных режимах работы ВЛ, когда действуют вертикальные силы веса всех элементов компонентов ВЛ, а также гололедных отложений и ветровых нагрузок. При таком назначении промежуточные опоры представляют собой плоские конструкции, имеющие необходимую несущую способность в вертикальном и

перпендикулярном к линии направлениях.

Промежуточные опоры делятся на следующие типы:

1) прямые опоры, которые устанавливаются на прямых участках линии, при этом не рассчитаны на поворот линии под определенным углом;

2) угловые опоры, которые устанавливаются на незначительных поворотах линии от 10° до 20° .

Анкерные опоры в нормальных условиях режима работы ВЛ выполняют те же функции, что и промежуточные. Дополнительно, эти опоры рассчитываются также на восприятие значительных горизонтальных усилий от натянутых проводов и грозозащитных тросов. Анкерные опоры выполняются в виде пространственных ферм, более стойких к деформациям. Разновидностью анкерных опор являются:

1) прямые опоры, также, как и прямые промежуточные опоры устанавливаются на прямых участках ВЛ;

2) угловые опоры устанавливаются при поворотах линии более 20° , где требуется изменение направления линии;

3) концевые опоры устанавливаются между самой ВЛ и конструкциями распределительных устройств электрических станций и подстанций;

4) специальные опоры, которые устанавливаются на ответственных участках ВЛ. Специальные опоры бывают ответвительные, переходные и транспозиционные. Ответвительные опоры устанавливаются в местах ответвления участка линии от основной трассы ВЛ. Переходные опоры устанавливаются в местах пересечения больших водоемов, ущелий, узких долин. Транспозиционные опоры устанавливаются на участке линии, где необходимо выполнить изменение расположения фаз.

2. Промежуточные опоры по принципиальным особенностям подразделяются на одностоечные, порталные и V-образные, тогда как анкерные опоры выполняются одностоечными и порталными.

Одностоечные и порталные опоры могут быть свободностоящими и с оттяжками, и различаются по способу монтажа:

1) стойки свободностоящих опор устанавливаются непосредственно в грунт

или устанавливаются на фундамент;

2) стойки опор с оттяжками монтируются на фундамент и поддерживаются с помощью тросов.

Могут быть свободностоящие опоры с оттяжками, где требуется дополнительное усиление несущей способности в районах с сильными ветровыми нагрузками.

V-образные опоры устанавливаются на фундаменты и поддерживаются с помощью тросовых оттяжек. Чаще всего такие опоры применяются на ВЛ в габаритах 1150 кВ.

3. По количеству цепей опоры можно подразделить на одноцепные, двухцепные и многоцепные. Одноцепные опоры имеют одну трехфазную систему, где расположение фазных проводов бывает горизонтальным и треугольным. Двухцепные опоры имеют две трехфазные системы, то есть подвеска двух линий на одну опору, в которой расположение фаз бывает «бочкой» и «обратной елкой». Многоцепные опоры имеют 3 и более трехфазных систем проводов.

4. К нормируемым размерам относят высоту опоры. Опоры проектируются определенной высоты в зависимости от класса напряжения. Кроме того, при пересечениях ВЛ с инженерными сооружениями могут быть применены повышенные опоры.

2.1.3 Изолирующий компонент

Основным изолирующим компонентом является изолирующая подвеска, структура которого приведена на рисунке 2.2.

К элементам изолирующего компонента относятся изоляторы, штыри, крюки, разрядники (в том числе рога разрядные – искровые промежутки), арматура сцепная, поддерживающая, натяжная и защитная.

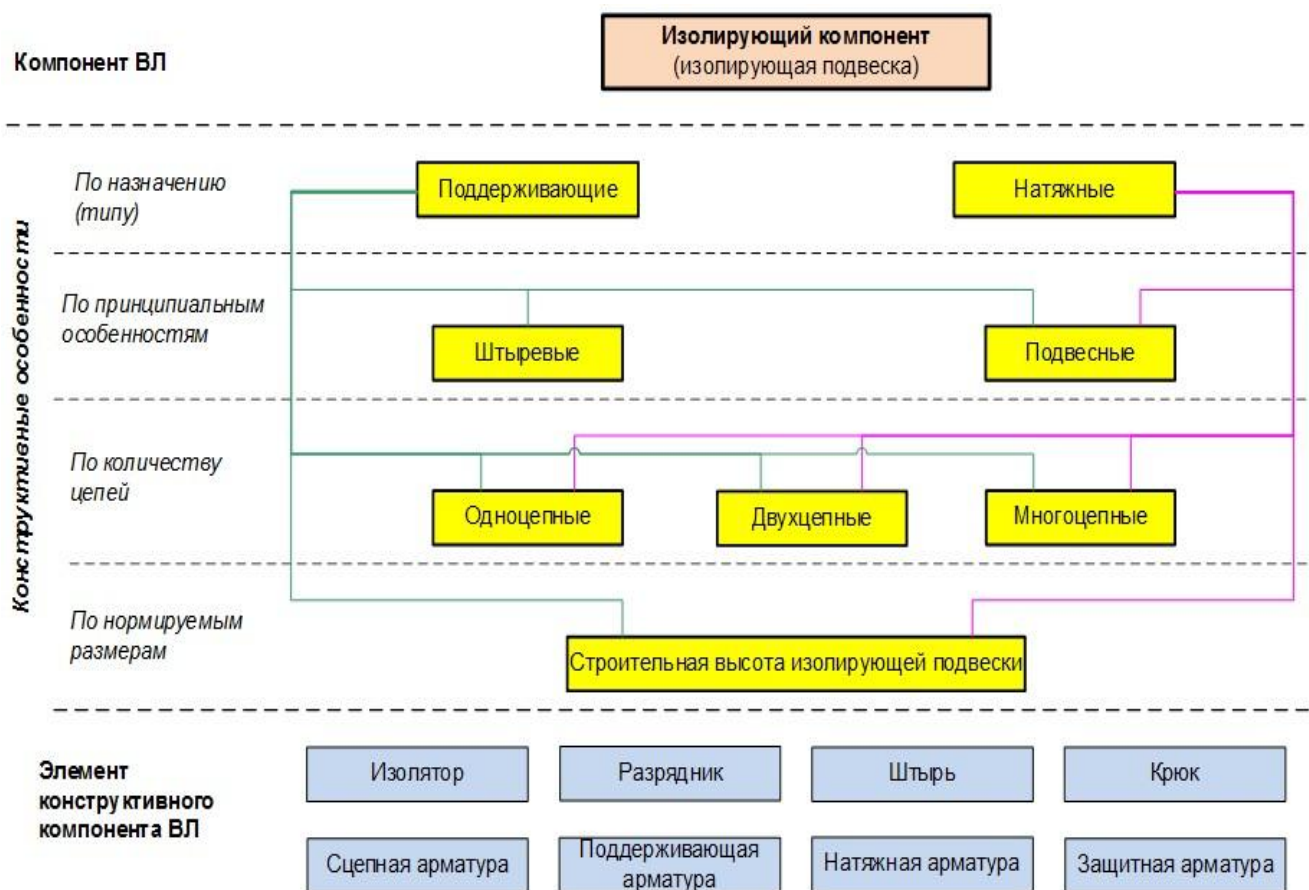


Рисунок 2.2 – Структура изолирующего компонента

Классификация изолирующего компонента по ряду признаков следующая:

1. По назначению различают поддерживающие и натяжные изолирующие подвески. Натяжные изолирующие подвески служат для крепления проводов и грозозащитных тросов к анкерным опорам и испытывают горизонтальное усилие от проводов и грозозащитных тросов. Поддерживающие изолирующие подвески предназначены для поддержания проводов и испытывают вертикальную нагрузку от веса провода (или грозозащитного троса), а также гололедных отложений.

2. По принципиальным особенностям различают штыревые изоляторы и подвесные изолирующие подвески. Штыревые изоляторы монтируются на крюк, ввертываемые в деревянные стойки опоры, или на стальной штырь, закрепляемые на металлической части опоры с помощью гаек. Штыревые изоляторы применяются на ВЛ в габаритах до 10 кВ. Подвесные изоляторы применяются на ВЛ в габаритах 35 кВ и выше, которые собираются в гибкие гирлянды или могут

быть выполнены стержневыми.

3. По количеству цепей различают одноцепные, двухцепные и многоцепные изолирующие подвески. Одноцепные изолирующие подвески состоят из одной гирлянды изоляторов. Для увеличения механической прочности изолирующих подвесок применяют параллельные гирлянды изоляторов в одной подвеске. Двухцепные изолирующие подвески состоят из двух параллельных или V-образных гирлянд, а многоцепные могут иметь 3 и более параллельные гирлянды.

4. К нормируемым размерам относят строительную высоту изолирующей подвески. Количество изоляторов в гирлянде определяется необходимым изоляционным уровнем.

2.1.4 Проводниковый компонент

Основным проводниковым компонентом является провод и грозозащитный трос, структура которого приведена на рисунке 2.3.

К элементам проводникового компонента относятся сами провода и грозозащитные тросы, а также грозозащитный трос со встроенным оптоволоконным кабелем (ОКГТ), арматура соединительная, контактная и защитная.

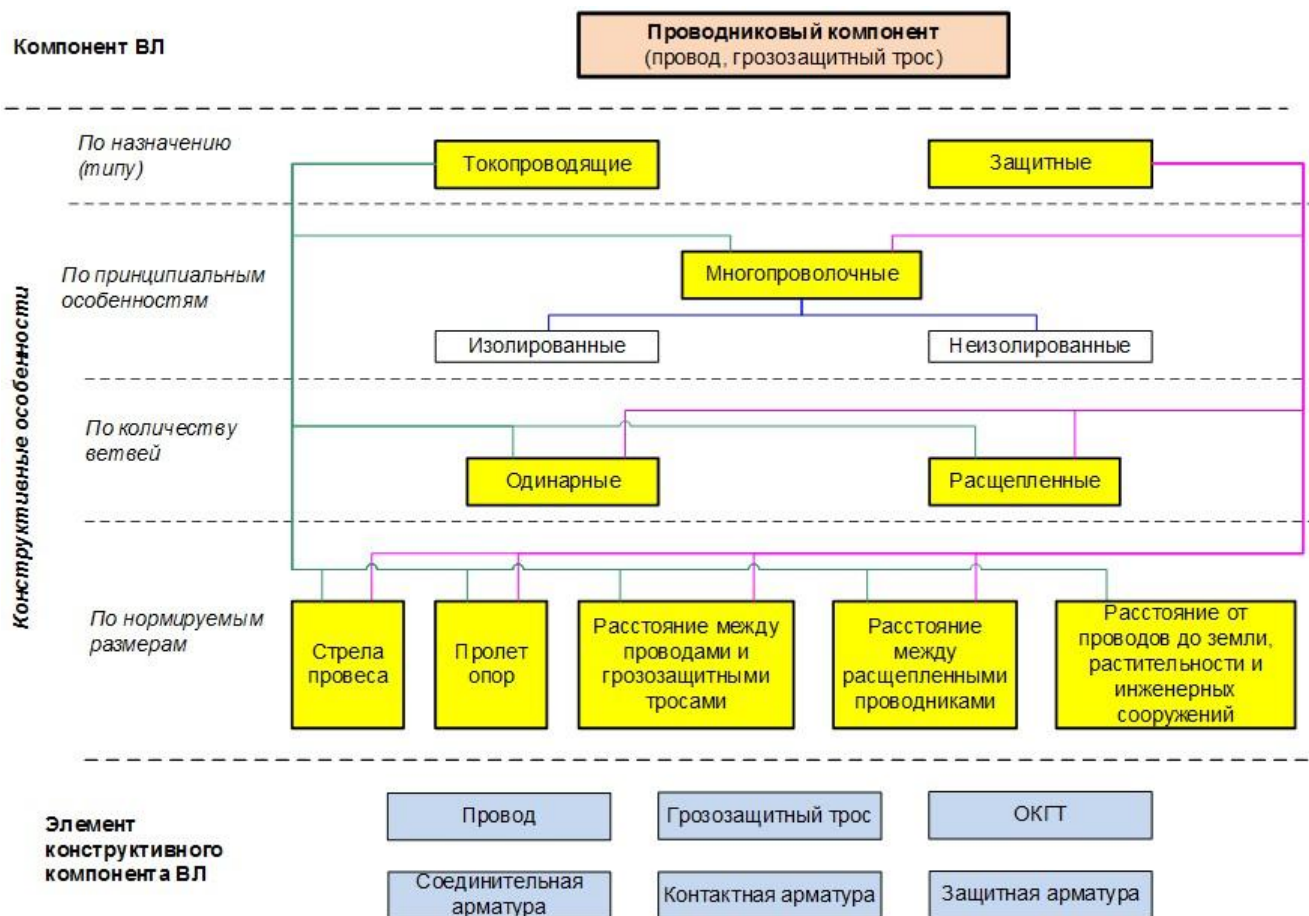


Рисунок 2.3 – Структура проводникового компонента

Классификация проводникового компонента по ряду признаков следующая:

1. По назначению проводниковый компонент можно подразделить на токопроводящие и защитные. К токопроводящим относятся провода, предназначенные для передачи электрической энергии. К защитным относятся грозозащитные тросы, служащие для защиты проводов от непосредственного разряда в них молнии.

2. По принципиальным особенностям можно подразделить на многопроволочные, которые делятся на изолированные и неизолированные. Причинами применения многопроволочных проводов является сложность изготовления холоднотянутой проволоки диаметром более 3-4 мм. Для увеличения механической прочности многопроволочные провода изготавливаются из двух металлов.

3. По количеству ветвей проводниковый компонент различают на одинарные

и расщепленные. Расщепленные провода в основном выполняют на ВЛ в габаритах 330 кВ и выше, целью которого является уменьшение потерь на корону и уменьшение радиопомех [63].

4. К нормируемым размерам для проводникового компонента относятся: стрела провеса; длина пролета между опорами; расстояние между проводами и грозозащитными тросами; расстояние между расщепленными проводниками; расстояние от проводов до земли, растительности и инженерных сооружений.

2.2 Статистика аварийных отключений воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше

За период 1999 – 2016 гг. в электрических сетях Казахстана напряжением 220-1150 кВ произошло 5299 аварийных отключений ВЛ [89, 91], которые классифицированы следующим образом:

1. Недостатки эксплуатации, что составляют 22% от общего количества отключений. В данный раздел включены отключения, связанные с:

- падениями опор из-за коррозии анкерного узла крепления тросовых оттяжек и недостаточного заглубления опор;

- обрывами проводов и грозозащитных тросов и их жил при ясной погоде и по причине неудовлетворительного контакта в зажимах;

- разрывами и расщеплениями изолирующих подвесок из-за отсутствия замков и неудовлетворительного шарнирного соединения арматуры при ясной погоде;

- возгораниями растительности на трассе ВЛ;

- перекрытиями изоляции при ясной погоде из-за загрязнения изоляторов;

- перекрытиями проводов на крону деревьев.

2. Воздействие посторонних лиц, что составляют 4% от общего количества отключений. Этот раздел состоит из отключений, связанных с:

- падением опор из-за хищения уголков и среза анкерных болтов тросовых оттяжек;

- обрывами и повреждениями проводов из-за работы спецтехники под ВЛ;
- дуговыми перекрытиями с проводов на спецтехнику, работающую в охранной зоне ВЛ, а также на проезжающий негабаритный транспорт под ВЛ;
- перекрытиями изоляции по причине разрушения изоляторов при их расстреле из охотничьих ружей;
- набросами посторонних предметов на провода ВЛ;
- разведением огня в охранной зоне ВЛ.

3. Воздействие стихийных явлений, что составляют 21% от общего количества отключений. В этот раздел включены отключения, произошедшие при ветровых и гололедных нагрузках и связанных с:

- падением опор;
- обрывами проводов и грозозащитных тросов и их жил;
- разрывами и расцеплениями изолирующих подвесок;
- пляской проводов и грозозащитных тросов;
- приближением провода на недопустимое расстояние к телу опоры;
- приближением проводов и грозозащитных тросов на недопустимое расстояние к друг другу или к земле из-за гололедообразования;
- перекрытием изоляции при грозových перенапряжениях и при густых туманах.

4. Невыясненные причины, что составляют 32% от общего количества отключений. В данный раздел входят отключения, произошедшие как при ясной погоде, так и при воздействии стихийных явлений, причины которых не выявлены.

5. Отключения, не связанные с повреждением ВЛ, что составляют 21% от общего количества отключений. К этому разделу относятся отключения, произошедшие по причинам ошибочных действий персонала, неисправности релейной защиты и автоматики, неисправности оборудования ПС, неисправности оборудования потребителей.

6. Отключения, связанные с дефектом изготовления и некачественным строительством, что составляет менее 1% от общего количества. В данный раздел входят отключения, связанные с некачественным монтажом при строительстве,

заводским браком поставляемых материалов.

На рисунке 2.4 приведена общая статистика аварийных отключений с разбивкой по классифицированным причинам.

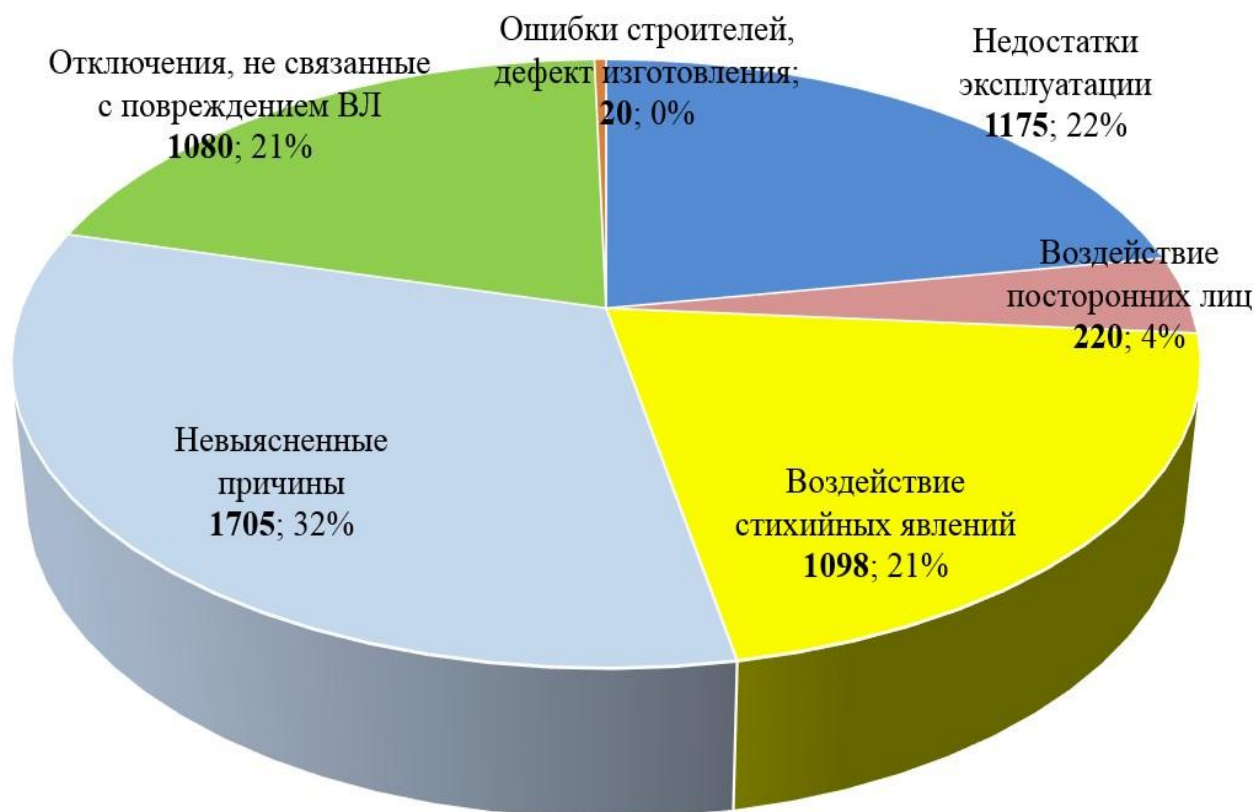


Рисунок 2.4 – Классификация аварийных отключений ВЛ за период 1999 – 2016 гг

Далее, рассмотрим данную статистику по годам, которая показана на рисунке 2.5. Следует отметить, что за 2001 год показаны отключения ВЛ только за первые 7 месяцев, т.к. данные за август-декабрь, к сожалению, отсутствуют. Наблюдается тенденция снижения аварийных отключений по невыясненным причинам и связанных с недостатком эксплуатации, но при этом увеличивается количество аварийных отключений, связанных с воздействием стихийных явлений. Это обусловлено появившемся в 2009 году требованием выявления причин аварийных отключений ВЛ с успешным АПВ, что не требовалось в ранние годы.

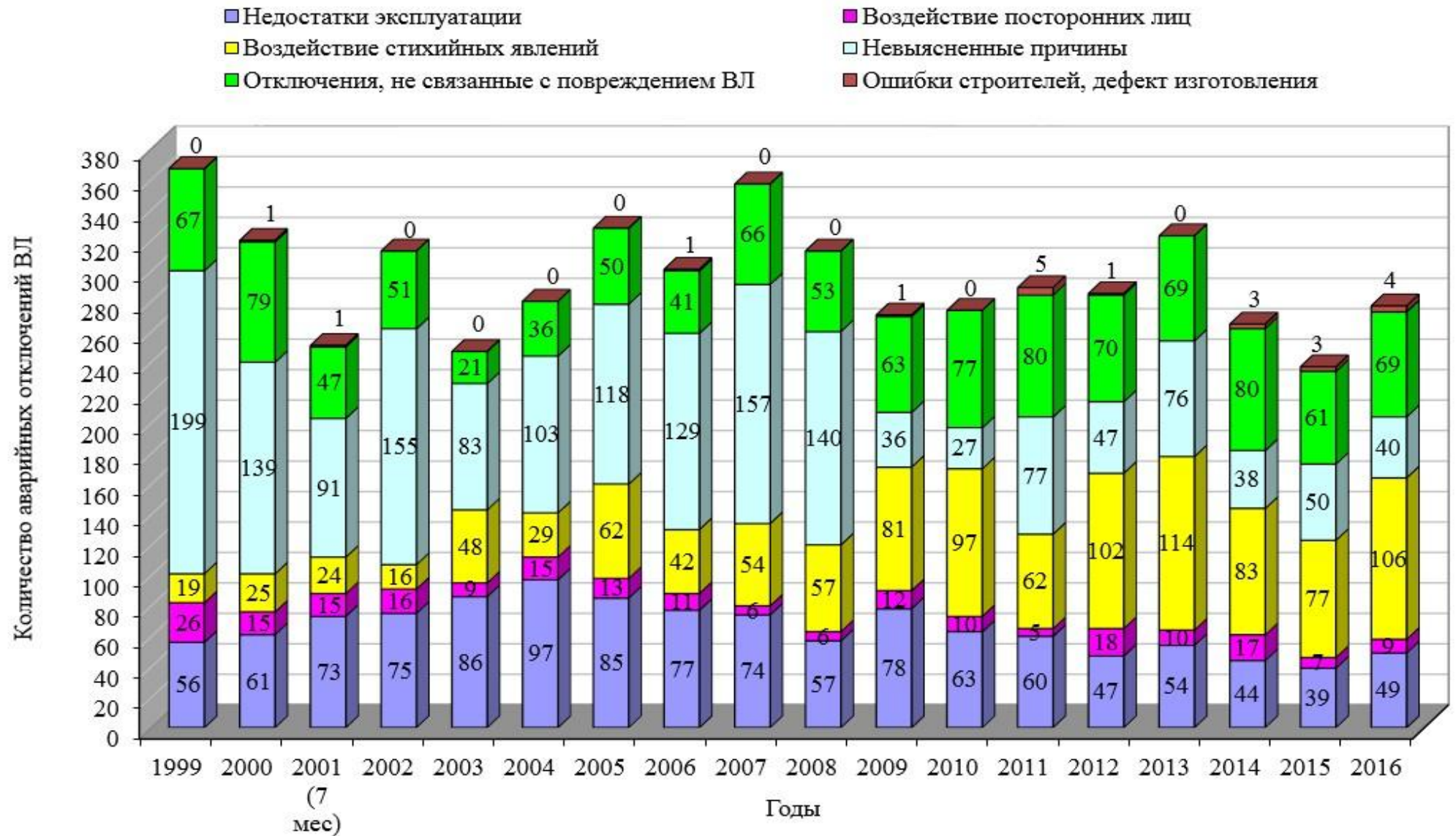


Рисунок 2.5 – Количество аварийных отключений ВЛ за период 1999 – 2016 гг

2.3 Анализ отказов воздушных линий электропередачи

Отказы ВЛ Республики Казахстан классифицированы следующим образом [46, 93]:

1) по длительности нарушения работоспособности – устойчивые;
2) по скорости протекания процессов, изменения значений параметров – внезапные;

3) по степени нарушения работоспособности – полные;

4) по зависимости от отказов других объектов – независимые;

Причинами устойчивых отказов ВЛ могут быть внешними и внутренними. К внешним причинам относятся:

1) ошибки, допущенные при проектировании, определении условий и режимов эксплуатации, при изготовлении элементов и их монтаже. Эти ошибки и скрытые дефекты обычно проявляются в начальном периоде эксплуатации;

2) износ, который приводит к постепенному утрачиванию объектом ряда функциональных свойств, то есть старению. Процесс износа происходит под влиянием постоянно действующих факторов, имеющих и случайный, и детерминированный характер;

3) воздействие стихийных явлений и посторонних лиц. Эти воздействия приводят к отказам, даже если у элементов ВЛ отсутствуют какие-либо видимые ухудшения функциональных свойств.

К внутренним причинам относятся ошибки обслуживающего персонала и невысокая его квалификация. Низкое качество осмотров, неудовлетворительное выполнение технического обслуживания и ремонта приводят к отказам.

Анализ отказов ВЛ выполнен с учетом климатических районов [27] показанных в таблице 2.1. Республика Казахстан находится в умеренном климатическом поясе. Расположение ВЛ по климатическим районам определено на основании [82].

Таблица 2.1 – Распределение климатических районов

| Климатический район | Средний из абсолютных годовых минимумов температуры воздуха, °С |
|---------------------|---|
| Умеренно холодный | от минус 45 до минус 40 |
| Умеренный | от минус 40 до минус 25 |
| Умеренно теплый | выше минус 25 |

За период 1999-2016 гг. в электрических сетях произошел 251 отказ ВЛ (Таблица 2.2). Эти отказы произошли из-за повреждений следующих элементов:

- 1) изолирующие подвески (42% от общего количества);
- 2) провода (20% от общего количества);
- 3) стойка опоры (17% от общего количества);
- 4) грозозащитные тросы (17% от общего количества);
- 5) анкерные узлы крепления тросовых оттяжек опор (4% от общего количества).

Таблица 2.2 – Отказы ВЛ за период 1999-2016 гг.

| № | Наименование элементов, приведших к отказу | Число отказов при среднем абсолютном годовом минимуме температуры воздуха | | |
|-----|--|---|---------------|----------|
| | | от -45 до -40 | от -40 до -25 | выше -25 |
| 1 | Стойки опор, в том числе: | 3 | 34 | 5 |
| 1.1 | железобетонные центрифугированные | - | 23 | 3 |
| 1.2 | металлические решетчатые | 3 | 11 | 2 |
| 2 | Анкерные узлы крепления тросовых оттяжек, в том числе: | - | 10 | - |
| 2.1 | подземные | - | 8 | - |
| 2.2 | надземные | - | 2 | - |
| 3 | Провода, в том числе: | 3 | 42 | 7 |
| 3.1 | в пролете | 1 | 25 | 2 |
| 3.2 | в петлях (шлейфах) | 2 | 17 | 5 |
| 4 | Грозозащитные тросы (в пролете) | 3 | 34 | 6 |
| 5 | Изолирующие подвески, в том числе: | 3 | 83 | 18 |
| 5.1 | стеклянные и фарфоровые | 3 | 78 | 18 |
| 5.2 | полимерные | - | 5 | - |

2.3.1 Железобетонные центрифугированные стойки опор

За период 1999-2016 гг. в национальных электрических сетях Казахстана из-за излома железобетонных стоек вследствие воздействия стихийных явлений произошло 26 отказов ВЛ напряжением 220 кВ и выше (Рисунок 2.6). За указанный период была разрушена 71 железобетонная опора [93].

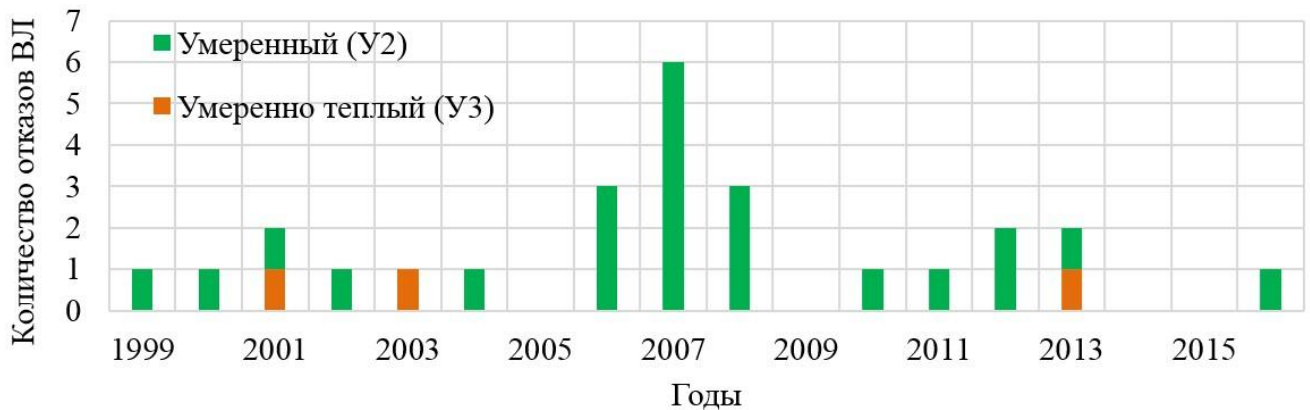


Рисунок 2.6 – Количество отказов ВЛ напряжением 220 кВ и выше по причине разрушений железобетонных стоек

В данной статистике не приведены отказы, произошедшие по причине воздействия посторонних лиц и отказы, связанные с недостатками проектирования, строительства и эксплуатации (недостаточное заглубление железобетонной стойки при ее замене, неправильный выбор опоры по несущей способности), а также связанные с коррозией анкерных узлов крепления оттяжек.

Повреждения элементов ВЛ происходят при разной продолжительности эксплуатации. В целях исследования времени эксплуатации ВЛ до отказа, построены зависимости числа повреждений элементов от срока службы ВЛ. На рисунке 2.7 показана зависимость количества разрушенных опор от их срока службы.

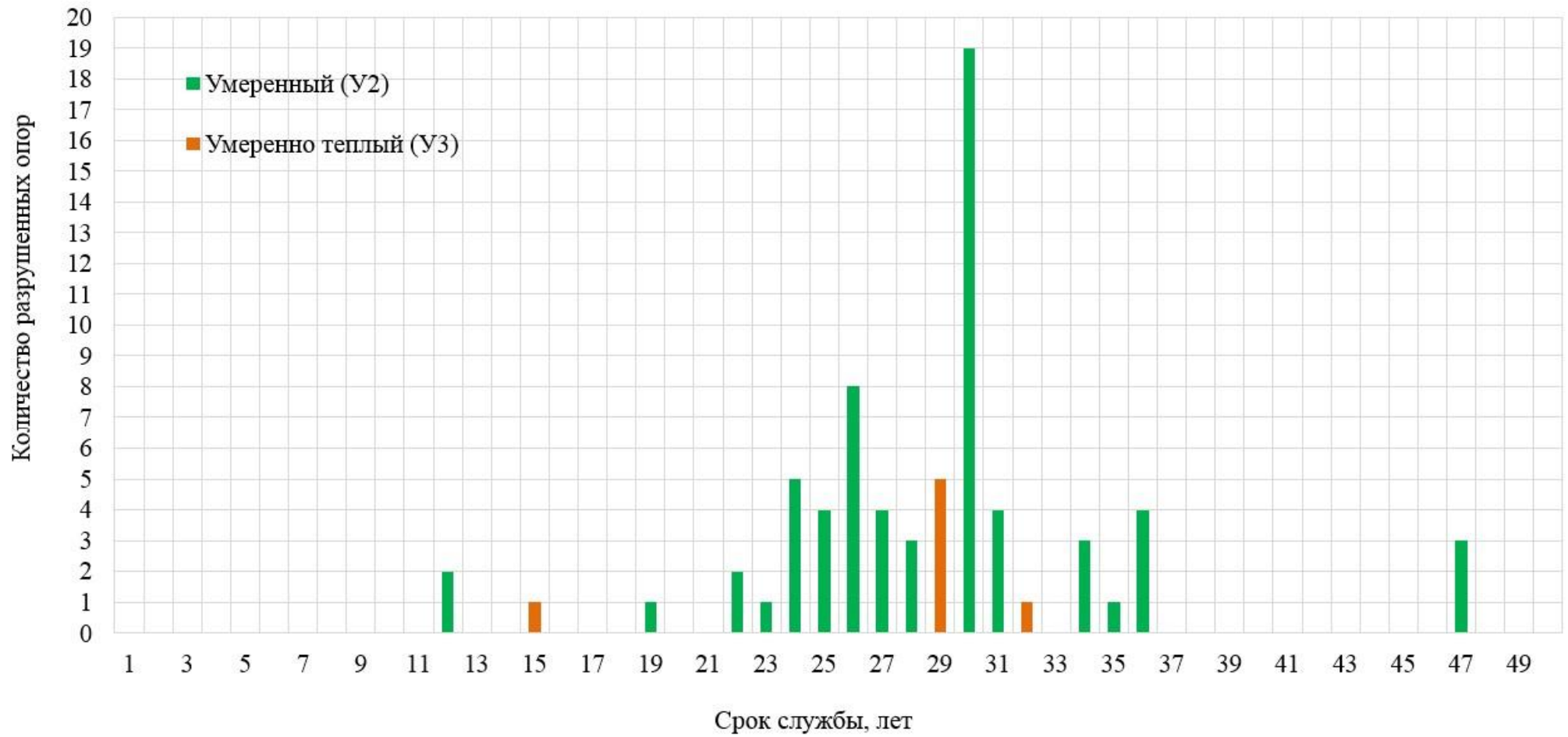


Рисунок 2.7 – Зависимость количества разрушенных железобетонных стоек от срока службы

Как видно на рисунке 2.7, из-за воздействия стихийных явлений железобетонные опоры интенсивно начинают разрушаться при сроках службы 24-31 лет.

Основными дефектами железобетонных опор за время их эксплуатации являлись следующие повреждения, которые перечислены в порядке возрастания по значимости:

1) повреждения в виде сколов поверхности бетона от расстрела по ним из ружья и сквозные отверстия площадью 10-30 см² на теле железобетонной стойки из-за воздействия посторонних лиц;

2) потеки ржавчины на железобетонных стойках некоторых ВЛ вследствие воздействия атмосферных осадков. Из-за нарушения технологии при изготовлении стоек, часть арматуры (обычно длиной до 2 см) оказалась обнаженной и незащищенной слоем бетона. Аналогичные потеки можно обнаружить также на многих ВЛ в местах соединения с металлоконструкциями (траверсы, тросостойки и др.) в результате коррозии последних;

3) образование трещин, которое имеет массовый характер. Климат Казахстана является резко континентальным, и температура окружающего воздуха может меняться большими перепадами за сутки. Трещины могли образоваться в результате внешних факторов (ветровые нагрузки, температурные воздействия). Также негативное влияние оказывают дополнительные механические нагрузки от гололедообразования на ВЛ.

4) излом железобетонных стоек опор возникал в результате воздействия сильных ураганных ветров, где порывы ветра разрушали от одной и более рядом стоящих опор. Срок службы поврежденных ВЛ составлял от 12 до 47 лет. Падение железобетонных опор обычно случалось на ВЛ, которые в период Советского Союза (по старым редакциям Правил устройства электроустановок) проектировались по климатическим условиям с повторяемостью 1 раз в 10 лет. В настоящее время при проектировании, новые ВЛ в казахстанской компании рассчитываются по климатическим условиям повторяемостью 1 раз в 25 лет согласно требованиям [66].

Отдельно необходимо акцентировать внимание на железобетонных опорах ВЛ в западном регионе Казахстана, на которые оказывает влияние повышенная засоленность грунта. Соли, осевшие у основания опор, вызывают коррозию бетона при увлажненном грунте. Как отмечает В.М. Москвин «Коррозионные процессы между твердыми агрессивными средами и бетоном возможны только при появлении жидкой фазы или в результате непосредственно увлажнения твердой среды атмосферными осадками, грунтовыми или поверхностными водами» [60]. На железобетонных стойках опор были обнаружены белые налеты в процессе высыхания грунта. Данное явление можно отнести к коррозии I вида, выделенной В.М. Москвиным, где растворенные во влажном грунте соединения, и в первую очередь гидроксид кальция, карбонизируясь и выпадая в осадок в виде карбоната кальция, образовали на поверхности бетона белый налет. Также в этом регионе было замечено повреждение в виде откола защитного слоя бетона в результате коррозии арматуры железобетонной стойки. Железо вступало в химические реакции с иными соединениями, растворенными во влажном грунте, что приводило к нарастанию внутреннего давления в теле бетона и разрушению защитного слоя бетона.

2.3.2 Стойки металлических опор

За период 1999-2016 гг. в национальных электрических сетях Казахстана произошло 16 отказов ВЛ из-за падения металлических опор вследствие воздействия стихийных явлений (Рисунок 2.8). За указанный период были разрушены 65 металлических опор на ВЛ 220 кВ и выше.

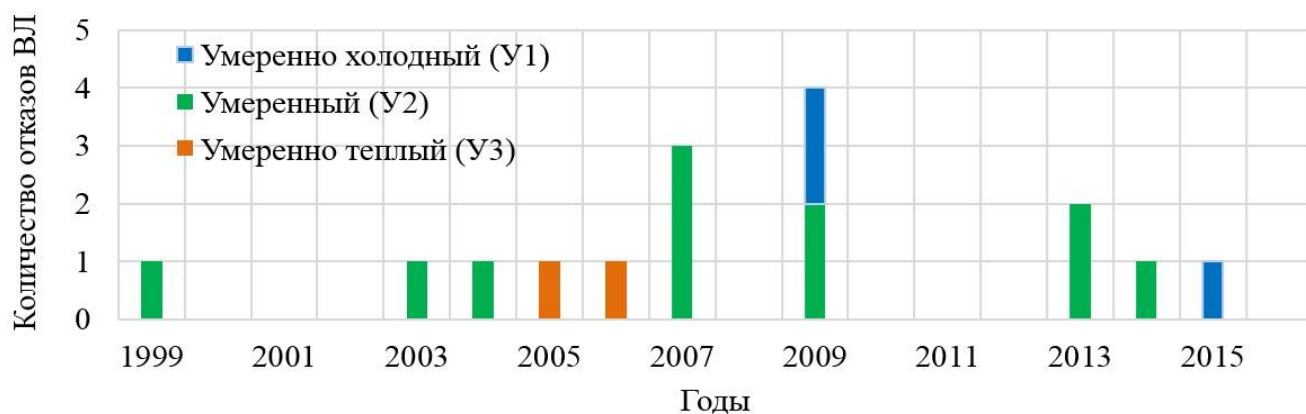


Рисунок 2.8 – Количество отказов ВЛ напряжением 220 кВ и выше по причине разрушений металлических стоек

В данной статистике не приведены отказы, произошедшие по причине воздействия посторонних лиц и связанные с коррозией анкерных узлов крепления оттяжек.

Для более детального отображения покажем зависимость количества разрушенных опор от их срока службы (Рисунок 2.9). Как видно из рисунка 2.9, из-за воздействия стихийных явлений металлические опоры начинают интенсивно разрушаться с 32 лет.

Основными дефектами металлических опор за время их эксплуатации являлись:

- 1) деформация угловой стали (этот дефект мог возникнуть при строительстве ВЛ, либо при сверхнормативных ветровых и гололедных нагрузках);
- 2) неплотное прилегание пяты опоры к фундаменту (данная неисправность также является результатом недобросовестных работ строителей);
- 3) отсутствие угловой стали из-за их хищения посторонними лицами;
- 4) сплошная коррозия металлоконструкций опор (наибольшая – ближе к уровню земли), которая является проблемой для электросетевых организаций и имеет массовый характер.;
- 5) повреждения опор вследствие наездов сельскохозяйственных транспортных средств при выполнении работ в охранной зоне ВЛ;
- 6) падения опор при сверхнормативных ветровых и гололедных нагрузках.

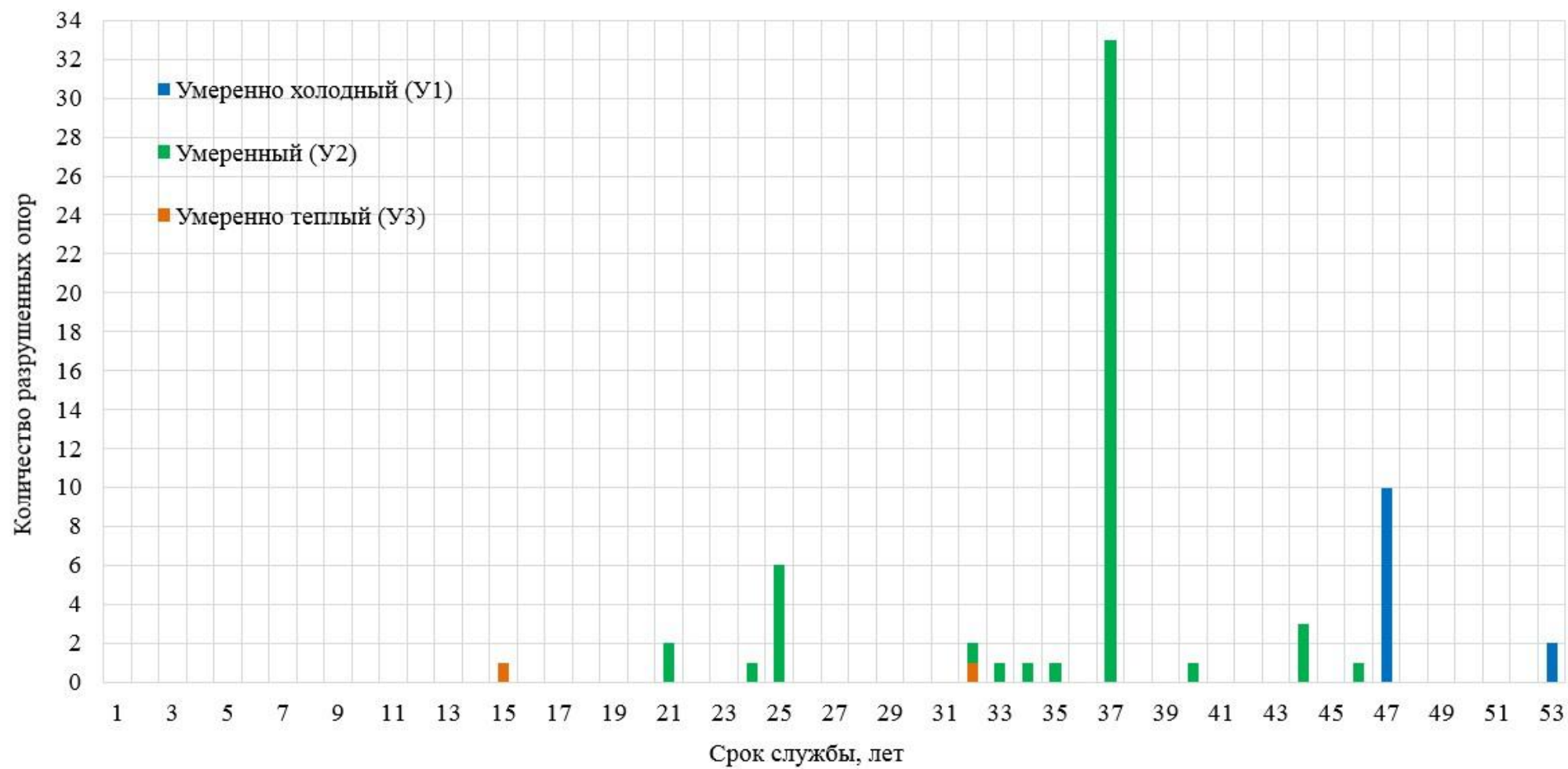


Рисунок 2.9 – Зависимость количества разрушенных металлических опор от срока службы

2.3.3 Анкерные узлы крепления тросовых оттяжек

За период 2000-2016 гг. в национальных электрических сетях Казахстана произошло 8 отказов ВЛ из-за уменьшения поперечных сечений U-образных болтов и петель анкерных плит вследствие коррозии с подземным расположением анкерного узла крепления оттяжек (Рисунок 2.10), а также 2 отказа из-за разрыва U-образных болтов и петель с надземным расположением анкерного узла крепления оттяжек (в 2014 году). За указанный период были разрушены 11 опор на ВЛ 220 кВ и выше.

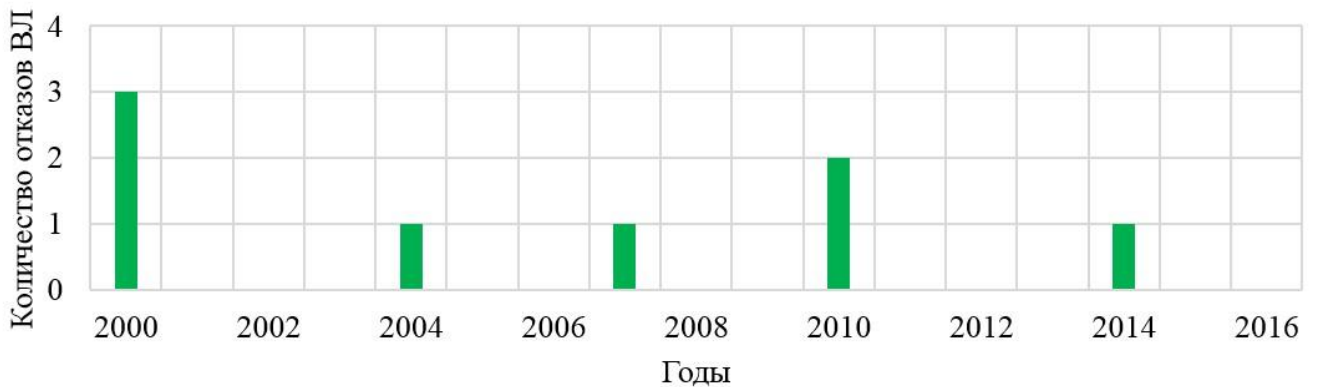


Рисунок 2.10 – Количество отказов ВЛ напряжением 220 кВ и выше по причине разрушений **подземных** анкерных узлов крепления оттяжек опор

Для более детального отображения покажем зависимость количества разрушенных анкерных узлов от их срока службы (Рисунок 2.11).



а)



б)

Рисунок 2.11 – Зависимость количества разрушенных анкерных узлов крепления оттяжек опор от срока службы:

а) подземные; б) надземные.

Следует отметить, что ревизия анкерных узлов крепления тросовых оттяжек проводится выборочно со вскрытием грунта на определенных участках согласно [67]. Учитывая факты отказов, можно предположить, что после 15 лет эксплуатации анкерные узлы должны подлежать ревизии или проверке диагностическими приборами, позволяющие достоверно определять потерю сечения узлов. При этом необходимо отметить, что интенсивность коррозии также зависит от вида грунта.

В период эксплуатации анкерных узлов крепления оттяжек обнаруживались следующие дефекты:

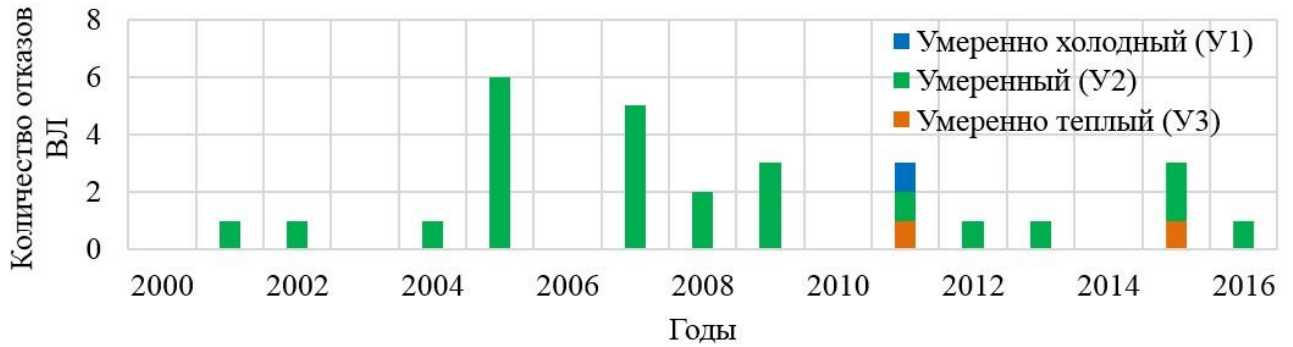
- 1) деформация U-образных болтов, которые могли возникнуть при воздействии посторонних лиц;
- 2) уменьшение поперечного сечения U-образных болтов и петель анкерных плит из-за их коррозии;
- 3) излом U-образного болта, расположенного над землей;
- 4) разрыв петли в сварном соединении с надземным расположением.

Кроме того, наблюдается появление коррозии на самой тросовой оттяжке в связи с отсутствием проведения периодических смазок этих тросов.

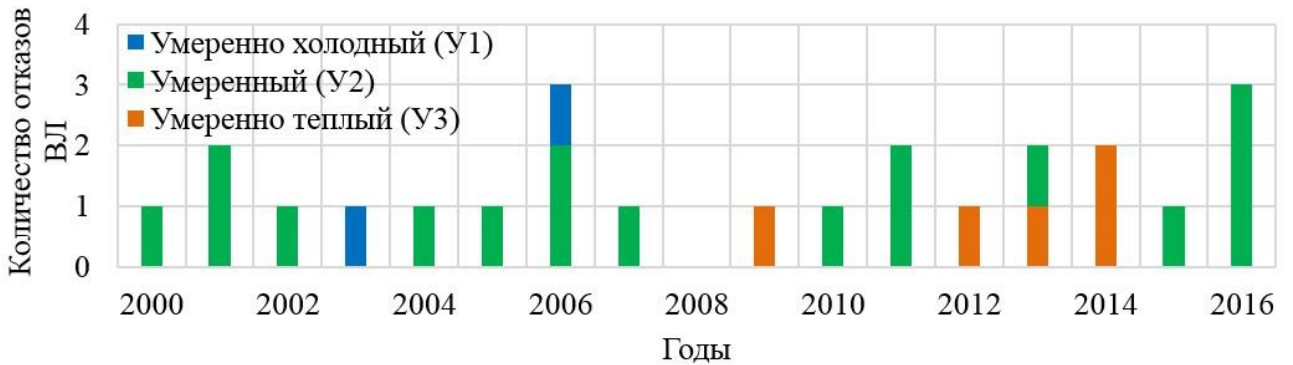
2.3.4 Провода и грозозащитные тросы

За период 2000-2016 гг. в национальных электрических сетях Казахстана произошло 52 отказов ВЛ из-за обрывов проводов (Рисунок 2.12) и 43 отказа ВЛ из-за обрывов грозозащитных тросов (Рисунок 2.13). При этом отдельно покажем статистику по обрывам проводов в пролете опор и в петлях анкерных опор, т.к. механическая нагрузка отличается друг от друга.

В данной статистике не приведены отказы, произошедшие по причине воздействия посторонних лиц.



а)



б)

Рисунок 2.12 – Количество отказов ВЛ напряжением 220 кВ и выше по причине обрывов проводов:

а) в пролете опор; б) в петлях анкерных опор.

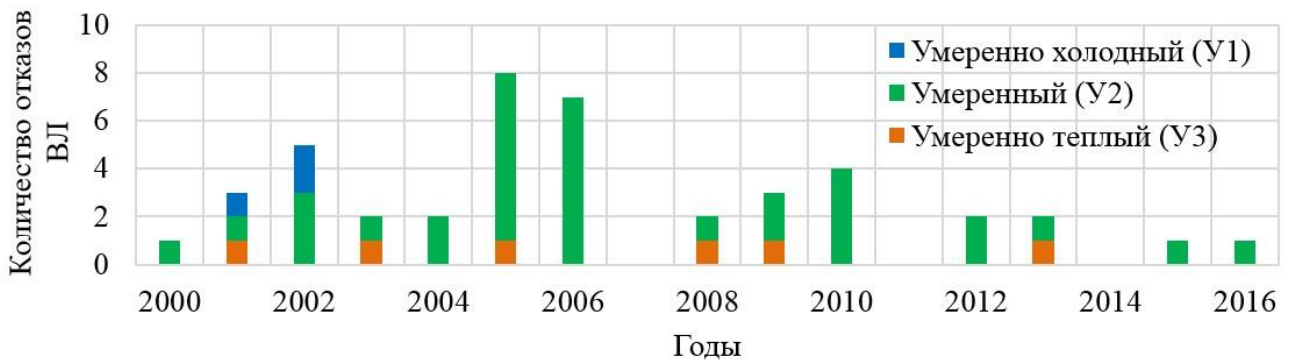
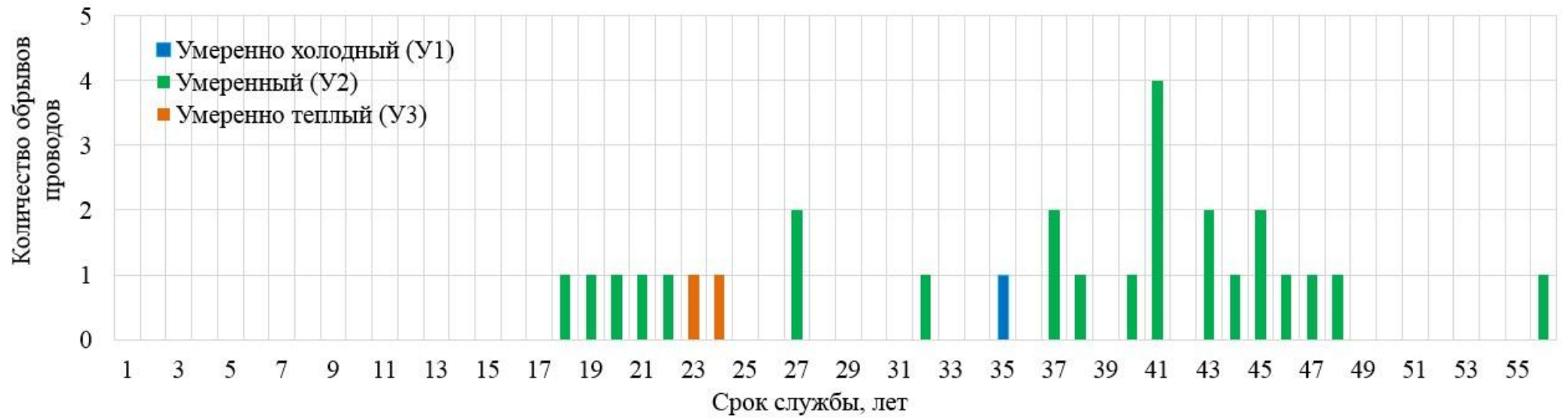
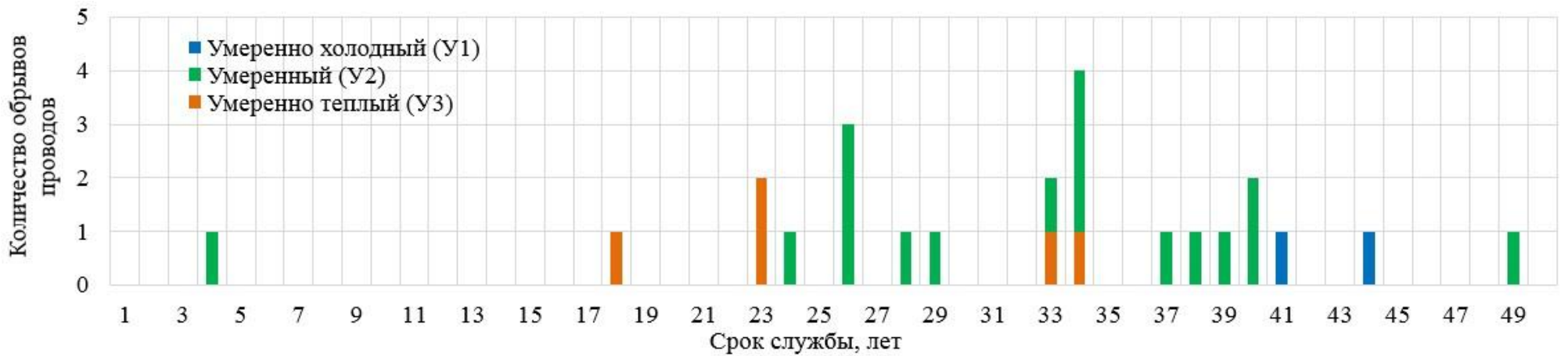


Рисунок 2.13 – Количество отказов ВЛ напряжением 220 кВ и выше по причине обрывов грозозащитных тросов в пролете между опорами

Для более детального отображения покажем зависимость количества обрывов проводов и грозозащитных тросов от их срока службы (Рисунки 2.14 и 2.15).



а)



б)

Рисунок 2.14 – Зависимость количества обрывов проводов от срока службы:

а) в пролете опор; б) в петлях анкерных опор.

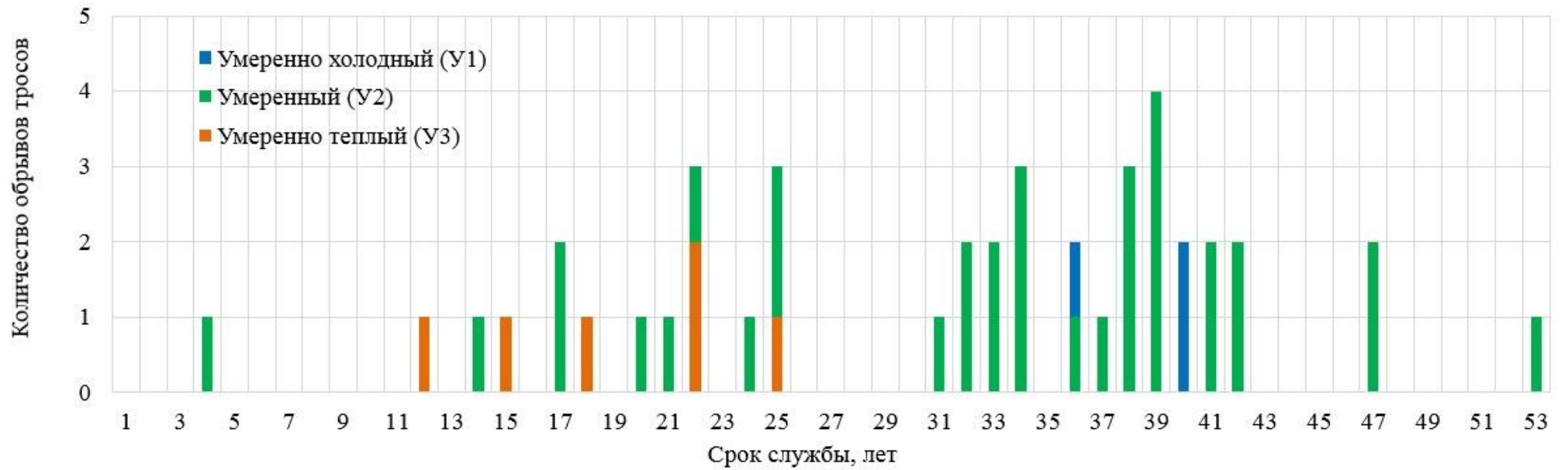


Рисунок 2.15 – Зависимость количества обрывов грозозащитных тросов в пролете опор от срока службы

Провода в пролетах между опорами начинают интенсивно повреждаться на 37-45 годы эксплуатации, а в петлях анкерных опор – после 37 лет. Грозозащитные тросы в пролетах опор интенсивно повреждаются на 34-39 годы.

Во время эксплуатации проводов и грозозащитных тросов встречались следующие неисправности:

- 1) коррозия грозозащитных тросов;
- 2) усталостный износ верхних повивов у основания зажимов, которые возникают при вибрации проводов или грозозащитных тросов;
- 3) старение гасителей вибрации, проявляющееся в изгибах гибкого элемента, падении грузов, смещении гасителя вибрации в сторону пролета;
- 4) повреждение повивов проводов или грозозащитных тросов, происходящее в результате прямых попаданий молний, ослаблений зажимов распорок расщепленных проводов (при длительной эксплуатации причиной уменьшения поперечного сечения на 5-8% может быть воздействие температурных и климатических воздействий);
- 5) встречаются обрывы проводов у основания соединительных зажимов, которые могли возникнуть в результате увеличения переходного сопротивления вследствие коррозии в полости соединительных зажимов и повышенного местного нагрева [2];
- 6) обрывы проводов и грозозащитных тросов, которые происходят при падении деревьев на провода, работ спецтехники под проводами, гололедных отложениях, грозových перенапряжениях.

2.3.5 Изолирующие подвески

За период 2000-2016 гг. в национальных электрических сетях Казахстана произошло 104 отказов ВЛ из-за разрывов и расцеплений изолирующих подвесок (Рисунок 2.16), из них 5 случаев разрыва полимерных изоляторов (1 случай – в 2008 году и 4 случая – в 2014 году).

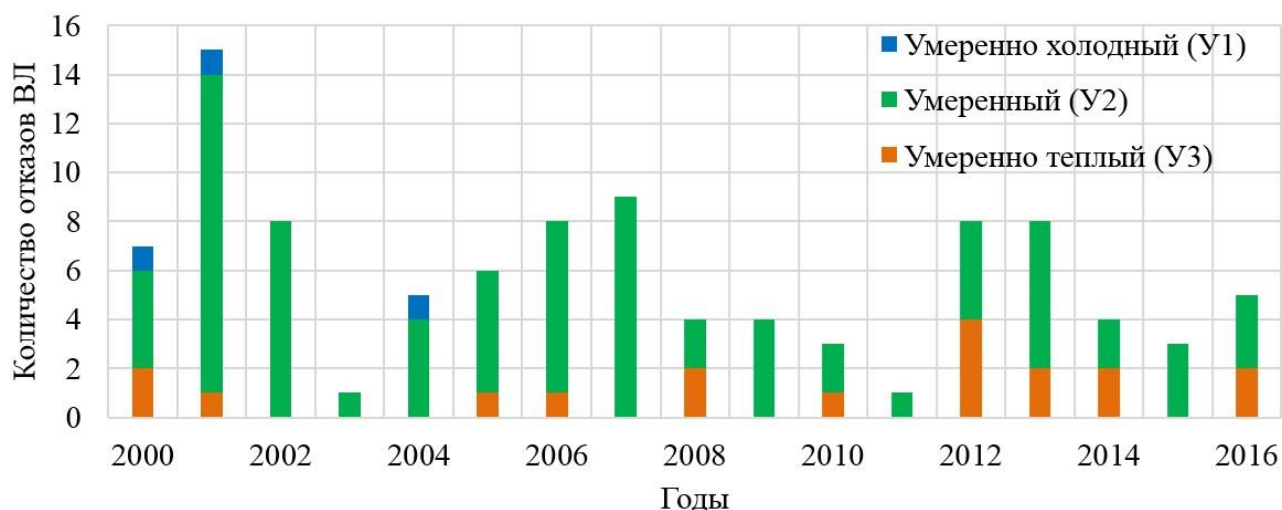


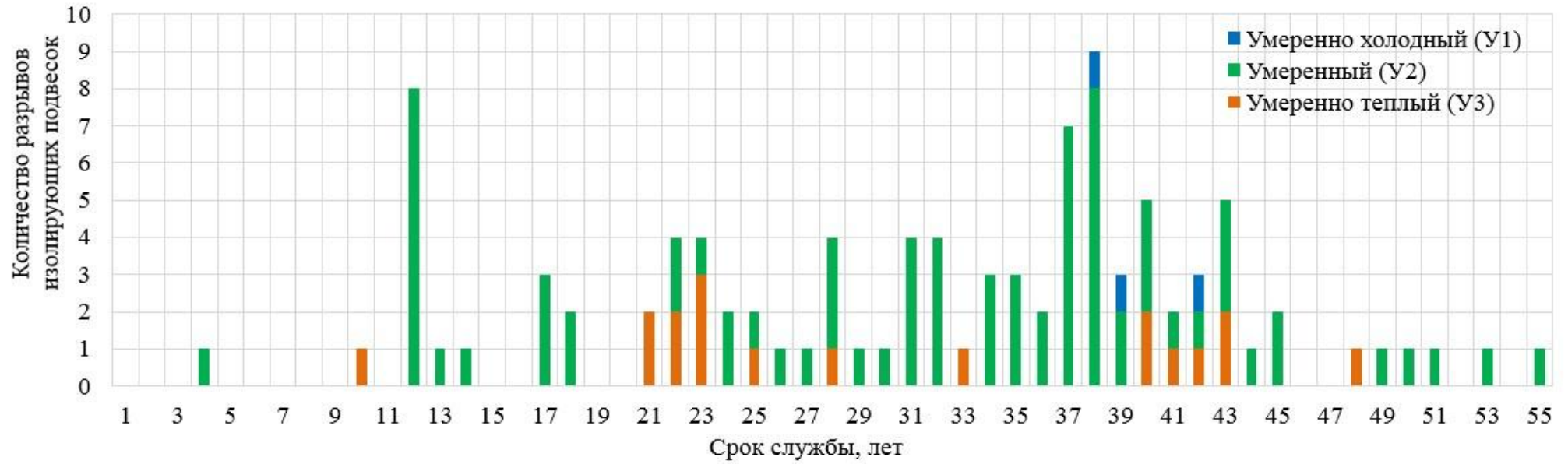
Рисунок 2.16 – Количество отказов ВЛ напряжением 220 кВ и выше по причине разрывов и расцеплений изолирующих подвесок со стеклянными и фарфоровыми изоляторами

Для более детального отображения покажем зависимость количества разрывов изолирующих подвесок от их срока службы (Рисунок 2.17).

Изолирующие подвески со стеклянными и фарфоровыми изоляторами начинают интенсивно повреждаться на 37-38 годы эксплуатации. Из-за воздействия ветровых нагрузок происходит истирание элементов линейной арматуры с уменьшением поперечного сечения.

Основными повреждениями изолирующих подвесок в процессе эксплуатации являлись следующие неисправности:

- 1) перекрытия изоляторов, которые происходят из-за их загрязнения;
- 2) разрушения стекла, трещины и сколы фарфора;
- 3) расцепление изолирующих подвесок при плясках проводов вследствие деформации замков изоляторов, а также самопроизвольного раскручивания гаек при отсутствии шплинтов на сцепной арматуре;
- 4) разрыв изолирующих подвесок из-за раскола шапок изоляторов, излома стержней изоляторов, уменьшения поперечного сечения сцепной арматуры до критического состояния, хрупкого излома стеклопластиковых стержней полимерных изоляторов.



а)



б)

Рисунок 2.17 – Зависимость количества разрывов изолирующих подвесок от срока службы:

а) со стеклянными и фарфоровыми изоляторами; б) с полимерными изоляторами.

2.4 Расчет показателей надежности элементов, приводящих к отказу воздушных линий электропередачи

В литературе по теории надежности электроэнергетических установок [35, 36, 46] показатели надежности рассчитываются на ВЛ в целом, а параметр потока отказов определяется с размерностью «число отказов на 100 км в год». Подобный подход широко применяется только при оценке надежности в проектировании электрических сетей.

В процессе эксплуатации элементы опорного, изолирующего и проводникового компонентов ВЛ подвергаются износу и старению, что приводит к многочисленным отказам ВЛ в целом и показатели надежности со временем ухудшаются. Для выделенных в 2.1 компонентов можно рассчитать по отдельности следующие показатели надежности.

На основе формулы (5) из таблицы 1.1 параметр потока отказов с размерностью «на 100 км ВЛ» в единицу времени преобразим следующей формулой

$$\omega_l = \frac{n(\Delta t)}{L \cdot \Delta t} \cdot 100, \quad (2.1)$$

где $n(\Delta t)$ – число отказавших элементов компонента в интервале времени от $t - \frac{\Delta t}{2}$ до $t + \frac{\Delta t}{2}$;

L – суммарная протяженность ВЛ, имеющих аналогичный срок службы с той, на которой произошел отказ, км.

Параметр потока отказов с размерностью «на одну ВЛ» в единицу времени определяется формулой (5) из таблицы 1.1. При этом, N – число ВЛ, имеющих аналогичный срок службы с той, на которой произошло повреждение компонента.

Аналогично можно определить интенсивность отказов с размерностью «на одну ВЛ» в единицу времени используя формулу (3) из таблицы 1.1. Тогда интенсивность отказов с размерностью «на 100 км ВЛ» в единицу времени

преобразим следующей формулой

$$\lambda_t = \frac{n(\Delta t)}{L_{cp} \cdot \Delta t}, \quad (2.2)$$

где L_{cp} – средняя протяженность исправно работающих ВЛ, имеющих аналогичный срок службы с той, на которой произошло повреждение компонента, в интервале времени от $t - \frac{\Delta t}{2}$ до $t + \frac{\Delta t}{2}$.

Для анализа показателей надежности ВЛ произведем расчеты, результаты которых приведены в приложении А (Таблицы А.1-А.5) и в приложениях Б и В (Рисунки Б.1-Б.9, В.1-В.9). При этом диапазон значений показателей надежности составил:

- 1) среднее время восстановления ВЛ при отказе элементов от 0,65 до 197,58 час;
- 2) средняя наработка на отказ элементов ВЛ от 0,4 до 82 лет;
- 3) параметр потока отказов элементов ВЛ от 0,0098 до 0,839 год⁻¹;
- 4) интенсивность отказов элементов ВЛ от 0,0059 до 0,2378 год⁻¹;
- 5) коэффициент вынужденного простоя при отказе элементов ВЛ от 0,00001 до 0,00338.

Расчётами показано, что отказам наиболее часто подвергается изолирующий компонент, но он имеет преимущество, заключающееся в быстром восстановлении и в наименьших затратах на восстановление его элементов.

Приведем сравнение стоимости аварийно-восстановительных работ на изолирующем и проводниковом компонентах (замена изолирующей подвески и устранения обрыва провода).

При разрыве изолирующей подвески происходит падение провода, при котором разрушаются остальные целые изоляторы, упавшие вместе с проводом. Результаты расчета затрат на замену всей изолирующей подвески приведены в

таблицах 2.3-2.4.

Таблица 2.3 – Затраты на замену изолирующей подвески ВЛ 220 кВ

| № | Наименование материала | Ед.изм. | Количество | Цена, тенге | Сумма, тенге |
|--------------|--|---------|------------|-------------|--------------|
| 1 | Узел крепления КПП-16-1 | шт | 1 | 3770 | 3770 |
| 2 | Скоба СК-12-1А | шт | 1 | 1535 | 1535 |
| 3 | Звено промежуточное монтажное ПТМ-12-2 | шт | 1 | 2140 | 2140 |
| 4 | Серьга СР-12-16 | шт | 1 | 630 | 630 |
| 5 | Изолятор ПС 70Е | шт | 16 | 1829 | 29264 |
| 6 | Зажим поддерживающий ПГН-5-3 | шт | 1 | 9508 | 9508 |
| Итого | | | | | 46847 |

Таблица 2.4 – Затраты на ремонт провода длиной 50 м.

| № | Наименование материала | Ед.изм. | Количество | Цена, тенге | Сумма, тенге |
|--------------|--------------------------------|---------|------------|-------------|-----------------|
| 1 | Провод АС 300/39 | тн | 0,0566 | 1026800 | 58116,88 |
| 2 | Зажим соединительный САС-330-1 | шт | 1 | 7768 | 7768 |
| Итого | | | | | 65884,88 |

Устранение обрыва провода производится вставкой минимально необходимой длины провода взамен вырезанного поврежденного участка [73].

С учётом всех вышеприведенных показателей надежности элементов ВЛ, следует, что большее внимание необходимо обращать на опорный компонент, восстановление которого связано с наибольшим временем восстановления с наибольшими затратами. Следует отметить, что удельная повреждаемость железобетонных опор в АО «КЕГОС» за период 1999-2016 гг. составила 0,12% (от общего количества железобетонных опор), а металлических опор – 0,21% (от общего количества металлических опор). При этом, в методических указаниях

приводится только оценка остаточного ресурса металлических изделий.

Выводы

1. Компонентная структура ВЛ позволяет выполнить не только анализ повреждаемости ВЛ, но и вести планирование и учет технического обслуживания и ремонта ВЛ с помощью систем управления активами.

2. Анализ технологических нарушений ВЛ показал, что отказы ВЛ происходят из-за повреждений изолирующей подвески, проводов, грозозащитных тросов, стойки опор и анкерных узлов крепления тросовых оттяжек опор.

3. Анализ показателей надежности элементов ВЛ АО «КЕГОС» показал следующее.

1) худший показатель среднего времени восстановления у опорного компонента. Время этого вынужденного простоя в основном зависит от характера повреждения данных элементов ВЛ, которое занимает длительное время при их восстановлении;

2) худший показатель средней наработки на отказ у изолирующих подвесок с полимерными изоляторами и надземных анкерных узлов крепления тросовых оттяжек (в порядке возрастания);

3) параметр потока отказов «на 100 км ВЛ» и «на одну ВЛ» хуже всего у изолирующего компонента;

4) интенсивность отказов «на 100 км ВЛ» хуже у опорного компонента, а с размерностью «на одну ВЛ» хуже у проводникового компонента;

5) худший коэффициент вынужденного простоя «на 100 км ВЛ» и «на одну ВЛ» у опорного компонента.

4. Сравнение стоимости аварийно-восстановительных работ показало, что ремонт одной условной единицы проводникового компонента является более затратным, чем ремонт одной условной единицы изолирующего компонента. В связи с этим, для дальнейшего исследования принят проводниковый компонент.

5. Рассчитанные показатели надежности элементов ВЛ свидетельствуют,

что большее внимание необходимо обращать на опорный компонент. Несмотря на низкую удельную повреждаемость железобетонных опор по сравнению с металлическими опорами, в нормативных документах отсутствуют методики оценки остаточного ресурса железобетонных опор. Таким образом, для более глубокого исследования приняты к рассмотрению железобетонные опоры.

3 ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОРАХ

3.1 Оценка технического состояния железобетонных опор

3.1.1 Общие положения

Повреждения железобетонных конструкций в виде сколов и трещин связаны с воздействием климатических факторов, влаги и температурных изменений в переходные осенне-зимние и зимне-весенние периоды, а также со случайными механическими повреждениями при монтаже опор. Периодические изменения нагрузок на железобетонные конструкции ускоряют процессы накопления повреждений и других явлений, и вызывают снижение прочности бетона и несущей способности опоры. Потеря несущей способности опоры может привести к ее падению и прекращению электроснабжения. Данные повреждения, сказываются также на изменении момента сопротивления изгибу сечения железобетонной стойки [88, 95].

Исходную прочность бетона R_0 можно определить по прочности бетона в подземной части каждой конкретной железобетонной стойки, либо по среднему значению прочности нескольких стоек участка ВЛ [44]. При этом выборка должна быть представительной.

При известном наружном диаметре железобетонной стойки и ее сечения из [25, 26] можно определить исходный момент сопротивления сечения железобетонной стойки W_0 .

Тогда исходную прочность бетона железобетонной стойки выразим через формулу

$$R_0 = \frac{M_{разр}}{W_0}, \quad (3.1)$$

где $M_{разр}$ - изгибающий разрушающий момент, прикладываемая к железобетонной стойке, при которой происходит разрушение, $кН \cdot м$;

W_0 - момент сопротивления сечения железобетонной стойки, $м^3$.

С учетом выражения (1.2) формула (3.1) будет выглядеть следующим образом

$$R_0 W_0 = C \cdot M_{пред}, \quad (3.2)$$

При длительной эксплуатации с течением времени происходит снижение коэффициента безопасности на величину, которую назовем коэффициентом состояния бетона K_c . Это связано с ослаблением прочности бетона до значения R_x и со снижением момента сопротивления сечения железобетонной стойки до значения W_x . Приближенная фактическая прочность определяется аналогично формуле (3.1)

$$R_x = \frac{M_{разрх}}{W_x}, \quad (3.3)$$

Соответственно, на момент натурального обследования железобетонной стойки после длительной эксплуатации на трассе ВЛ изгибающий разрушающий момент будет отличаться от исходного. Выраженная из формулы (3.3) изгибающий разрушающий момент для старой железобетонной стойки $M_{разрх}$ с учетом снижения коэффициента безопасности будет определяться по следующей формуле:

$$R_x W_x = (C - K_c) \cdot M_{пред}, \quad (3.4)$$

Из формул (3.2) и (3.4) выделим предельный момент

$$M_{пред} = \frac{R_0 W_0}{C} = \frac{R_x W_x}{C - K_c}, \quad (3.5)$$

Из формулы (3.5) вычислим коэффициент состояния бетона K_c для расчета ее изменения при любых дефектах железобетонных стоек.

$$K_c = C - C \frac{R_x W_x}{R_0 W_0} = C \cdot \left(1 - \frac{R_x W_x}{R_0 W_0}\right), \quad (3.6)$$

Выражение (3.6) справедливо при отсутствии коррозии арматуры, ибо при наличии поврежденной коррозией арматуры изменяется уже само значение предельного момента $M_{пред}$.

В процессе эксплуатации ВЛ изменения геометрических размеров железобетонной стойки очень малы, поэтому моментом сопротивления сечения можно пренебречь или принять $W_0 = W_x$. Тогда формула (3.6) преобразится следующим образом [88, 95]

$$K_c = C \cdot \left(1 - \frac{R_x}{R_0}\right), \quad (3.7)$$

Железобетонная стойка считается исчерпавшей свой ресурс (несущую способность), если изгибающий разрушающий момент равен предельному моменту $M_{разр} = M_{пред}$. В таком случае значение коэффициента безопасности C не может быть меньше 1, то соответственно снижается на величину, называемой коэффициентом состояния бетона K_c , который должен быть в пределах $0 < K_c < 0,6$.

Выделим из формулы (3.7) приближенную фактическую прочность для выявления критического значения прочности, при которой несущая способность железобетонной стойки будет исчерпана в случае $K_c = 0,6$.

$$R_x = \left(1 - \frac{K_c}{C}\right) \cdot R_0, \quad (3.8)$$

$$R_x = \left(1 - \frac{0,6}{1,6}\right) R_0 = 0,625 \cdot R_0, \quad (3.9)$$

Из выражения (3.9) видно, что несущая способность железобетонной стойки будет полностью исчерпана при снижении прочности бетона железобетонной стойки на 37,5 % относительно своего исходного значения. Следовательно, при $K_c = 0$ приближенная фактическая и исходная прочности бетона будут равны $R_x = R_0$.

Значение коэффициента, указанного в скобке формулы (3.8) назовем коэффициентом запаса прочности бетона [88, 95]

$$K_3 = 1 - \frac{K_c}{C}, \quad (3.10)$$

Критерием исчерпания запаса прочности железобетонной стойки будет являться следующая формула, где коэффициент запаса прочности K_3 может быть в пределах $0,625 < K_3 < 1$.

$$R_x = K_3 \cdot R_0, \quad (3.11)$$

Согласно [25, 26] конические стойки изготавливаются из класса бетона по прочности В30 и В40, а цилиндрические – В40 и В45. Приведем зависимость коэффициента запаса прочности бетона от приближенной фактической прочности бетона железобетонных стоек (Рисунок 3.1), рассчитанной по формуле (3.11).

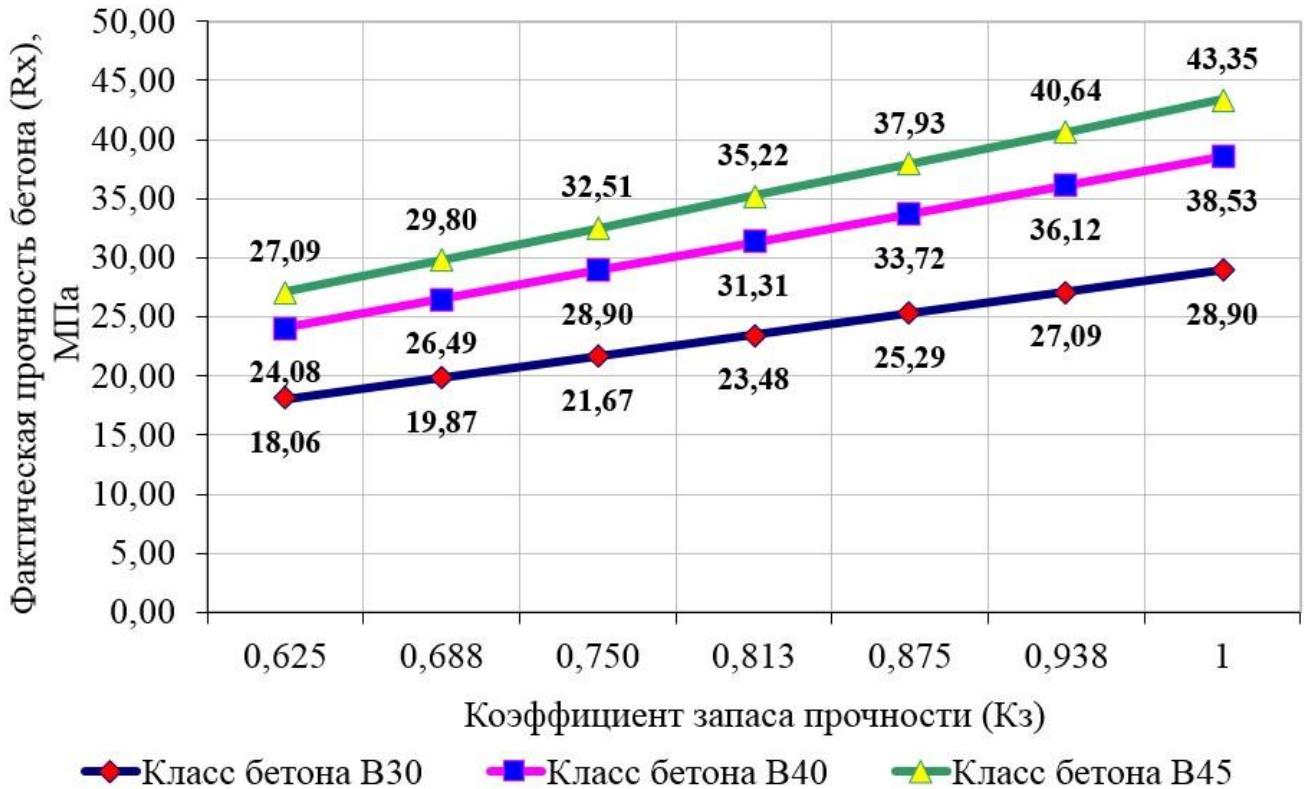


Рисунок 3.1 – Зависимость приближенной фактической прочности бетона классов В30, В40 и В45 от коэффициента запаса прочности бетона

За исходную прочность бетона взята отпускная прочность бетона железобетонной стойки, которая составляет 75% класса бетона по прочности на сжатие на основании п. 2.3.3. [24]. За нормируемое значение класса бетона по прочности на сжатие принято значение средней прочности бетона вышеперечисленных классов согласно приложению 1 [81]:

- 1) для класса бетона В30 – 392,9 кгс/см² или 38,53 МПа. Отпускная прочность составит 28,90 МПа;
- 2) для класса бетона В40 – 523,9 кгс/см² или 51,38 МПа. Отпускная прочность составит 38,53 МПа;
- 3) для класса бетона В45 – 589,4 кгс/см² или 57,80 МПа. Отпускная прочность составит 43,35 МПа.

3.1.2 Особенности использования ультразвукового метода контроля прочности бетона железобетонных стоек опор

При появлении дефектов в бетоне стойки опоры изменяется время распространения ультразвуковых колебаний, что является показателем для оценки несущей способности центрифугированных железобетонных стоек опор. Остаточная прочность бетона железобетонных стоек оценивается по значению времени распространения ультразвуковых колебаний, измеренному в продольном и в поперечном направлениях относительно вертикальной оси стойки. В зависимости от характера расслоения бетона под эксплуатационными нагрузками, ультразвуковой показатель со временем может снижаться в одном из направлений, что свидетельствует о развитии микротрещин в другом направлении.

Для конкретных типов стоек опор, изготовленных в разные годы на разных заводах, значения показателей П1 и П2 (см. подраздел 1.4) могут отличаться от значений, установленных по условиям [105]. В целях исключения излишней отбраковки опор рекомендуется в процессе измерений, а также испытаний опор уточнять названные показатели. В частности, целесообразно дифференцированно устанавливать значения показателя П1 для различных ВЛ, или участков ВЛ, где установлены однотипные опоры одного года изготовления и одного и того же завода-изготовителя.

Филиалом ОАО «ЭлектроСетьСервис ЕНЭС» «Новосибирская специализированная производственная база» на основании проведенных обследований ВЛ выявлена зависимость времени прохождения ультразвука в поперечном направлении (показатель П1) от ширины раскрытия трещины бетона железобетонных стоек опор (Рисунок 3.2).

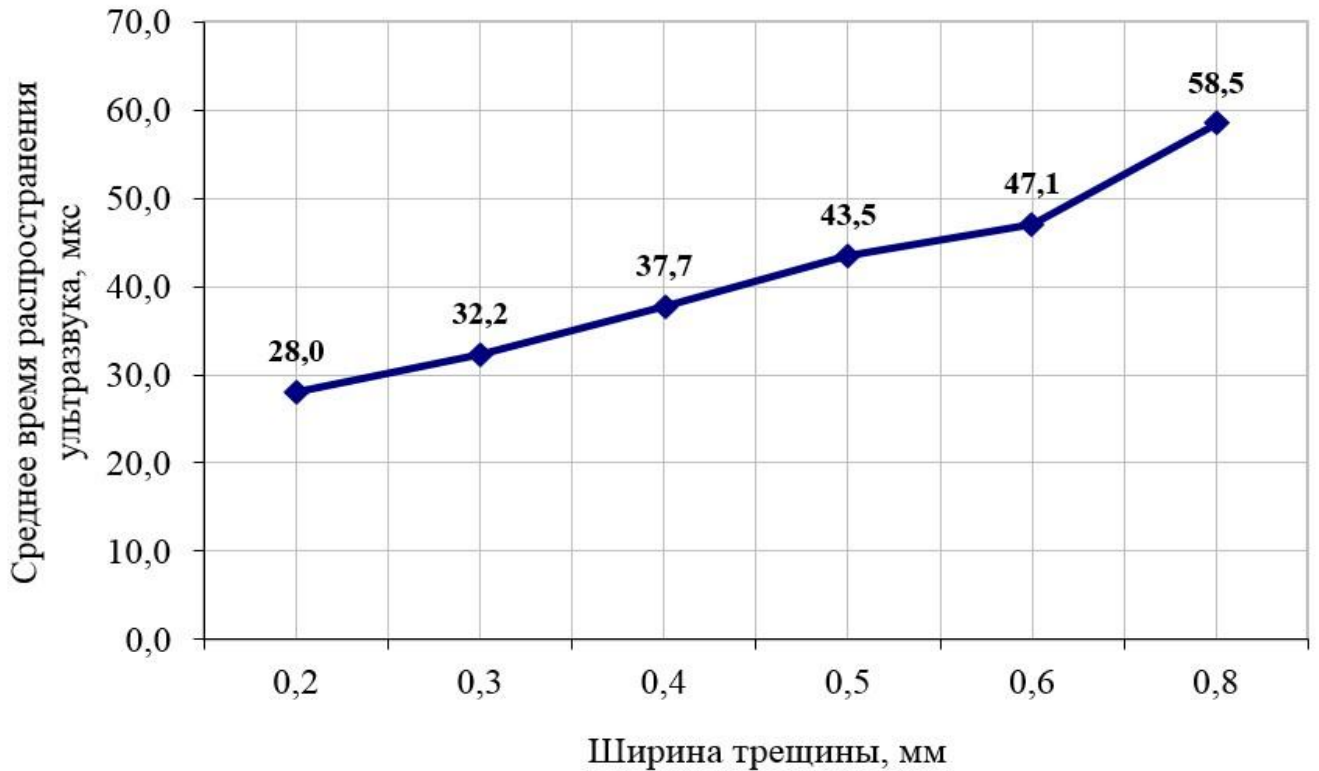


Рисунок 3.2 – Зависимость времени прохождения ультразвука в поперечном направлении (показатель П1) от ширины раскрытия трещины бетона

Для показателя П2 можно составить таблицу 3.1, преобразовав таблицу 1.6 с дополнениями выявленных выше коэффициентами.

Таблица 3.1 – Несущая способность стоек опор в зависимости от показателя П2 с учетом коэффициента состояния бетона

| Наименование | Значения | | | | | | |
|--|----------|-------|-------|-------|------|-------|-------|
| | 1,1 | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,35 | 1,4 |
| Показатель П2 | 1,1 | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,35 | 1,4 |
| Снижение коэффициента безопасности C на коэффициент состояния бетона K_c | 1,6 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,1 | 1,0 |
| Коэффициент состояния бетона K_c | 0 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 |
| Коэффициент запаса прочности бетона K_3 | 1 | 0,938 | 0,875 | 0,813 | 0,75 | 0,688 | 0,625 |

На основании коэффициента запаса прочности бетона K_3 и показателя П2 можно определить приближенную фактическую прочность бетона по зависимости, приведенной на рисунке 3.1.

3.1.3 Методика проверки достоверности результатов ультразвукового контроля бетона железобетонных стоек

Для проверки достоверности результатов ультразвукового контроля бетона железобетонных стоек необходимо провести механическое испытание дефектной опоры до разрушения стойки по схеме, показанной на рисунке 3.3.

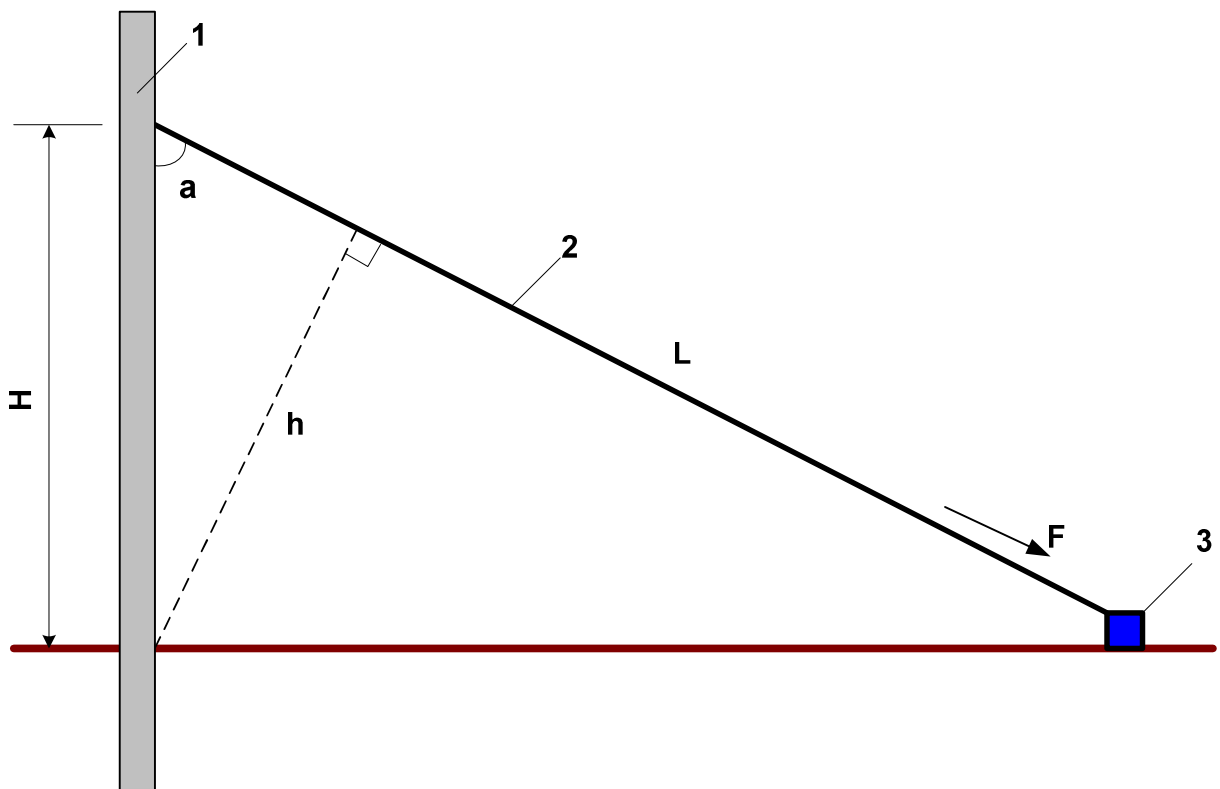


Рисунок 3.3 – Схема испытания железобетонной стойки в полевых условиях

На рисунке 3.3 приняты следующие обозначения:

- 1 – железобетонная стойка;
- 2 – тяговый трос длиной L ;
- 3 – лебедка;

H – высота от уровня земли до места крепления тягового троса (м);

h – плечо силы, принимаемое под углом 90° к тяговому тросу (м);

F – сила, действующая на железобетонную стойку (тс);

α – угол между железобетонной стойкой и тяговым тросом.

Перед приложением изгибающей разрушающей нагрузки, опоры освобождают от проводов, грозозащитных тросов и изолирующих подвесок. Траверы и тросостойку не демонтируют.

Высоту крепления тягового троса на опоре выбирают согласно [25, 26] с учетом марки железобетонной стойки. Тяговый трос присоединяют к зафиксированной на одном месте лебедке через динамометр. Не рекомендуется использовать в качестве тягового механизма грузовой автомобиль, так как при его передвижении меняется угол между железобетонной стойкой и тяговым тросом, что в последующем приведет к погрешностям при расчетах.

После сборки схемы механического испытания железобетонной опоры устанавливают все габаритные размеры и вычисляют плечо h , силы F , показанной на рисунке 3.3, необходимых для расчета изгибающей разрушающей нагрузки.

Постепенным плавным натяжением тягового троса фиксируют показание динамометра при разрушении железобетонной стойки.

Изгибающий разрушающий момент, действующий на железобетонную стойку, определяется произведением силы F , действующей на железобетонную стойку, на плечо силы h по формуле

$$M_{разр} = F \cdot h, \quad (3.12)$$

Плечо силы h вычисляется решением прямоугольного треугольника по теореме Пифагора, т.е. умножением высоты от уровня земли до места крепления тягового троса H на угол между железобетонной стойкой и тяговым тросом α из

следующего выражения

$$h = H \cdot \sin\left(\arccos \frac{H}{L}\right), \quad (3.13)$$

Подставив выражения (3.13) в (3.12), формула определения изгибающего разрушающего момента в полевых условиях примет следующий вид

$$M_{разр} = F \cdot H \cdot \sin\left(\arccos \frac{H}{L}\right), \quad (3.14)$$

Полученный результат сверяют с результатом диагностики, которая находится по формуле

$$M_{разр} = (C - K_c) \cdot M_{пред} \quad (3.15)$$

3.2 Оценка технического состояния проводов и грозозащитных тросов

Согласно [58] обследование проводов и грозозащитных тросов выполняется на однородных участках, составляющих не более 10% от общей протяженности ВЛ. Полное обследование проводов и грозозащитных тросов выполнить невозможно по режимам сетей, т.к. требуется длительное отключение ВЛ. Соответственно оценка технического состояния проводов и грозозащитных тросов производится по однородным участкам ВЛ и по выборочным образцам, демонтированным с ВЛ. При обследовании осуществляется проверка обрыва жил, потери сечения из-за коррозионного износа проводов и грозозащитных тросов.

По проводниковому компоненту установлены следующие критические значения параметров:

1) в соответствии с [31] разрывное усилие проводов должно быть не менее 95% от расчетных параметров проводов, т.е. монтаж проводов допускается при

снижении разрывного усилия до 5%;

2) согласно [73] допускается уменьшение поперечного сечения проводов и грозозащитных тросов до 34% при обрыве проволок;

3) аварийная потеря сечения стального сердечника проводов и грозозащитных тросов составляет 20% [43].

Исходя из названных значений за параметр фактического состояния примем относительную потерю прочности стального сердечника провода, а критическое значение примем равным 10% при достижении предаварийного состояния согласно рисунку 1.2.

Для грозозащитного троса примем потерю его сечения, а критическое значение примем равным 10% при достижении предаварийного состояния.

Проверку достоверности результатов магнитной дефектоскопии можно выполнить по механическому испытанию проводов, т.е. по разрывному усилию многопроволочного сталеалюминиевого провода, приведенному в [31].

3.3 Методика определения остаточного ресурса воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах

3.3.1 Характеристика случайного процесса изменения состояния элементов воздушных линий электропередачи

Возможность прогнозирования остаточного ресурса обеспечивается при одновременном наличии следующих условий [71]:

- 1) известны параметры, определяющие фактическое состояние конструкции;
- 2) известны критерии предельного состояния конструкции;
- 3) имеется возможность периодического (или непрерывного) контроля значений технического состояния конструкции.

Параметр фактического состояния контролируется в процессе эксплуатации ВЛ и описывается качественными и количественными признаками. За параметр фактического состояния принимают повреждение, дефект или неисправность,

изменяющийся в процессе эксплуатации, численные значения которых выходят за порог, установленный нормативно-технической документацией.

Для ВЛ можно принять три уровня категорий технического состояния, как указано в главе 1. Для ВЛ на железобетонных опорах допускаемые значения параметра фактического состояния элементов ВЛ, полученные в разделе 3.1 и 3.2, приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Характеристика параметра фактического состояния ВЛ

| Категория состояния | Уровень работоспособности | Железобетонные стойки: Коэффициент состояния бетона K_c | Относительная потеря прочности провода, %. Потери сечения грозозащитного троса, % |
|---------------------|---------------------------|---|---|
| Первая категория | Работоспособное состояние | $0 \leq x_{\phi 1} \leq 0,3$ | $0 \leq x_{\phi 1} \leq 5$ |
| Вторая категория | Критическое состояние | $0,3 \leq x_{\phi 2} \leq 0,6$ | $5 \leq x_{\phi 2} \leq 10$ |
| Третья категория | Предельное состояние | $x_{\phi 3} > 0,6$ | $x_{\phi 3} > 10$ |

3.3.2 Интенсивность изменения параметра фактического состояния

Опыт обслуживания ВЛ показывает, что в процессе их эксплуатации имеет место разнообразный характер процесса изменения параметра фактического состояния в течение времени. В процессе эксплуатации ВЛ при обследовании измеряют значение параметра фактического состояния x в фиксированный момент времени t .

Результаты обследования ВЛ показывают, что изменение параметра фактического состояния имеет тенденцию к возрастанию с течением времени эксплуатации. Естественно, наибольшей интенсивностью изменения параметра фактического состояния обладают ВЛ, срок эксплуатации которых превышает 30-35 лет.

Для математической модели изменения параметра фактического состояния в процессе эксплуатации необходимо учитывать природно-климатические условия и прочие внешние факторы [98]. Воздействие природно-климатических условий и прочих внешних факторов учитывается введением коэффициентов (Таблицы 3.3-3.7), установленных на основе данных [27, 66, 74, 82].

Таблица 3.3 – Значения коэффициента по гололеду k_2

| Район по гололеду | Нормативная толщина стенки гололеда, мм | Коэффициент k_2 |
|-------------------|---|-------------------|
| I | 10 | 1 |
| II | 15 | 1,04 |
| III | 20 | 1,07 |
| IV | 25 | 1,1 |
| V | 30 | 1,15 |
| VI | 35 | 1,17 |
| VII | 40 | 1,19 |
| Особый | выше 40 | 1,2 |

Коэффициент по гололеду k_2 корректируется умножением на коэффициент k_i , учитывающий изменение по высоте над поверхностью земли, и на коэффициент k_d , учитывающий изменение толщины стенки гололеда в зависимости от диаметра провода (троса) [66].

Таблица 3.4 – Значения коэффициента по ветру k_v

| Район по ветру | Нормативная скорость ветра на высоте 10 м над поверхностью земли, м/с | Коэффициент k_v |
|----------------|---|-------------------|
| I | 25 | 1 |
| II | 29 | 1,04 |
| III | 32 | 1,07 |
| IV | 36 | 1,1 |
| V | 40 | 1,15 |
| VI | 45 | 1,17 |
| VII | 49 | 1,19 |
| Особый | выше 49 | 1,2 |

Коэффициент по ветру k_v корректируется умножением на коэффициент k_w , учитывающий высоту расположения приведенного центра тяжести проводов (тросов) и средних точек зон конструкций опор ВЛ над поверхностью земли [66].

Таблица 3.5 – Значения коэффициента по абсолютному минимуму температуры воздуха k_m

| Климатический район | Средний из абсолютных годовых минимумов температуры воздуха, °С | Коэффициент k_m |
|-----------------------------------|---|-------------------|
| Очень холодный | ниже -60 | 1,2 |
| Холодный с очень влажным климатом | от -60 до -45 | 1,19 |
| Холодный с холодным летом | от -60 до -45 | 1,15 |
| Холодный с теплым летом | от -60 до -45 | 1,1 |
| Умеренно холодный | от -45 до -40 | 1,07 |
| Умеренный | от -40 до -25 | 1,03 |
| Умеренно теплый | выше -25 | 1 |

Таблица 3.6 – Значения коэффициента по относительной влажности воздуха k_{ov}

| Средняя месячная относительная влажность воздуха, °С | Коэффициент k_{ov} |
|--|----------------------|
| 30 | 1 |
| 40 | 1,03 |
| 50 | 1,07 |
| 60 | 1,1 |
| 70 | 1,13 |
| 80 | 1,17 |
| 90 | 1,2 |

Таблица 3.7 – Значения коэффициента по засоленности почвы k_n

| Типы почв | Содержание водорастворимых солей в почвах, % | Коэффициент k_n |
|-----------------|--|-------------------|
| Незасоленные | до 0,5 включительно | 1 |
| Слабозасоленные | свыше 0,5 до 1,5 включительно | 1,1 |
| Засоленные | свыше 1,5 | 1,2 |

Среднее значение параметра фактического состояния железобетонных опор определим по выражению

$$x_{ф.оп} = \frac{\sum_{i=1} n_{oni} \cdot K_{ci}}{N_{он}}, \quad (3.16)$$

где n_{oni} – количество опор с одинаковым коэффициентом состояния бетона;

K_{ci} – коэффициенты состояния бетона;

$N_{он}$ - общее количество обследованных опор.

Значение параметра фактического состояния проводов выбирается согласно

рисунку 1.2 по максимальному значению потери сечения на обследованном участке.

Значение параметра фактического состояния грозозащитных тросов определим как максимальное значение потери сечения на обследованном участке

$$x_{ф.н.т} = \max(p_{ci}), \quad (3.17)$$

где P_{ci} – потери сечения грозозащитных тросов.

3.3.3 Определение эмпирических законов распределения

Для решения задач надежности объектов используют распределения наработок и отказов. Наиболее частое применение получили следующие распределения [7]:

- 1) нормальный закон распределения, который применяется при описании постепенных отказов, наработок сооружений на ремонты и предельное состояние;
- 2) логарифмически нормальный закон распределения, применяется при описании времени восстановления и описании постепенных отказов;
- 3) экспоненциальное распределение, которое применяется при описании внезапных отказов и наработки в период приработки;
- 4) распределение Эрланга, применяется при определении вероятностных наработок на ремонты.

При установлении наработки на отказ неремонтируемых изделий, а также при отказах, вызываемых износом изделий применяют распределение Вейбулла [40, 112].

Для выбора закона распределения выполнена выборка вариационного ряда значений наработок на отказы железобетонных опор, проводов и грозозащитных тросов.

Приведем пример определения эмпирического закона распределения для

железобетонных опор воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ в умеренном климате на основании исходных данных по таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Количество отказов ВЛ 220 кВ по причине разрушения железобетонных опор

| Время наработки до отказов отдельных ВЛ, t_i | Число ВЛ |
|--|----------|
| 0 | 61 |
| 12 | 1 |
| 19 | 1 |
| 22 | 1 |
| 24 | 2 |
| 25 | 2 |
| 26 | 3 |
| 27 | 1 |
| 28 | 1 |
| 30 | 2 |
| 31 | 3 |
| 34 | 1 |
| 35 | 1 |
| 36 | 1 |
| 47 | 1 |
| Число ВЛ N | 82 |
| Число отказавших ВЛ n | 21 |

Для построения гистограммы уточним интервалы изменения количества отказов железобетонных опор по правилу Старджена [51]

$$k \approx 1 + 3,3 \cdot \lg(n), \quad (3.18)$$

где n – количество отказов железобетонных опор за рассматриваемый период.

Тогда число интервалов будет равен

$$k \approx 1 + 3,3 \cdot \lg(21) = 5,4 \approx 5$$

В каждом интервале Δt_i произведем расчет эмпирических значений плотности $f^*(t)$, интенсивности $\lambda^*(t)$ отказов и вероятности безотказной работы $P^*(t)$ по формулам:

$$f^*(t) = \frac{\Delta n_i}{N \cdot \Delta t_i}, \quad (3.19)$$

$$\lambda^*(t) = \frac{\Delta n_i}{\left(N - \sum_{i=0}^i \Delta n_i \right) \cdot \Delta t_i}, \quad (3.20)$$

$$P^*(t) = \frac{f_i^*(t)}{\lambda_i^*(t)}, \quad (3.21)$$

где $\left(N - \sum_{i=0}^i \Delta n_i \right)$ - число объектов, исправно проработавших на начало рассматриваемого периода (т.е. на начало i -го разряда);

Δn_i - число ВЛ, отказавших в интервале наработки Δt_i .

Результаты расчетов сведем в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Расчет эмпирических характеристик для железобетонных опор

| № инт. | t_i , лет | Δt_i , лет | Δn_i | $f_i^*(t)$ | $\lambda_i^*(t)$ | $P_i^*(t)$ | $F_i^*(t) = 1 - P_i^*(t)$ |
|--------|----------------|-----------------------|--------------|------------|------------------|------------|---------------------------|
| 1 | 10 | 10 | 0 | 0,0000 | 0,0000 | | |
| 2 | 20 | 10 | 2 | 0,0024 | 0,0024 | 1,000 | 0,000 |
| 3 | 30 | 10 | 12 | 0,0146 | 0,0150 | 0,976 | 0,024 |
| 4 | 40 | 10 | 6 | 0,0073 | 0,0088 | 0,829 | 0,171 |
| 5 | 50 | 10 | 1 | 0,0012 | 0,0016 | 0,756 | 2,244 |

По данным таблицы 3.9, построим гистограмму эмпирического распределения (Рисунок 3.4).

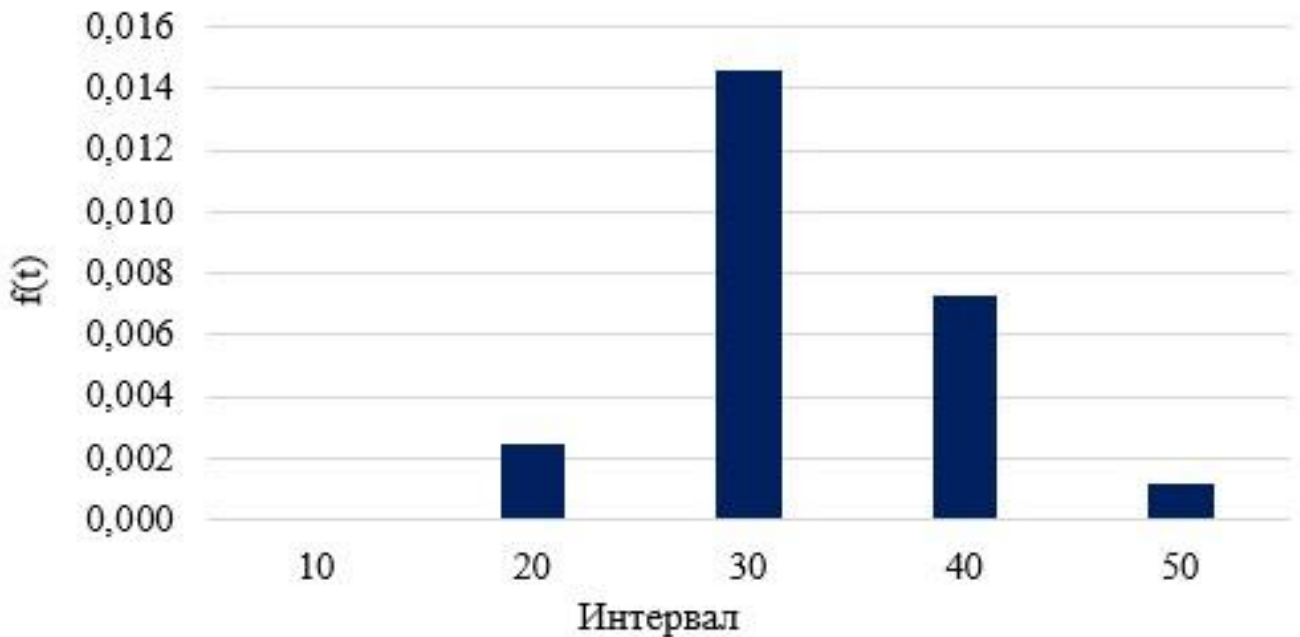


Рисунок 3.4 – Гистограмма плотности распределения для железобетонных опор

На основании внешнего вида гистограммы, для железобетонных опор выдвигаем гипотезу о нормальном законе распределения.

Выберем значения наработки $t_3 = 30$ и $t_5 = 50$. По таблице стандартной нормальной функции распределения [51] находим значения квантилей Z , соответствующих значениям $F_3^*(t) = 0,024$ и $F_5^*(t) = 0,244$. Тогда $Z_3 = -1,97$ и $Z_5 = -0,7$.

Определим параметры нормального закона распределения по выражениям

$$m_t = \frac{t_3 \cdot Z_5 - t_5 \cdot Z_3}{Z_5 - Z_3}, \quad (3.22)$$

$$\sigma_t = \frac{t_5 - t_3}{Z_5 - Z_3}, \quad (3.23)$$

Подставив значения получим

$$m_t = \frac{30 \cdot (-0,7) - 50 \cdot (-1,97)}{(-0,7) - (-1,97)} = 61,024 \text{ лет}$$

$$\sigma_t = \frac{50 - 30}{(-0,7) - (-1,97)} = 15,748$$

Выполним проверку правильности принятой гипотезы с помощью критерия Пирсона по выражению

$$U^2 = \frac{\sum_{i=1}^k (\Delta n_i - Nq_i(\Delta t_i))^2}{Nq_i(\Delta t_i)}, \quad (3.24)$$

где $q_i(\Delta t_i)$ - теоретическая вероятность отказа в интервале Δt_i , которая рассчитывается по выражению

$$q_i(\Delta t_i) = F\left(\frac{t_i - m_i}{\sigma_i}\right) - F\left(\frac{t_{i-1} - m_i}{\sigma_i}\right), \quad (3.25)$$

Число разрядов при расчете критерия на единицу больше числа разрядов разбиения. Результаты расчетов сведены в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Расчет критерия Пирсона для железобетонных опор

| № инт. | t_i , лет | Δt_i , лет | Δn_i | $q_i(\Delta t_i)$ | $N \cdot q_i(\Delta t_i)$ | U_i^2 |
|--------|-------------|--------------------|--------------|-------------------|---------------------------|---------|
| 1 | 10 | 10 | 0 | 0,001 | 0,045 | 0,045 |
| 2 | 20 | 10 | 2 | 0,004 | 0,328 | 8,535 |
| 3 | 30 | 10 | 12 | 0,020 | 1,626 | 66,204 |
| 4 | 40 | 10 | 6 | 0,067 | 5,455 | 0,055 |
| 5 | 50 | 10 | 1 | 0,151 | 12,384 | 10,465 |

| | | | | | | |
|--------------|----------|----|----|--------|---------|----------|
| 6 | ∞ | 10 | 61 | -0,242 | -19,837 | -329,419 |
| $\sum U_i^2$ | | | | | | -244,116 |

Число степеней свободы r в случае шести разрядов таблицы и двух параметров закона распределения определяется формулой

$$r = k - s - 1, \quad (3.26)$$

где k - число интервалов;

s - число параметров закона распределения.

Тогда, $r = 6 - 2 - 1 = 3$.

Задавшись уровнем значимости $\alpha = 10\%$ по таблице функции распределения Пирсона [51] в зависимости от $P = 1 - \alpha = 90\%$ и числа степеней свободы $r = 3$ находим критическое значение $\chi_{кр}^2 = 6,25$. Подсчитанное значение $\sum U_i^2 = -244,116$ не попадает в критическую область $(6,25; +\infty)$, следовательно, принятая гипотеза о нормальном законе распределения не противоречит статистическим данным.

Точность оценок параметров распределения проверим с помощью верхних и нижних границ доверительных интервалов для параметров математического ожидания m_i и среднеквадратического отклонения σ_i по следующим формулам

$$m_H = m_i - Z_\beta \sigma_i \sqrt{\frac{f_2(k)}{N}}, \quad (3.27)$$

$$m_B = m_t + Z_\beta \sigma_t \sqrt{\frac{f_2(k)}{N}}, \quad (3.28)$$

$$\sigma_H = \sigma_t - Z_\beta \sigma_t \sqrt{\frac{f_3(k)}{N}}, \quad (3.29)$$

$$\sigma_B = \sigma_t + Z_\beta \sigma_t \sqrt{\frac{f_3(k)}{N}}, \quad (3.30)$$

где Z_β - квантиль нормального распределения;

$f_2(k)$ и $f_3(k)$ - находятся по таблицам доверительных границ для параметров нормального распределения;

k - определяется выражением

$$k = \frac{m_t - t_a}{\sigma_t}, \quad (3.31)$$

где t_a - время наблюдения.

Подставив значения получим

$$k = \frac{61,024 - 50}{15,748} = 0,7$$

Тогда, $f_2(k) = 4,241$ и $f_3(k) = 2,863$

При $\beta = 90\%$ согласно таблице квантилей распределения [51] $Z_\beta = 1,645\%$.

Доверительные интервалы составят

$$m_H = 61,024 - 1,645 \cdot 15,748 \cdot \sqrt{\frac{4,241}{82}} = 55,132 \text{ лет}$$

$$m_B = 61,024 + 1,645 \cdot 15,748 \cdot \sqrt{\frac{4,241}{82}} = 66,915 \text{ лет}$$

$$\sigma_H = 15,748 - 1,645 \cdot 15,748 \cdot \sqrt{\frac{2,863}{82}} = 10,907$$

$$\sigma_B = 15,748 + 1,645 \cdot 15,748 \cdot \sqrt{\frac{2,863}{82}} = 20,589$$

Таким образом, интервал (55,132; 66,915) с доверительной вероятностью 90% покрывает истинное значение параметра $m_t = 61,024 \text{ лет}$, а интервал (10,907; 20,589) - значение параметра $\sigma_t = 15,748$.

Приведем пример определения эмпирического закона распределения времени наработки на отказ для проводов воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ в умеренном климате на основании исходных данных по таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Количество отказов ВЛ 220 кВ по причине обрыва проводов

| Время наработки до отказов отдельных ВЛ, t_i | Число ВЛ |
|--|----------|
| 0 | 58 |
| 19 | 1 |
| 20 | 1 |
| 21 | 1 |
| 27 | 1 |
| 32 | 1 |
| 37 | 2 |
| 38 | 1 |
| 41 | 4 |
| 43 | 2 |
| 44 | 1 |
| 45 | 2 |
| 46 | 1 |
| 47 | 1 |

Продолжение таблицы 3.11

| | |
|-------------------------|----|
| 48 | 1 |
| 56 | 1 |
| Число ВЛ N | 79 |
| Число отказавших ВЛ n | 21 |

Расчеты ведутся аналогично, результаты которых сведены в таблицу 3.12.

Таблица 3.12 – Расчет эмпирических характеристик для проводов

| № инт. | t_i , лет | Δt_i , лет | Δn_i | $f_i^*(t)$ | $\lambda_i^*(t)$ | $P_i^*(t)$ | $F_i^*(t)=1-P_i^*(t)$ |
|--------|----------------|-----------------------|--------------|------------|------------------|------------|-----------------------|
| 1 | 12 | 12 | 0 | 0,0000 | 0,0000 | | |
| 2 | 24 | 12 | 3 | 0,0032 | 0,0032 | 1,000 | 0,000 |
| 3 | 36 | 12 | 2 | 0,0021 | 0,0022 | 0,962 | 0,038 |
| 4 | 48 | 12 | 14 | 0,0148 | 0,0158 | 0,937 | 0,063 |
| 5 | 60 | 12 | 1 | 0,0011 | 0,0014 | 0,759 | 0,241 |

По данным таблицы 3.12, построим гистограмму эмпирического распределения (Рисунок 3.5).

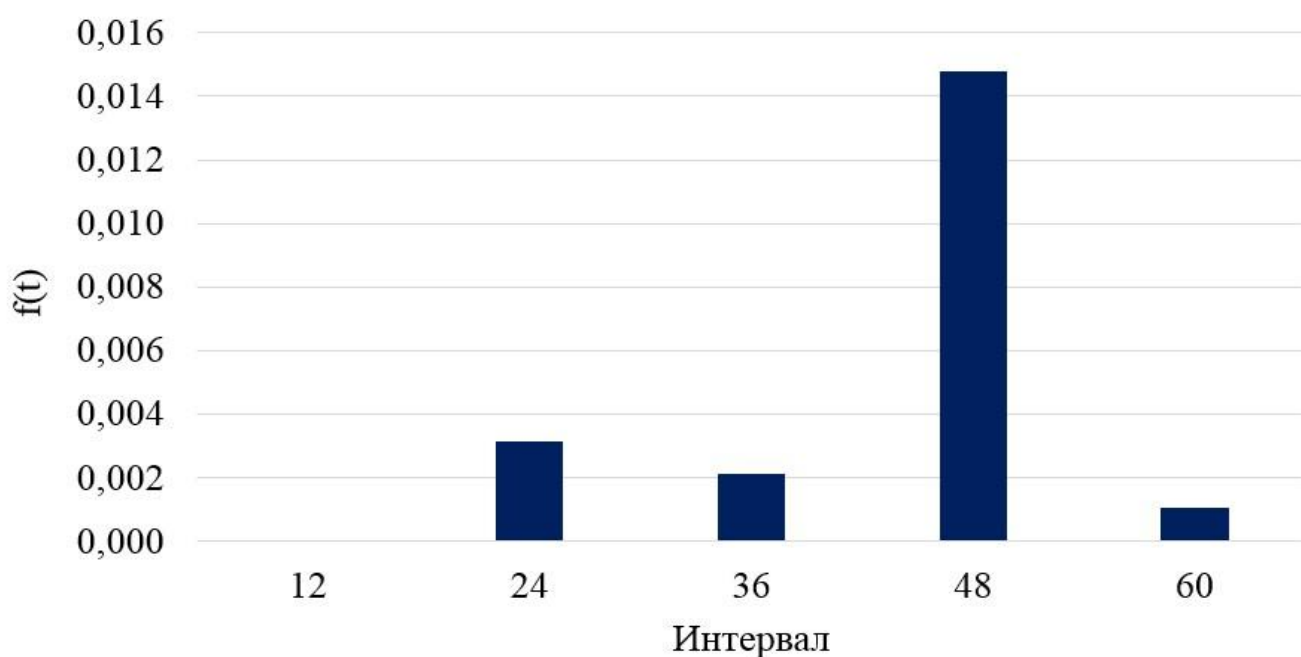


Рисунок 3.5 – Гистограмма плотности распределения для проводов

На основании внешнего вида гистограммы, для проводов выдвигаем гипотезу о законе распределения Вейбулла.

Параметры распределения Вейбулла определим графическим методом, задаваясь различными значениями m и используя формулы

$$t_{01} = \frac{\sum_{i=1}^N t_i^m}{N} \quad (3.32)$$

$$t_{02} = \frac{\sum_{i=1}^N t_i^m \ln t}{\frac{N}{m} + \sum_{i=1}^N \ln t} \quad (3.33)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.13.

Таблица 3.13 – Результаты расчёта для графического метода

| m | t_{01} | t_{02} |
|-----|----------|----------|
| 0,2 | 0,389 | 0,246 |
| 0,3 | 0,558 | 0,502 |
| 0,4 | 0,801 | 0,911 |

Построим график по таблице 3.13 и определим точки пересечения кривых (Рисунок 3.6). В результате искомые значения параметров составили $m = 0,335$ и $t_0 = 0,640$.

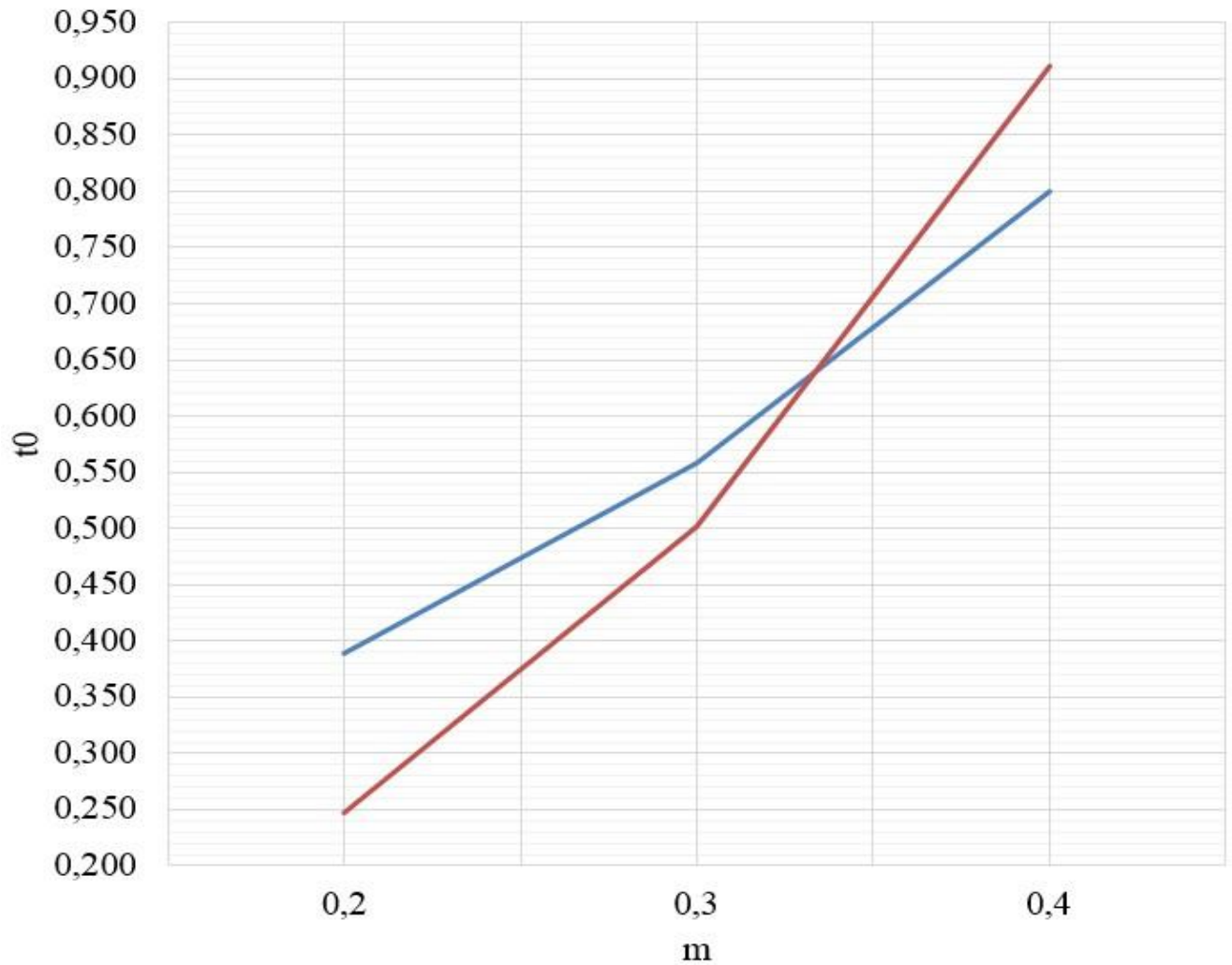


Рисунок 3.6 – Графическое решение уравнений

Вычислим параметр λ по формуле

$$\lambda = \frac{n}{\sum_{i=1}^n t_i + (N-n)T}, \quad (3.34)$$

где T - число рассматриваемых лет.

Подставив значения получим

$$\lambda = \frac{21}{\sum_{i=1}^n (19+20+21+27+32+37+38+41+43+44+45+46+47+48+56) + (79-21) \cdot 18} = 0,014$$

Теоретическая вероятность отказа в интервале Δt_i , которая рассчитывается по выражению

$$q_i(\Delta t_i) = e^{-(\lambda \cdot t_{i-1}^m)} - e^{-(\lambda \cdot t_i^m)}, \quad (3.35)$$

Результаты сведены в таблицу 3.14.

Таблица 3.14 – Расчет критерия Пирсона для проводов

| № инт. | t_i , лет | Δt_i , лет | Δn_i | $q_i(\Delta t_i)$ | $N \cdot q_i(\Delta t_i)$ | U_i^2 |
|--------------|-------------|-----------------------|--------------|-------------------|---------------------------|----------|
| 1 | 12 | 12 | 0 | 0,031 | 2,423 | 2,243 |
| 2 | 24 | 12 | 3 | 0,008 | 0,621 | 9,116 |
| 3 | 36 | 12 | 2 | 0,005 | 0,433 | 5,672 |
| 4 | 48 | 12 | 14 | 0,004 | 0,343 | 543,638 |
| 5 | 60 | 12 | 1 | 0,004 | 0,289 | 1,753 |
| 6 | ∞ | 12 | 58 | -0,052 | -4,108 | -938,96 |
| $\sum U_i^2$ | | | | | | -376,358 |

Задавшись уровнем значимости $\alpha = 10\%$ по таблице функции распределения Пирсона [51] в зависимости от $P = 1 - \alpha = 90\%$ и числа степеней свободы $r = 3$ находим критическое значение $\chi_{кр}^2 = 6,25$. Подсчитанное значение $\sum U_i^2 = -376,358$ не попадает в критическую область $(6,25; +\infty)$, следовательно, принятая гипотеза о законе распределения Вейбулла не противоречит статистическим данным.

Верхние и нижние границы доверительных интервалов для параметров λ и m вычисляем по формулам

$$\lambda_H = \lambda - Z_\beta \sqrt{D(\lambda)}, \quad (3.36)$$

$$\lambda_B = \lambda + Z_\beta \sqrt{D(\lambda)}, \quad (3.37)$$

$$m_H = m - Z_\beta \sqrt{D(m)}, \quad (3.38)$$

$$m_B = m + Z_\beta \sqrt{D(m)}, \quad (3.39)$$

где Z_β - квантиль нормального распределения;

$D(\lambda)$ и $D(m)$ - находятся по таблицам доверительных границ для параметров распределения Вейбулла

$$D(\lambda) = \frac{\frac{N}{m^{*2}} + \lambda^* \sum_{i=1}^N t_i^{m^*} \ln^2 t_i}{\lambda^{*2} \left(\frac{N}{m^{*2}} + \lambda^* \sum_{i=1}^N t_i^{m^*} \ln^2 t_i \right) - \left(\sum_{i=1}^N t_i^{m^*} \ln t_i \right)^2}, \quad (3.40)$$

$$D(m) = \frac{\frac{N}{m^{*2}}}{\lambda^{*2} \left(\frac{N}{m^{*2}} + \lambda^* \sum_{i=1}^N t_i^{m^*} \ln^2 t_i \right) - \left(\sum_{i=1}^N t_i^{m^*} \ln t_i \right)^2}, \quad (3.41)$$

При $\beta = 90\%$ согласно таблице квантилей распределения [51] $Z_\beta = 1,645$ %.

Доверительные интервалы составят

$$\lambda_H = 0,014 - 1,645 \cdot \sqrt{0,000002323} = 0,011$$

$$\lambda_B = 0,014 + 1,645 \cdot \sqrt{0,000002323} = 0,016$$

$$m_H = 0,335 - 1,645 \cdot \sqrt{0,0000022947} = 0,332$$

$$m_B = 0,335 + 1,645 \cdot \sqrt{0,0000022947} = 0,338$$

Таким образом, интервал (0,011; 0,016) с доверительной вероятностью 90% покрывает истинное значение параметра $\lambda=0,014$, а интервал (0,332; 0,338) - значение параметра $m=0,335$.

Расчет для грозозащитных тросов ведется аналогично, у которого гистограмма эмпирического распределения показана на рисунке 3.7.

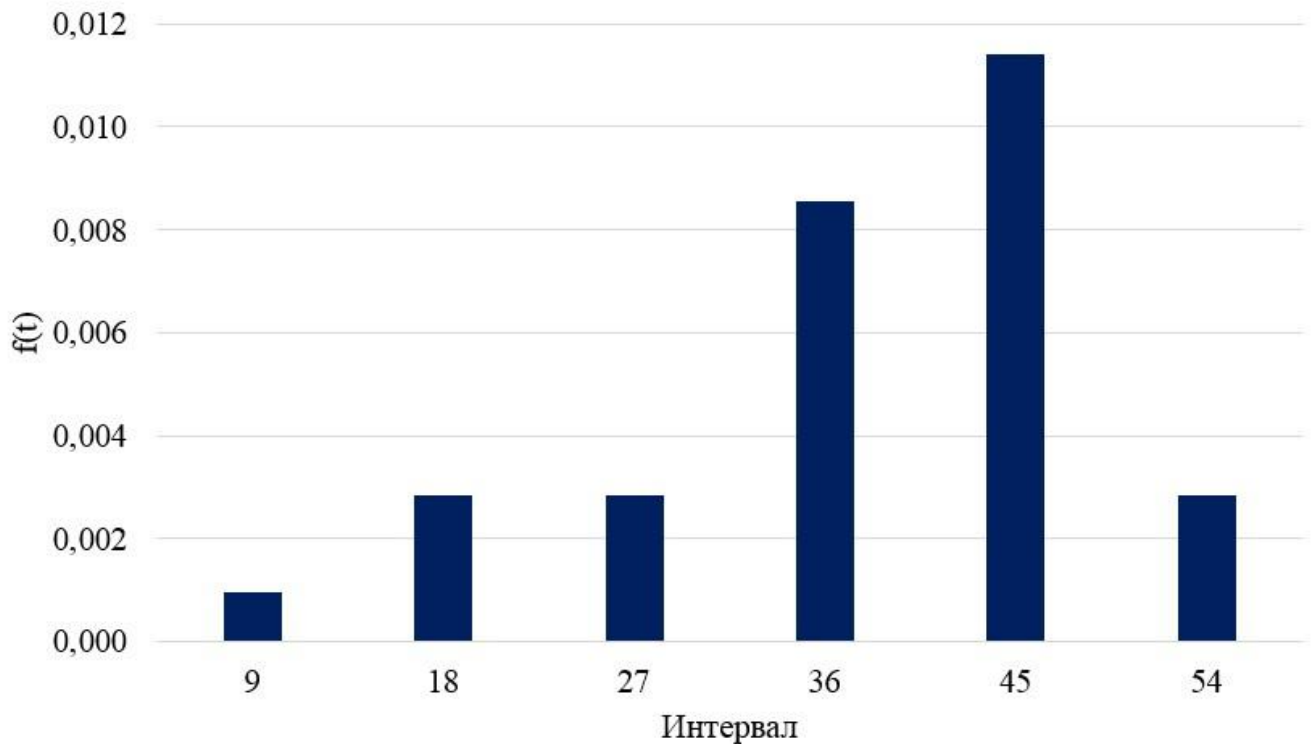


Рисунок 3.7 – Гистограмма плотности распределения для грозозащитных тросов

Результаты проверки по критерию Пирсона показали, что подсчитанное значение $\sum U_i^2 = -818,06$ не попадает в критическую область (6,25; $+\infty$), следовательно, принятая гипотеза о законе распределения Вейбулла не противоречит статистическим данным.

Интервал (0,013; 0,018) с доверительной вероятностью 90% покрывает истинное значение параметра $\lambda=0,015$, а интервал (0,336; 0,340) - значение

параметра $m=0,338$.

Эмпирические характеристики показали, что распределение отказов воздушных линий электропередачи из-за повреждений железобетонных опор подчиняются нормальному закону распределения случайных величин, а провода и грозозащитные тросы – распределению Вейбулла.

3.3.4 Прогнозирование остаточного ресурса воздушных линий электропередачи

Свойства функции плотности вероятностей распределения случайной наработки позволяют прогнозировать среднее время наступления отказа ВЛ. Отказ, не обязательно ведет к полной неработоспособности ВЛ. В этом случае целесообразней определять вероятно требуемые сроки ремонта ВЛ. Проведение ремонтных работ обновляет ВЛ и является моментом перехода ее из неисправного состояния в исправное. Следовательно, с учетом дрейфа параметра фактического состояния можно получить график, описывающий прогнозируемую периодичность проведения ремонтов при изменении параметра фактического состояния.

При прогнозировании остаточного ресурса компонентов с учетом изменения параметра фактического состояния ее элементов проведем следующие расчеты для построения графика [90, 97, 99]:

- 1) определим среднее значение параметра фактического состояния элементов;
- 2) определим среднюю наработку ВЛ на отказ;
- 3) определим интенсивность изменения параметра фактического состояния (для железобетонных опор по нормальному закону распределения, для проводникового компонента по закону распределения Вейбулла);
- 4) определим траекторию изменения параметра фактического состояния;
- 5) определим среднее значение параметра фактического состояния элементов с учетом остаточного износа, которая определяется по следующей формуле

$$x_{осми} = x_{\phi 1} \cdot \frac{\sum n_0}{N} \cdot \frac{t_n - t_0}{t_0} \quad (3.42)$$

где $x_{\phi 1}$ – фактическое начальное среднее значение параметра фактического состояния на момент обследования, определяемое по формулам (3.16 – 3.17);

n_0 – количество дефектных элементов на момент обследования;

N – общее число элементов на ВЛ;

t_n – прогнозируемое время при достижении параметра фактического состояния до граничного значения;

t_0 – время проведения обследования.

6) определим плотности распределения вероятностей прогнозируемых наработок;

7) определим период проведения ремонтов или реконструкции по наивысшим пикам плотностей распределения по каждому дрейфу параметра фактического состояния.

Пример построения графиков приведен в главе 5.

3.3.5 Оценка влияния токов короткого замыкания на ресурс проводов

Как известно, при токах КЗ выделяется большое количество теплоты, которое вызывает опасное нагревание проводов, по которым этот ток протекает. Повреждения могут быть тем больше, чем больше ток КЗ и продолжительность его протекания [108]. Следовательно, необходимо определить степень влияния термического воздействия токов КЗ на ресурс проводов.

Количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на провода определим с помощью интеграла Джоуля на следующих ВЛ, где произошел обрыв провода:

- 1) ВЛ 500 кВ Л-5071 «ЦГПП – ЕГПП»;

- 2) ВЛ 500 кВ Л-5169 «Жамбыл – Шымкент»
- 3) ВЛ 500 кВ Л-5544 «Рубцовская – Усть-Каменогорск»;
- 4) ВЛ 220 кВ Л-2193 «Алматы – Главная».

Рассматриваемые ВЛ находятся на удаленном расстоянии от электростанций. При произвольном характере расчетной схемы, когда для всех генераторов место КЗ является удаленным, т.е. отношение действующего значения периодической составляющей тока любого генератора в начальный момент КЗ к его номинальному току не достигает двух, интеграл Джоуля определяется по следующей формуле [70]

$$B_k = I_n^2 \cdot \left[t_{откл} + T_{а.эkv} \cdot \left(1 - \exp\left(\frac{-2 \cdot t_{откл}}{T_{а.эkv}} \right) \right) \right], \quad (3.43)$$

где I_n - действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника энергии, кА;

$t_{откл}$ - продолжительность тока КЗ, с;

$T_{а.эkv}$ - эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с, которая определяется следующей формулой

$$T_{а.эkv} = \frac{x_n}{\omega \cdot r_n}, \quad (3.44)$$

где ω - синхронная угловая частота напряжения сети;

x_n и r_n - соответственно индуктивная и активная составляющие результирующего эквивалентного сопротивления провода относительно точки КЗ.

Активное сопротивление провода при его начальной температуре определяется по формуле

$$r_n = r_{y\delta} \cdot l \frac{\tau_p + \nu_n}{\tau_p + \nu_{норм}}, \quad (3.45)$$

где $r_{y\delta}$ - погонное активное сопротивление провода, Ом/км, при нормированной температуре $\nu_{норм}$ равная 20⁰С;

l - длина провода до места КЗ, км;

τ_p - условная температура, равная для алюминия 236⁰С [70];

ν_n - температура провода до КЗ, которая определяется по следующей формуле

$$\nu_n = \left(\frac{I_{нормрасч}}{I_{доп.пред}} \right)^2 \cdot (\nu_{доп.пред} - \nu_{окр.норм}) + \nu_{окр}, \quad (3.46)$$

где $I_{нормрасч}$ - расчетный ток нормального режима, кА;

$I_{доп.пред}$ - допустимый ток продолжительного режима для провода данного сечения, кА;

$\nu_{доп.пред}$ - допустимая температура провода в продолжительном режиме, равная 70⁰С;

$\nu_{окр.норм}$ - нормированная температура окружающей среды, равная 25⁰С;

$\nu_{окр}$ - температура окружающей среды, ⁰С.

Индуктивное сопротивление провода определяется по формуле

$$x_n = x_{y\delta} \cdot l, \quad (3.47)$$

где x_{y0} - погонное индуктивное сопротивление провода, Ом/км.

Приведем расчет интеграла Джоуля для ВЛ 500 кВ «ЦГПП – ЕГПП» за период 2004 – 17.03.2016 гг.

Исходные данные:

Длина провода от ПС 500 кВ «ЦГПП» до места КЗ – 170 км.

Ток КЗ, зафиксированный терминалами релейной защиты на ПС 500 кВ «ЦГПП» - 1,9 кА.

Длина провода от ПС 500 кВ «ЕГПП» до места КЗ – 205 км;

Ток КЗ, зафиксированный терминалами релейной защиты на ПС 500 кВ «ЕГПП» - 1,5 кА.

Продолжительность отключения – 0,1 с.

Температура окружающей среды – 17,6 °С.

Расчетный ток – 0,672 кА.

Допустимый ток продолжительного режима для провода – 2,19 кА.

Погонное активное сопротивление провода АС 330/43 – 0,029 Ом/км.

Погонное индуктивное сопротивление провода АС 330/43 – 0,308 Ом/км.

Температура провода до КЗ согласно формуле (3.46) составила

$$v_n = \left(\frac{0,672}{2,19} \right)^2 \cdot (70 - 25) + 17,6 = 21,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Активное сопротивление провода при его начальной температуре от ПС 500 кВ «ЦГПП» до места КЗ

$$r_n = 0,029 \cdot 170 \frac{236 + 21,8}{236 + 20} = 4,97 \text{ Ом}$$

Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ на ПС 500 кВ «ЦГПП»

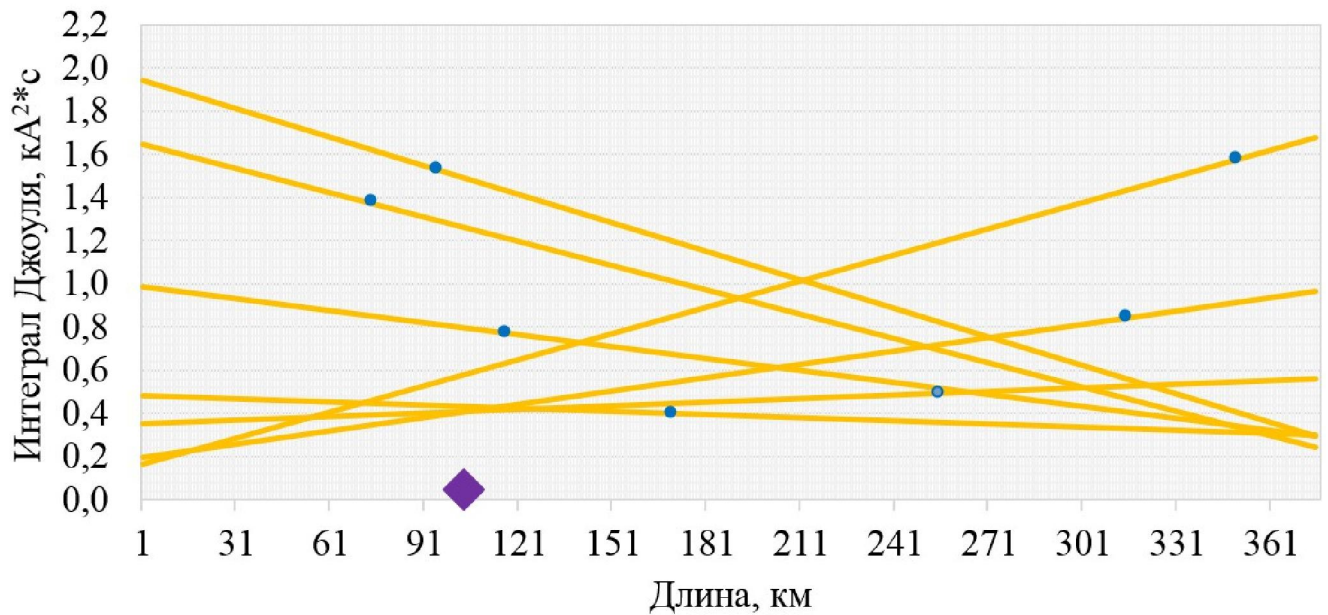
$$T_{a.эkv} = \frac{0,308 \cdot 170}{314 \cdot 4,97} = 0,034 \text{ с}$$

Интеграл Джоуля на ПС 500 кВ «ЦГПП»

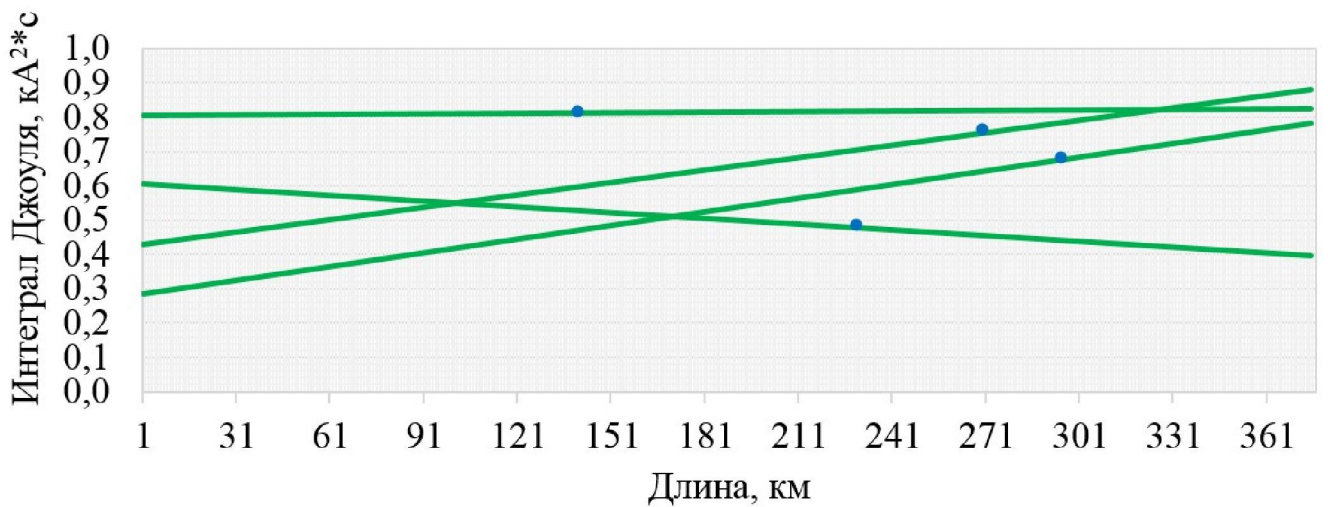
$$B_k = 1,9^2 \cdot \left[0,1 + 0,034 \cdot \left(1 - \exp\left(\frac{-2 \cdot 0,1}{0,034}\right) \right) \right] = 0,482 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Аналогично определяем для ПС 500 кВ «ЕГПП», результаты расчетов составили $r_n = 5,990 \text{ Ом}$, $T_{a.экв} = 0,034 \text{ с}$, $B_k = 0,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

По каждому току КЗ расчет ведется аналогично, результаты которых показаны на Рисунке 3.8.



а)



б)

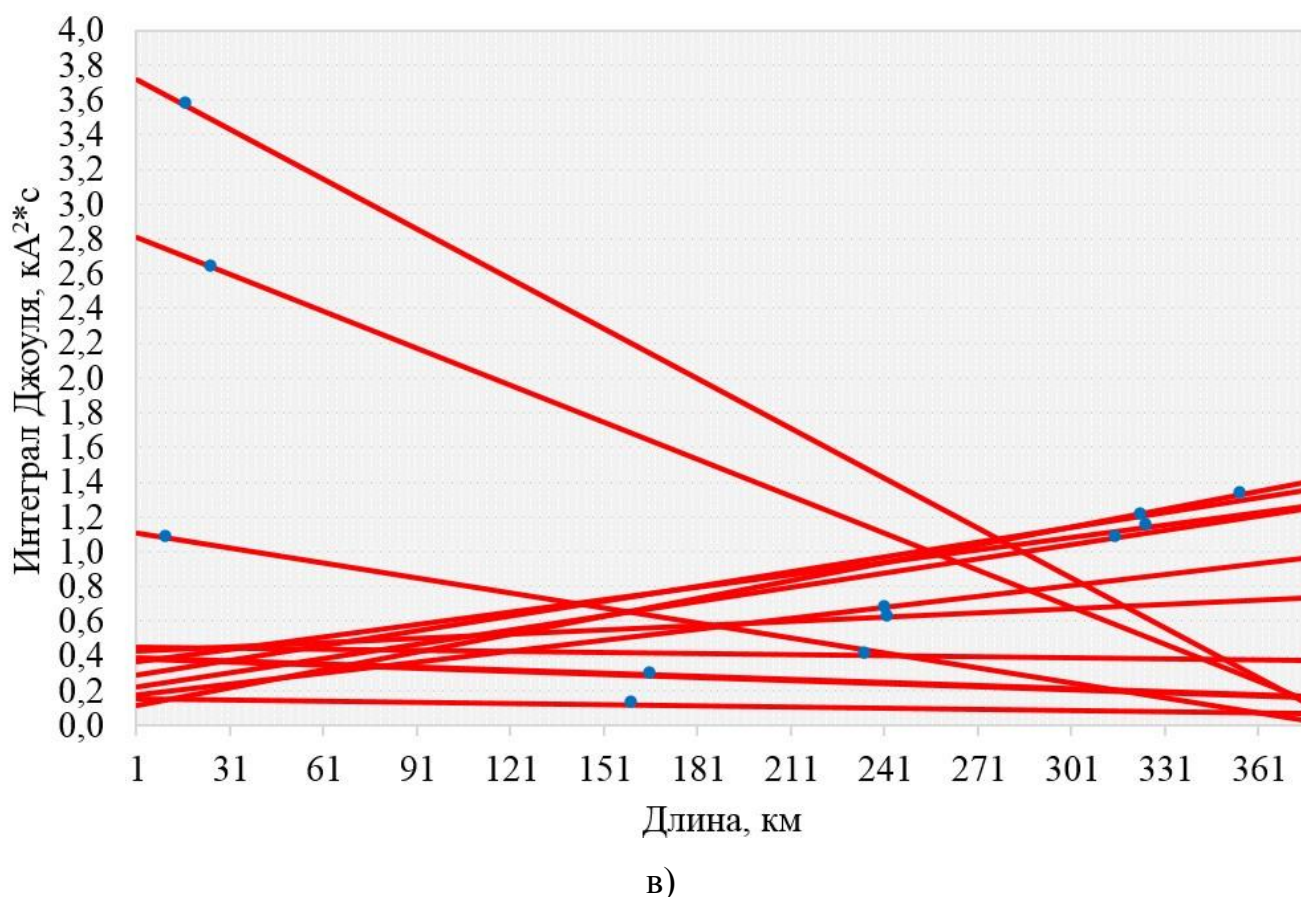


Рисунок 3.8 – Диаграмма термического воздействия тока КЗ на фазу «С» ВЛ 500 кВ «ЦГПП – ЕГПП»:

а) фаза «А»; б) фаза «В»; в) фаза «С».

На рисунке 3.8 начало ВЛ соответствует ПС 500 кВ «ЦГПП». Значение интеграла Джоуля, определенные расчетным путем по концам ВЛ, соединены между собой прямыми линиями. Точками показаны места КЗ. На рисунке 3.8 ромбиком показано место обрыва провода, который произошел на 103 км от ПС 500 кВ «ЦГПП».

За период 2004 – 17.03.2016 гг. около места обрыва произошли 2 КЗ и участок провода 7 раз подвергался термическому воздействию. Это не могло повлиять на ресурс провода, т.к. в фазе «С» произошло больше КЗ, и соответственно больше подвергалась термическому воздействию.

Всего за указанный период на данной ВЛ произошло 7 КЗ на фазе «А», 4 КЗ на фазе «В» и 12 КЗ на фазе «С».

По остальным ВЛ расчет произведен аналогично, результаты которых приведены в приложении Г (Рисунки Г.2 – Г.4). При этом термические воздействия на провода не выявили прямой зависимости к обрывам проводов.

Для определения взаимосвязи между интегралом Джоуля и обрывами проводов вычислим корреляционную зависимость. Для сравнения двух величин применим ранговую корреляцию Спирмена и Кендалла.

Выборочный коэффициент ранговой корреляции Спирмена определяется по формуле [21]

$$\rho_s = 1 - \frac{6 \sum d_i^2}{n^3 - n}, \quad (3.48)$$

где d_i - разность рангов;

n - объем выборки.

При уровне значимости α проверяется нулевая гипотеза о равенстве нулю коэффициента ранговой корреляции. Вычисляется критическая точка [21]

$$T_{кр} = t_{кр}(\alpha, k) \sqrt{\frac{1 - \rho_s^2}{n - 2}}, \quad (3.49)$$

где $t_{кр}(\alpha, k)$ - критическая точка двусторонней критической области по уровню значимости α и числу степеней свободы $k = n - 2$;

ρ_s - выборочный коэффициент ранговой корреляции Спирмена;

n - объем выборки.

Если $|\rho_s| < T_{кр}$, то нет оснований отвергнуть нулевую гипотезу и корреляционная взаимосвязь между качественными признаками не значима. В противном случае нулевую гипотезу отвергают.

Выборочный коэффициент ранговой корреляции Кендалла определяется по формуле [21]

$$\tau_s = \frac{4R}{n(n-1)} - 1, \quad (3.50)$$

где R - сумма рангов;

n - объем выборки.

Для проверки гипотезы о значимости вычисляется критическая точка [21]

$$T_{кр} = z_{кр} \sqrt{\frac{2(2n+5)}{9n(n-1)}}, \quad (3.51)$$

где $z_{кр}$ - критическая точка двусторонней критической области по уровню значимости α ;

n - объем выборки.

Если $|\tau_s| < T_{кр}$, то также нет оснований отвергнуть нулевую гипотезу и корреляционная взаимосвязь между качественными признаками не значима. В противном случае нулевую гипотезу отвергают.

Приведем расчет корреляционной взаимосвязи между интегралом Джоуля и количеством обрывов проводов по всем фазам на ВЛ 500 кВ Л-5071 «ЦГПП – ЕГПП» на основании исходных данных по таблице 3.15.

Таблица 3.15. – Значения интеграла Джоуля и числа обрывов проводов

| Фаза | Среднее значение интеграла Джоуля по ранее произошедшим КЗ, кА ² *с | Число обрывов, ед |
|------|--|-------------------|
| А | 0,722 | 1 |
| В | 0,627 | 0 |
| С | 0,756 | 0 |

Расположим значения токов в порядке возрастания и присвоим ранги (Таблица 3.16).

Таблица 3.16. – Ранги значений интеграла Джоуля и числа обрывов проводов

| Среднее значение интеграла Джоуля, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | Ранги среднего значения интеграла Джоуля | Число обрывов, ед | Ранги числа обрывов |
|--|--|----------------------|------------------------|
| 0,722 | 1 | 1 | 1 |
| 0,627 | 2 | 0 | 2 |
| 0,756 | 3 | 0 | 3 |

Установим ранги в соответствии с таблицей 3.16 и вычислим их разность и квадрат (Таблица 3.17).

Таблица 3.17. – Расчет рангов интеграла Джоуля и числа обрывов проводов

| Ранги среднего значения интеграла Джоуля | Ранги числа обрывов | Разность рангов d_i | Квадрат рангов d_i^2 |
|---|------------------------|--------------------------|---------------------------|
| 2 | 3 | -1 | 1 |
| 1 | 1,5 | -0,5 | 0,25 |
| 3 | 1,5 | 1,5 | 2,25 |

Сумма квадратов рангов составит $\sum d_i^2 = 3,5$

Выборочный коэффициент ранговой корреляции Спирмена по формуле (3.48) составит

$$\rho_s = 1 - \frac{6 \cdot 3,5}{3^3 - 3} = 0,13$$

Критическая точка двусторонней критической области по уровню значимости $\alpha = 0,05$ и числу степеней свободы $k = 3 - 2 = 1$ будет равна $t_{кр}(0,05;1) = 12,7$ согласно таблице критических точек распределения Стьюдента [21]. Тогда критическая точка по формуле (3.49) составит

$$T_{кр} = 12,7 \sqrt{\frac{1 - 0,13^2}{3 - 2}} = 12,6$$

Следовательно, $0,13 < 12,6$, то нет оснований отвергнуть нулевую гипотезу и ранговая корреляционная связь между средними значениями интеграла Джоуля и

числом обрыва проводов не значима.

Для сравнения вычислим выборочный коэффициент ранговой корреляции Кендалла. Выберем из таблицы 3.17 ранги второго качественного признака, т.е. токов нагрузки и введем новые ранги (Таблица 3.18).

Таблица 3.18. – Ранги числа обрывов проводов

| Ранги числа обрывов | Количество последующих рангов больше значения ранга числа обрывов, R_i |
|---------------------|--|
| 3 | 0 |
| 1,5 | 0 |
| 1,5 | |

В первой строке ранг числа обрывов проводов составляет 3, значит последующие ранги больше этого значения отсутствуют и количество равно нулю. Во второй строке ранг числа обрывов равен 1,5 и в последующих рангах нет больше этого значения, значит прописывается 0.

Сумма новых рангов составит $R = 0$.

Выборочный коэффициент ранговой корреляции Кендалла согласно формуле (3.50) составит

$$\tau_s = \frac{4 \cdot 0}{3 \cdot (3-1)} - 1 = -1,0$$

Критическая точка двусторонней критической области составит $z_{кр} = 1,96$ при $\Phi(z_{кр}) = \frac{(1-\alpha)}{2} = \frac{(1-0,05)}{2} = 0,475$. Тогда критическая точка согласно формуле (3.51) составит

$$T_{кр} = 1,96 \sqrt{\frac{2(2 \cdot 3 + 5)}{9 \cdot 3(3-1)}} = 1,25$$

Следовательно, $|-1,0| < 1,25$, то нет оснований отвергнуть нулевую гипотезу и ранговая корреляционная связь между средними значениями интеграла Джоуля

и числом обрыва проводов не значима.

По все остальным рассматриваемым ВЛ, расчет ведется аналогично, результаты которых сведены в таблицу 3.19.

Таблица 3.19. – Результаты расчетов ранговой корреляции между интегралом Джоуля и числом обрывов проводов

| Наименование ВЛ | Ранговая корреляция | |
|--|---------------------|------------------|
| | Спирмена | Кендалла |
| ВЛ 500 кВ Л-5071 «ЦГПП – ЕГПП» | $ 0,13 < 12,6$ | $ -1,0 < 1,25$ |
| ВЛ 500 кВ Л-5169 «Жамбыл – Шымкент» | $ -0,63 < 9,91$ | $ -0,33 < 1,25$ |
| ВЛ 500 кВ Л-5544 «Рубцовская – Усть-Каменогорск» | $ 0,13 < 12,6$ | $ 0,33 < 1,25$ |
| ВЛ 220 кВ Л-2193 «Алматы – Главная» | $ -0,63 < 9,91$ | $ -0,33 < 1,25$ |

По значениям в таблице 3.19 нет оснований отвергнуть нулевую гипотезу по всем ВЛ. Между средним значением интеграла Джоуля и числом обрывов проводов при соответствующей ранговой корреляции корреляционная связь не значима.

Выводы

1. За время эксплуатации железобетонных опор происходит снижение коэффициента безопасности из-за насыщения бетона микротрещинами, о чем свидетельствуют результаты диагностирования.

2. Ультразвуковой метод нельзя распространять на случаи оценки несущей способности железобетонных стоек опор, когда снижение их несущей способности происходит вследствие коррозии арматуры. Для предотвращения разрушения железобетонных конструкций вследствие коррозии арматуры необходимо применение неразрушающих методов контроля, позволяющих диагностировать коррозию на ранних стадиях или до ее начала.

3. Коэффициент состояния бетона K_c может служить исходным фактором для моделирования и прогнозирования остаточного ресурса центрифугированных железобетонных стоек опор.

4. По коэффициенту запаса прочности бетона K_3 можно определить приближенную фактическую прочность бетона центрифугированных железобетонных стоек.

5. Для оценки остаточного ресурса проводникового компонента можно использовать относительную потерю прочности стального сердечника провода и потерю сечения грозозащитного троса.

6. Изменение параметра фактического состояния компонентов ВЛ необходимо определять по трем уровням категории технического состояния с выбором закона распределения.

7. Для математической модели изменения параметра фактического состояния в процессе эксплуатации необходимо учитывать природно-климатические условия и прочие внешние факторы.

8. Эмпирическими характеристиками доказано, что распределение отказов ВЛ из-за повреждений железобетонных опор подчиняются нормальному закону распределения, а провода и грозозащитные тросы – распределению Вейбулла.

9. Рекомендуемый период ремонта и реконструкции компонента определяется путем сопоставления плотности распределения вероятностей прогнозируемых наработок с графиком изменения параметра фактического состояния.

10. Для проводникового компонента не предусматриваются ремонты, так как ремонты проведением замен небольших поврежденных участков (вставка) не продлевают ее остаточный ресурс. Для проводникового компонента определяют только сроки реконструкции, то есть замена по всей длине ВЛ.

11. Остаточный ресурс компонентов ВЛ может отличаться, так как в процессе эксплуатации ВЛ параметры фактического состояния этих компонентов изменяются различной интенсивностью. В результате расчетов принимают

наихудший вариант из компонентов для определения срока реконструкции.

12. Анализ токов КЗ показал, что термическое воздействие при токах КЗ не влияет на срок службы проводов. Корреляционная взаимосвязь между средним значением интеграла Джоуля и числом обрывов проводов не значима.

4 ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ФИЗИЧЕСКОГО ИЗНОСА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

4.1 Модернизация прямого метода оценки физического износа воздушных линий электропередачи

В главе 2 было отмечено, что ВЛ имеет множество элементов. Для оценки надежности элементы были группированы в опорный, проводниковый и изолирующий компоненты.

Как упомянуто в главе 1, для прямого метода оценки физического износа ВЛ можно использовать формулы определения коэффициента дефектности элементов ВЛ, но эти формулы имеют недостаток. Если компонент имеет незначительные дефекты в пределах допустимых норм, то они не учитываются. В таком случае степень износа опорного компонента можно записать в следующем виде [92, 96]

$$F_{on} = \frac{\sum_i^n f_{\text{деф.он.}i} \cdot n_{\text{он.}i}}{N_{on}} \cdot K_{on}, \quad (4.1)$$

где $f_{\text{деф.он.}i}$ – вес износа i -ых дефектных опор;

$n_{\text{он.}i}$ – количество i -ых дефектных опор, шт;

N_{on} – количество обследованных опор, шт;

K_{on} – весовой коэффициент опорного компонента $K_{on} = 0,5$.

Аналогично определим степени износа проводникового и изолирующего компонента

$$F_{np} = \left(\frac{\sum_i^n f_{дефnp.i} \cdot l_{np.i}}{L_{np}} + \frac{\sum_i^n f_{дефгтi} \cdot l_{гтi}}{L_{гт}} \right) \cdot K_{np}, \quad (4.2)$$

$$F_{уз} = \frac{\sum_i^n f_{деф.уз.i} \cdot n_{уз.i}}{N_{уз}} \cdot K_{уз}, \quad (4.3)$$

где $f_{дефnp.i}$ – вес износа i -го дефектного участка проводов;

$l_{np.i}$ – протяженность i -го дефектного участка проводов, км;

L_{np} – общая протяженность обследованных участков проводов, км.

$f_{дефгтi}$ – вес износа i -го дефектного участка грозозащитных тросов;

$l_{гт.i}$ – протяженность i -го участка грозозащитных тросов, км;

$L_{гт}$ – общая протяженность обследованных участков грозозащитных тросов,

км.

$f_{дефуз.i}$ – вес износа i -ых дефектных изолирующих подвесок, %;

$n_{уз.i}$ – количество i -ой дефектной изолирующей подвески, шт;

$N_{уз}$ – общее количество обследованных изолирующих подвесок, шт;

K_{np} – весовой коэффициент проводникового компонента $K_{np} = 0,4$;

$K_{уз}$ – весовой коэффициент изолирующего компонента $K_{уз} = 0,1$.

Значения весовых коэффициентов в формулах (4.1 – 4.3) взяты из Методических указаний по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ и их элементов [58]. При этом весовой коэффициент опорного компонента получен путем сложения весовых коэффициентов опор и фундаментов, весовой коэффициент проводникового

компонента – путем сложения весовых коэффициентов проводов и грозозащитных тросов, весовой коэффициент изолирующего компонента – путем сложения весовых коэффициентов изоляторов и арматуры.

Физический износ ВЛ определяется суммированием степеней износа ее компонентов (4.1-4.3)

$$F = F_{on} + F_{np} + F_{из}, \quad (4.4)$$

В качестве примера приведем расчет физического износа ВЛ 220 кВ Л-2540 «Правобережная – Индер» (далее – Л-2540).

Исходные данные:

Всего опор – 803 шт, из них обследовано опор – 771 шт.

Общая протяженность проводов и грозозащитных тросов – 787,6 км, из них обследовано 41,125 км.

Всего изолирующих подвесок – 2502 шт, из них обследовано 59 шт.

Фактический срок службы на момент обследования – 41 год.

Обследование железобетонных опор производилось ультразвуковым методом. За период обследования проверены все железобетонные опоры, у которых выявлены разные коэффициенты состояния бетона. Результаты обследования опорного компонента показаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты обследования железобетонных опор Л-2540

| Коэффициент состояния бетона K_c | Вес износа опор $f_{деф.оп.и}$, % | Количество опор $n_{оп.и}$, шт |
|---------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|
| 0 | 0 | 507 |
| 0,1 | 17 | 93 |
| 0,2 | 33 | 58 |
| 0,3 | 50 | 21 |

Продолжение таблицы 4.1

| | | |
|--------------|-----|------------|
| 0,4 | 67 | 13 |
| 0,5 | 83 | 11 |
| 0,6 | 100 | 68 |
| Всего | | 771 |

Вес износа опорного компонента определяется как процентное соотношение от предельного граничного параметра фактического состояния. Для железобетонных опор предельный граничный параметр фактического состояния равен $K_c = 0,6$ согласно таблице 3.3.

К примеру, для коэффициента состояния бетона $K_c = 0,2$ вес износа составит

$$f_{\text{деф.оп.0,2}} = \frac{0,2 * 100}{0,6} = 33\%$$

Обследование проводов и грозозащитных тросов производилось методом магнитной дефектоскопии. Этим методом определяются последствия износа, коррозии и повреждения внутренних проволок грозозащитного троса или стального сердечника провода АС [15, 16]. За период обследования проверены участки проводов по однородным зонам (метеорологические характеристики района прохождения ВЛ, степени загрязненности атмосферы, характеристика грунта, однородность типов и марок элементов ВЛ) [54], по итогам которого выявлены разные потери сечения стального сердечника провода. Результаты обследования проводов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты обследования проводов Л-2540

| Фактические потери сечения, % | Вес износа проводов $f_{\text{дефпр.и}}$ | Протяженность $l_{\text{пр.и}}$, км |
|--------------------------------------|--|---|
| 2,6 | 26 | 3,055 |
| 3,9 | 39 | 3,525 |
| 5,2 | 52 | 0,94 |
| 5,3 | 53 | 0,94 |

| | | |
|--------------|-----|---------------|
| 5,6 | 56 | 0,47 |
| 6,6 | 66 | 3,29 |
| 7,5 | 75 | 0,47 |
| 7,9 | 79 | 2,585 |
| 9,2 | 92 | 3,29 |
| 10,5 | 100 | 0,235 |
| 11,8 | 100 | 0,235 |
| Всего | | 19,035 |

За период обследования проверены участки грозозащитных тросов по однородным зонам [54], по итогам которого выявлены разные потери сечения троса. Результаты обследования грозозащитных тросов приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты обследования грозозащитных тросов Л-2540

| Фактические потери сечения, % | Вес износа грозозащитных тросов $f_{\text{деф.з.м.и}}$ | Протяженность $l_{\text{з.м.и}}$, км |
|--------------------------------------|--|--|
| 1,4 | 14 | 0,235 |
| 1,5 | 15 | 0,235 |
| 1,9 | 19 | 0,94 |
| 2,1 | 21 | 1,175 |
| 2,5 | 25 | 2,35 |
| 2,9 | 29 | 8,46 |
| 3,2 | 32 | 1,41 |
| 3,3 | 33 | 0,235 |
| 3,6 | 36 | 0,94 |
| 3,8 | 38 | 0,235 |
| 4,1 | 41 | 1,175 |
| 4,2 | 42 | 2,35 |
| 4,3 | 43 | 0,94 |
| 4,5 | 45 | 0,705 |
| 4,7 | 47 | 0,47 |

| | | |
|--------------|----|--------------|
| 4,8 | 48 | 0,235 |
| Всего | | 22,09 |

Вес износа проводникового компонента определяется аналогично весу износа опорного компонента.

За период обследования проверены участки ВЛ по однородным зонам [54], по итогам которого выявлены разные потери сечения цепной арматуры в изолирующего компонента. Загрязнения стеклянных изоляторов незначительны, выявлены единичные случаи разрушения стекла изолятора в гирлянде. При оценке физического износа изолирующего компонента можно пренебречь учетом единичных разрушений изоляторов в гирлянде, так как в расчетах это дает тысячные доли процента износа из-за большого количества изоляторов на ВЛ.

Критичным дефектом для изолирующего компонента является уменьшение поперечного сечения цепной арматуры в изолирующего компонента. Поэтому для оценки физического износа изолирующего компонента принимаем потери поперечного сечения в цепной арматуре. Результаты обследования цепной арматуры приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты обследования изолирующих подвесок Л-2540

| Фактические потери сечения, % | Вес износа изолирующих подвесок $f_{\text{деф.из.}i}$ | Количество изолирующих подвесок $n_{\text{из.}i}$ |
|--------------------------------------|---|---|
| 4 | 20 | 4 |
| 5 | 25 | 55 |
| Всего | | 59 |

Вес износа изолирующего компонента определяется аналогично весу износа предыдущих компонентов. Предельным граничным параметром фактического состояния является допустимое уменьшение поперечного сечения арматуры, равный 20% согласно [73].

Подставив значения в формулы (4.1-4.4), получим

$$F_{on} = \frac{(0 \cdot 507 + 17 \cdot 93 + 33 \cdot 58 + 50 \cdot 21 + 67 \cdot 13 + 83 \cdot 11 + 100 \cdot 68)}{771} \cdot 0,6 = 8,5\%$$

$$F_{np} = \left(\frac{26 \cdot 3,055 + 39 \cdot 3,525 + \dots}{19,035} + \frac{14 \cdot 0,235 + 15 \cdot 0,235 + \dots}{22,09} \right) \cdot 0,4 = 36,8\%$$

$$F_{uz} = \frac{20 \cdot 4 + 25 \cdot 55}{59} \cdot 0,1 = 2,5\%$$

$$F = 8,5 + 36,8 + 2,5 \approx 48\%$$

По результатам обследования износ Л-2540 составил 48%.

4.2 Модернизация косвенного метода оценки физического износа воздушных линий электропередачи

При оценке физического износа косвенным методом исходным значением является нормативный срок службы, который необходимо установить только для всех компонентов. При установлении нормативного срока службы для каждого элемента в компоненте расчет физического износа ВЛ в целом получится громоздким. Нормативный срок службы достаточно установить для каждого компонента ВЛ.

Нормативный минимальный срок службы проводов указан в пункте 2.10 [31], который варьируется от 10 до 45 лет в зависимости от их марки. Для грозозащитных тросов можно принять нормативный срок службы, аналогичный проводу. Таким образом, нормативный срок службы проводникового компонента определен [31]. Следует отметить, что провода начинают интенсивно повреждаться после 18 лет эксплуатации (Рисунок Б.16).

Нормативный срок службы линейной арматуры установлен [33] и составляет 40 лет, а для подвесных тарельчатых изоляторов в [30] установлен только гамма-процентный срок службы, который составляет 30 лет. Учитывая, что большинство отказов, связанных с повреждением изолирующей подвески, происходит из-за разрыва сцепной арматуры, нормативный срок службы изолирующего компонента

можно принять 40 лет.

Нормативный срок службы опор установлен в Методике [57], где для железобетонных опор составляет 50 лет, а для стальных решетчатых опор – 60 лет.

Принимаем следующие нормативные сроки службы компонентов:

- 1) опорный компонент: железобетонные опоры с центрифугированными стойками – 50 лет, стальные решетчатые опоры – 60 лет;
- 2) проводниковый компонент (провода АС, грозозащитные тросы ТК) – 45 лет;
- 3) изолирующий компонент – 40 лет.

Таким образом, для уточнения физического износа ВЛ требуется усовершенствовать метод хронологического возраста, который заключается в учете ранее проведенных ремонтов и реконструкций, если таковые имеются. Для этого за основу примем формулу метода хронологического возраста. При этом введем весовые коэффициенты для каждого компонента ВЛ.

Тогда степень износа опорного, проводникового и изолирующего компонента определим по формулам [92, 96]

$$F_{on}^1 = \frac{\left(K_{on} \cdot T_{1ф.он} \cdot \frac{N_{1он.зам} \cdot 100}{N_{он}} \right)}{T_{н.он}} + \frac{\left(K_{он} \cdot T_{2ф.он} \cdot \frac{N_{2он.зам} \cdot 100}{N_{он}} \right)}{T_{н.он}} + \dots \quad (4.5)$$

где $T_{ф.он}$ – фактический срок службы опорного компонента, лет;

$T_{н.он}$ – нормативный срок службы опорного компонента, лет;

$N_{он.зам}$ – количество замененной опорного компонента, шт;

$N_{он}$ – количество опор, установленных на ВЛ, шт;

$K_{он}$ – весовой коэффициент опорного компонента $K_{он} = 0,5$;

$$F_{np}^1 = \frac{\left(K_{np} \cdot T_{1\phi,np} \cdot \frac{N_{1np,зам} \cdot 100}{N_{np}} \right)}{T_{н,np}} + \frac{\left(K_{np} \cdot T_{2\phi,np} \cdot \frac{N_{2np,зам} \cdot 100}{N_{np}} \right)}{T_{н,np}} + \dots \quad (4.6)$$

где $T_{\phi,np}$ – фактический срок службы проводникового компонента, лет;

$T_{н,np}$ – нормативный срок службы проводникового компонента, лет;

$N_{np,зам}$ – протяженность замененной проводникового компонента, км;

N_{np} – общая протяженность проводов и грозозащитных тросов, км;

K_{np} – весовой коэффициент проводникового компонента $K_{np} = 0,4$;

$$F_{уз}^1 = \frac{\left(K_{уз} \cdot T_{1\phi,уз} \cdot \frac{N_{1уз,зам} \cdot 100}{N_{уз}} \right)}{T_{н,уз}} + \frac{\left(K_{уз} \cdot T_{2\phi,уз} \cdot \frac{N_{2уз,зам} \cdot 100}{N_{уз}} \right)}{T_{н,уз}} + \dots \quad (4.7)$$

где $T_{\phi,уз}$ – фактический срок службы изолирующего компонента, лет;

$T_{н,уз}$ – нормативный срок службы изолирующего компонента, лет;

$N_{уз,зам}$ – количество замененной изолирующего компонента, шт;

$N_{уз}$ – количество изолирующих подвесок, установленных на ВЛ, шт;

$K_{уз}$ – весовой коэффициент изолирующего компонента $K_{уз} = 0,1$.

Преобразовав формулы (4.5 - 4.7) и осуществив вынос постоянных за скобки получим [92, 96]

$$F_{он}^1 = \frac{K_{он} \cdot 100}{N_{он} \cdot T_{н,он}} \cdot \sum_i^n (T_{i\phi,он} \cdot N_{ion,зам}) \quad (4.8)$$

$$F_{np}^1 = \frac{K_{np} \cdot 100}{N_{np} \cdot T_{н. np}} \cdot \sum_i^n (T_{i\phi. np} \cdot N_{инп. зам}) \quad (4.9)$$

$$F_{уз}^1 = \frac{K_{уз} \cdot 100}{N_{уз} \cdot T_{н. уз}} \cdot \sum_i^n (T_{i\phi. уз} \cdot N_{иуу. зам}) \quad (4.10)$$

Физический износ ВЛ косвенным методом определяется выражением

$$F^1 = F_{он}^1 + F_{np}^1 + F_{уз}^1 \quad (4.11)$$

Следует отметить, что быстроизнашивающимся компонентом ВЛ является изолирующий компонент. В связи с частыми заменами изоляторов и сцепной арматуры, по сравнению с опорным и проводниковым компонентами, а также учитывая малый весовой коэффициент изолирующего компонента, то этот компонент при расчете физического износа косвенным методом можно не учитывать. В данном случае из формулы (4.11) исключается степень износа изолирующего компонента

$$F^1 = F_{он}^1 + F_{np}^1 \quad (4.12)$$

При этом весовой коэффициент опорного компонента принимаем равным $K_{он} = 0,6$. При этом весовой коэффициент изолирующего компонента добавляется к весовому коэффициенту опорного компонента.

Определим физический износ до обследования Л-2540 косвенным методом согласно формулам (4.8-4.9, 4.12)

$$F_{он}^1 = \frac{0,6 \cdot 100}{803 \cdot 50} (41 \cdot 803) = 49,2\%$$

$$F_{np}^1 = \frac{0,4 \cdot 100}{787,6 \cdot 45} (41 \cdot 787,6) = 36,4\%$$

$$F^1 = 49,2 + 36,4 \approx 86\%$$

Расчет показывает, что Л-2540 имеет износ 86%, тогда как результаты обследования показали, что износ составил 48%. При этом провод находится в начальной стадии критического состояния.

В таком случае косвенный метод оценки физического износа необходимо адаптировать под результаты обследования. Тогда формула (4.12) преобразится следующим образом, если не проводится реконструкция ВЛ.

$$F^{1*} = \frac{F_{on}^1}{\frac{K_{on} \cdot 100}{N_{on} \cdot T_{н.он}} \cdot \sum_i^n (T_{обсл} \cdot N_{ион.зам}) / (F_{on} + F_{из})} + \frac{F_{np}^1}{\frac{K_{np} \cdot 100}{N_{np} \cdot T_{н.нр}} \cdot \sum_i^n (T_{обсл} \cdot N_{инр.зам}) / F_{np}}, \quad (4.13)$$

где $T_{обсл}$ - срок на момент проведения обследования, лет.

Таким образом, физический износ до обследования Л-2540 косвенным методом адаптированный под результаты обследования согласно формуле (4.13) составит

$$F^{1*} = \frac{49,2}{\frac{0,6 \cdot 100}{803 \cdot 50} \cdot (41 \cdot 803) / (8,5 + 2,5)} + \frac{36,4}{\frac{0,4 \cdot 100}{787,6 \cdot 45} \cdot (41 \cdot 787,6) / 36,8} \approx 48\%$$

Это позволит рассчитывать физический износ в последующие годы, где, к примеру для Л-2540 отсчет начинается с 48%, а не с 86%.

В случае выбора варианта реконструкции с одним ремонтом железобетонных опор на период срока службы 49 лет, а также при замене проводникового и изолирующего компонента в полном объеме, физический износ Л-2540 косвенным методом после реконструкции согласно формуле (4.11) составит

$$F^1 = \frac{0,5 \cdot 100}{803 \cdot 50} (49 \cdot 539 + 0 \cdot 264) + \frac{0,4 \cdot 100}{787,6 \cdot 45} (0 \cdot 787,6) + \frac{0,1 \cdot 100}{2502 \cdot 40} (0 \cdot 2502) \approx 33\%$$

Расчеты косвенным методом показали, что физический износ Л-2540 после реконструкции снижен от 48% до 33%.

Следует отметить, что нормативный срок службы компонентов остался прежним, тогда как многие компоненты не были заменены и переработали свой нормативный срок службы. В таком случае нормативный срок службы следует оставить прежним, если произведена замена компонентов в полном объеме (в нашем случае это проводниковый и изолирующий компонент). При частичной замене компонентов необходимо устанавливать их продленный нормативный срок службы до гарантированного ресурса, описанного в главе 3.

Остальные не замененные опоры в количестве 539 шт имеют незначительный износ и их параметр фактического состояния находится в пределах допустимого для дальнейшей эксплуатации. Поэтому после проведения реконструкции, параметр фактического состояния оставшихся опор будет иметь некоторое значение. Определим остаточный износ по формуле (3.42)

$$x_{ост} = 0,102 \cdot \frac{264}{771} \cdot \frac{49 - 41}{41} = 0,007$$

Фактическое значение параметра фактического состояния с учетом остаточного износа согласно формуле (1.9) составит

$$X(t_1) = 0,007 + 1,12 \cdot \ln 1 \cdot 0,041 = 0,007$$

далее расчет ведется до тех пор, пока $X(t_n) = x_{ep2}$, т.е.

$$X(t_{27}) = 0,007 + 1,12 \cdot \ln 27 \cdot 0,156 = 0,586$$

По полученным результатам произведем построение графика продления ресурса (Рисунок 4.1).



Рисунок 4.1 – График продления ресурса железобетонных опор Л-2540 до прогнозируемого предельного состояния

Следовательно, нормативный срок службы опорного компонента продлевается на 27 лет с момента проведения реконструкции (49 лет), т.е. до возраста 76 лет. Тогда физический износ косвенным методом после реконструкции Л-2540 согласно формуле (4.11) составит

$$F^1 = \frac{0,5 \cdot 100}{803 \cdot 76} (49 \cdot 539 + 0 \cdot 264) + \frac{0,4 \cdot 100}{787,6 \cdot 45} (0 \cdot 787,6) + \frac{0,1 \cdot 100}{2502 \cdot 40} (0 \cdot 2502) \approx 22\%$$

В результате получим, что после реконструкции физический износ Л-2540 составит 22% после полной замены проводов, грозозащитных тросов, изолирующих подвесок и частичной замены опор (остались не замененными 539 опор).

Таким образом, можно оценивать средний физический износ в целом по организации, обслуживающей ВЛ. Учитывая, что после проведения обследования ВЛ определены дефектные элементы и оценен физический износ компонентов, можно выполнить прогноз среднего физического износа.

Для сравнения существующего и предлагаемого методов оценки физического износа на рисунке 4.2 приведен график прогнозного изменения данного параметра.



Рисунок 4.2 – График прогнозного изменения среднего физического износа в целом по организации, обслуживающей ВЛ

В существующем методе оценки физического износа используются два параметра: нормативный срок службы ВЛ (50 лет) и фактический срок службы ВЛ. Как было отмечено ранее, недостатком является отсутствие учета в оценке физического износа ранее проведенные замены элементов. Таким образом, средний показатель физического износа всех ВЛ ежегодно растет, что видно на рисунке 4.2.

В предлагаемом методе оценки физического износа учитываются нормативные сроки службы компонентов ВЛ и количество замененных элементов в компонентах. В 2014 году проведено обследование 26 ВЛ и уточнен их физический износ по формуле (4.13), тем самым снизился средний износ на 3,8%. В 2020 году планируется обследовать 24 ВЛ, в 2021 году – 17 ВЛ, в 2022 году – 19 ВЛ. Учитывая результаты предыдущих обследований ВЛ, ожидается уточнение их физического износа по факту и снижение среднего показателя в целом по организации, обслуживающей ВЛ.

При проведении реконструкции определенных ВЛ, это позволит еще больше снизить средний физический износ в целом по организации, обслуживающей ВЛ.

Выводы

1. Термин «нормативный срок службы ВЛ» является не корректным, т.к. срок службы компонентов отличается. Нормативный срок службы должен устанавливаться отдельно для каждого компонента.

2. Для метода наблюдения необходимо использовать веса износов компонентов, что позволяют при оценке физического износа учитывать незначительные дефекты в пределах допустимых норм. Вес износа компонентов следует определять как процентное соотношение от предельного граничного параметра фактического состояния.

3. Предложенные формулы для косвенного метода оценки физического износа позволяют уточнить физический износ с учетом ранее проведенных ремонтов и реконструкций. При этом целесообразно ввести весовые коэффициенты для каждого компонента ВЛ.

4. При расчете физического износа косвенным методом допускается пренебрегать износом изолирующего компонента в связи с часто проводимыми заменами изоляторов и сцепной арматуры. При этом весовой коэффициент изолирующего компонента добавляется к весовому коэффициенту опорного компонента.

5. После проведения обследования ВЛ необходимо адаптировать расчет физического износа косвенным методом под результаты обследования, если не проводится реконструкция ВЛ. Таким образом можно уточнить физический износ косвенным методом, что даст реальную оценку в последующие годы эксплуатации ВЛ.

6. После проведения реконструкции ВЛ, нормативный срок службы компонента следует оставить прежним, если произведена замена компонента в полном объеме. При частичной замене компонентов необходимо устанавливать их продленный нормативный срок службы до гарантированного ресурса в соответствии с изменением параметра фактического состояния.

7. Адаптация расчета физического износа косвенным методом под

результаты обследования, а также реконструкция ВЛ позволяет снизить средний износ в целом по Компании, что может использоваться в качестве обоснования инвестиционных затрат.

5 ВНЕДРЕНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В АО «КЕГОС»

5.1 Анализ результатов диагностики железобетонных опор

В главе 3 были рассмотрены методы оценки технического состояния железобетонных опор, а также схема проверки достоверности их диагностики (Рисунок 3.3). Правильность проведения диагностики железобетонных опор и точность результатов этой диагностики влияет на вероятностную оценку в определении остаточного ресурса ВЛ.

Для проверки достоверности результатов диагностики были проведены испытания железобетонных опор:

1) №142 на ВЛ 110 кВ «ЗайГРЭС – Ямаши» в Российской Федерации. Разрушение стойки опоры №142 произошло при показаниях динамометра 2,3-2,5 тн, что совпадает с изгибающим разрушающим моментом, определенный по результатам диагностики Филиалом ОАО «ЭлектроСетьСервис ЕНЭС» «Новосибирская специализированная производственная база»;

2) №224 на ВЛ 220 кВ Л-2022 «Кемпирсай – Актюбинская» в Республике Казахстан. Разрушение стойки опоры №224 произошло при показаниях динамометра 3,0-3,2 тн, что не соответствует изгибающему разрушающему моменту, вычисленному по результатам диагностики ЗАО «МЕДКОМ».

Сравнение результатов диагностики и испытаний опор показано в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Результаты диагностики и испытаний железобетонных опор

| № | Наименование ВЛ | Изгибающий разрушающий момент, тс*м | |
|---|--|-------------------------------------|---------------|
| | | при диагностировании | при испытании |
| 1 | ВЛ 110 кВ «ЗайГРЭС – Ямаши» | 37,69 | 34,77 – 37,79 |
| 2 | ВЛ 220 кВ Л-2022 «Кемпирсай – Актюбинская» | 47,12 | 56,38 – 60,14 |

Результаты показывают, что изгибающий разрушающий момент при диагностировании и при испытании совпал только на ВЛ 110 кВ, тогда как на ВЛ 220 кВ стойка опоры была разрушена позже, чем прогнозировали при диагностировании.

При измерении на указанных стойках использован ультразвуковой прибор УК1401, где согласно [23] проводят поверхностное прозвучивание и определяют время прохождения ультразвука. Методика проведения измерений вышеперечисленными организациями показала, что ЗАО «МЕДКОМ» при проведении ультразвуковой диагностики измерял скорость прохождения ультразвука, а Филиал ОАО «ЭлектроСетьСервис ЕНЭС» «Новосибирская специализированная производственная база» – время прохождения ультразвука. Возможно, это и повлияло на достоверность результатов диагностирования на ВЛ 220 кВ.

5.2 Пример расчета прогнозирования остаточного ресурса действующей воздушной линии электропередачи Республики Казахстан

5.2.1 Результаты натурного обследования

Расчет остаточного ресурса выполним, основываясь на результатах обследования ВЛ 220 кВ Л-2540 «Правобережная – Индер» (далее – Л-2540), находящаяся в Республике Казахстан.

Исходные данные:

Протяженность Л-2540 – 196,9 км.

Срок службы Л-2540 на момент обследования – 41 год.

Результаты обследования приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты обследования Л-2540

| Железобетонные опоры | | Провода | | Грозозащитные тросы | |
|------------------------------|-----------------|------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Коэффициент состояния бетона | Количество опор | Потери сечения сердечника, % | Количество пролетов | Потери сечения, % | Количество пролетов |
| 0 | 507 | 2,6 | 13 | 1,4 | 1 |
| 0,1 | 93 | 3,9 | 15 | 1,5 | 1 |
| 0,2 | 58 | 5,2 | 4 | 1,9 | 4 |
| 0,3 | 21 | 5,3 | 4 | 2,1 | 5 |
| 0,4 | 13 | 5,6 | 2 | 2,5 | 10 |
| 0,5 | 11 | 6,6 | 14 | 2,9 | 36 |
| 0,6 | 68 | 7,5 | 2 | 3,2 | 6 |
| - | - | 7,9 | 11 | 3,3 | 1 |
| - | - | 9,2 | 14 | 3,6 | 4 |
| - | - | 10,5 | 1 | 3,8 | 1 |
| - | - | 11,8 | 1 | 4,1 | 5 |
| - | - | - | - | 4,2 | 10 |
| - | - | - | - | 4,3 | 4 |
| - | - | - | - | 4,5 | 3 |
| - | - | - | - | 4,7 | 2 |
| - | - | - | - | 4,8 | 1 |

5.2.2 Расчетный прогноз остаточного ресурса опорного компонента

Определим среднее значение параметра фактического состояния железобетонных опор на момент обследования Л-2540 по формуле (3.16), пользуясь данными таблицы 5.1.

$$x_{ф.оп1} = \frac{68 \cdot 0,6 + 11 \cdot 0,5 + 13 \cdot 0,4 + 21 \cdot 0,3 + 58 \cdot 0,2 + 93 \cdot 0,1 + 507 \cdot 0}{771} = 0,102$$

Для расчёта наработки ВЛ на отказ, воспользуемся данными по отказам ВЛ, представленными в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Исходные данные для расчета средней наработки на отказ ВЛ 220 кВ, находящиеся в умеренном климате

| Наработки на отказ ВЛ, лет | Количество отказавших ВЛ | Вероятность появления отказа ВЛ |
|----------------------------|--------------------------|---------------------------------|
| 0 | 61 | 0 |
| 12 | 1 | 0,012 |
| 19 | 1 | 0,012 |
| 22 | 1 | 0,012 |
| 24 | 2 | 0,024 |
| 25 | 2 | 0,024 |
| 26 | 3 | 0,037 |
| 27 | 1 | 0,012 |
| 28 | 1 | 0,012 |
| 30 | 2 | 0,024 |
| 31 | 3 | 0,037 |
| 34 | 1 | 0,012 |
| 35 | 1 | 0,012 |
| 36 | 1 | 0,012 |
| 47 | 1 | 0,012 |
| Всего | 82 | - |

Вероятность появления отказа ВЛ это отношение количества отказавших ВЛ m при определенной наработке на отказ к числу ВЛ находящихся в эксплуатации N

$$p_2 = \frac{1}{82} = 0,012$$

Средняя прогнозируемая наработка железобетонных опор на отказ Л-2540 по формуле (4) из таблицы 1.1

$$T^* = \frac{0 \cdot 61 + 12 \cdot 1 + 19 \cdot 1 + 22 \cdot 1 + 24 \cdot 2 + 25 \cdot 2 + 26 \cdot 3 + 27 \cdot 1 + 28 \cdot 1 + 30 \cdot 2 + 31 \cdot 3 + 34 \cdot 1 + 35 \cdot 1 + 36 \cdot 1 + 47 \cdot 1}{82} = 7.2 \text{ лет}$$

Далее определяем дисперсию и среднеквадратическое отклонение

$$D(T_i) = (12^2 \cdot 0,012 + 19^2 \cdot 0,012 + 22^2 \cdot 0,012 + 24^2 \cdot 0,024 + 25^2 \cdot 0,024 + 26^2 \cdot 0,037 + 27^2 \cdot 0,012 + 28^2 \cdot 0,012 + 30^2 \cdot 0,024 + 31^2 \cdot 0,037 + 34^2 \cdot 0,012 + 35^2 \cdot 0,012 + 36^2 \cdot 0,012 + 47^2 \cdot 0,012) - 7,2^2 = 161,83 \text{ лет}$$

$$\sigma = \sqrt{161,83} = 12,72 \text{ лет}$$

По известным значениям, определяем плотность распределения прогнозируемых наработок ВЛ на отказы и вероятность безотказной работы при $t_i = 1, 2, \dots$. Интенсивность изменения параметра фактического состояния ВЛ определим по формуле (1.7). Результаты расчетов приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты расчетов

| Время, t_i | Плотность распределения | Вероятность безотказной работы | Интенсивность изменения параметра фактического состояния |
|--------------|-------------------------|--------------------------------|--|
| 1 | 0,0279 | 0,69 | 0,041 |
| 2 | 0,0289 | 0,66 | 0,044 |
| 3 | 0,0297 | 0,63 | 0,047 |
| 4 | 0,0304 | 0,60 | 0,051 |
| 5 | 0,0309 | 0,57 | 0,054 |
| 6 | 0,0312 | 0,54 | 0,058 |
| 7 | 0,0314 | 0,51 | 0,062 |
| 8 | 0,0313 | 0,47 | 0,066 |
| 9 | 0,0310 | 0,44 | 0,070 |
| 10 | 0,0306 | 0,41 | 0,074 |
| 11 | 0,0300 | 0,38 | 0,078 |
| 12 | 0,0292 | 0,35 | 0,083 |

Коэффициент, учитывающий природно-климатические условия и прочие внешние факторы, по таблицам 3.3-3.7 составит

$$k = (1 \cdot 1 \cdot 0,9) \cdot (1,07 \cdot 1) \cdot 1,03 \cdot 1,03 \cdot 1,1 = 1,12$$

Приняв граничные параметры фактического состояния согласно таблице 3.2, определим характер изменения первого этапа изменений параметра фактического состояния по формуле (1.11). При этом вместо климатических коэффициентов применим коэффициент 1,12, рассчитанный выше.

$$X(t_1^I) = 0,102 + 1,12 \cdot 1 \cdot 0,041 = 0,15$$

$$X(t_2^I) = 0,102 + 1,12 \cdot 2 \cdot 0,044 = 0,20$$

$$X(t_3^I) = 0,102 + 1,12 \cdot 3 \cdot 0,047 = 0,26$$

$$X(t_4^I) = 0,102 + 1,12 \cdot 3 \cdot 0,051 = 0,33$$

Расчет ведется до тех пор, пока $X(t_n) = x_{сп1}$. По полученным результатам производят построение графика первого этапа (Рисунок 5.1).

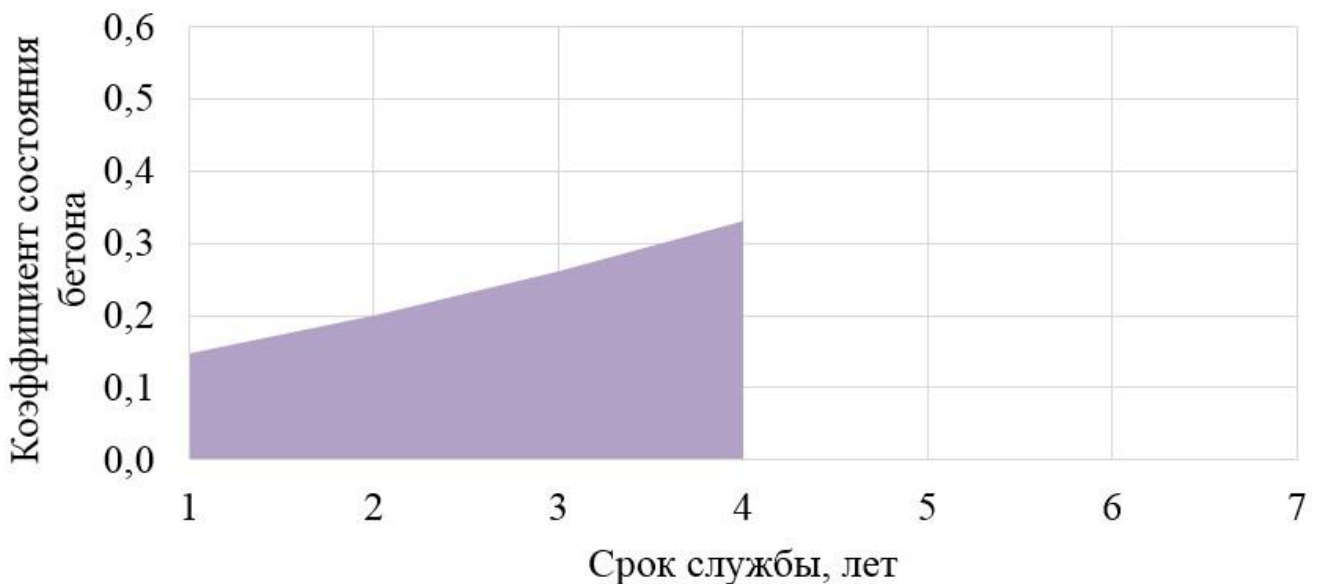


Рисунок 5.1 – График первого этапа

В этот период проводят ремонт с заменой опор, коэффициент состояния бетона которых равен 0,6. Тогда после ремонта среднее значение параметра

фактического состояния железобетонных опор составит

$$x_{\text{ф.он}2} = \frac{11 \cdot 0,5 + 13 \cdot 0,4 + 21 \cdot 0,3 + 58 \cdot 0,2 + 93 \cdot 0,1 + 575 \cdot 0}{771} = 0,049$$

Определим остаточный износ по формуле (3.42)

$$x_{\text{ост}1} = 0,102 \cdot \frac{264}{771} \cdot \frac{44 - 41}{41} = 0,003$$

Фактическое значение параметра фактического состояния с учетом остаточного износа составит

$$x_{\text{ф.он}2}^1 = x_{\text{ф.он}2} + x_{\text{ост}1} = 0,049 + 0,003 = 0,052$$

Определим аналогично характер изменения второго этапа развития параметра фактического состояния по формуле (1.11)

$$X(t_1^2) = 0,052 + 1,12 \cdot 1 \cdot 0,041 = 0,1$$

далее расчет ведется до тех пор, пока $X(t_n) = x_{\text{сп}2}$, т.е.

$$X(t_8^2) = 0,052 + 1,12 \cdot 8 \cdot 0,066 = 0,64$$

По полученным результатам производят построение графика второго этапа (Рисунок 5.2)

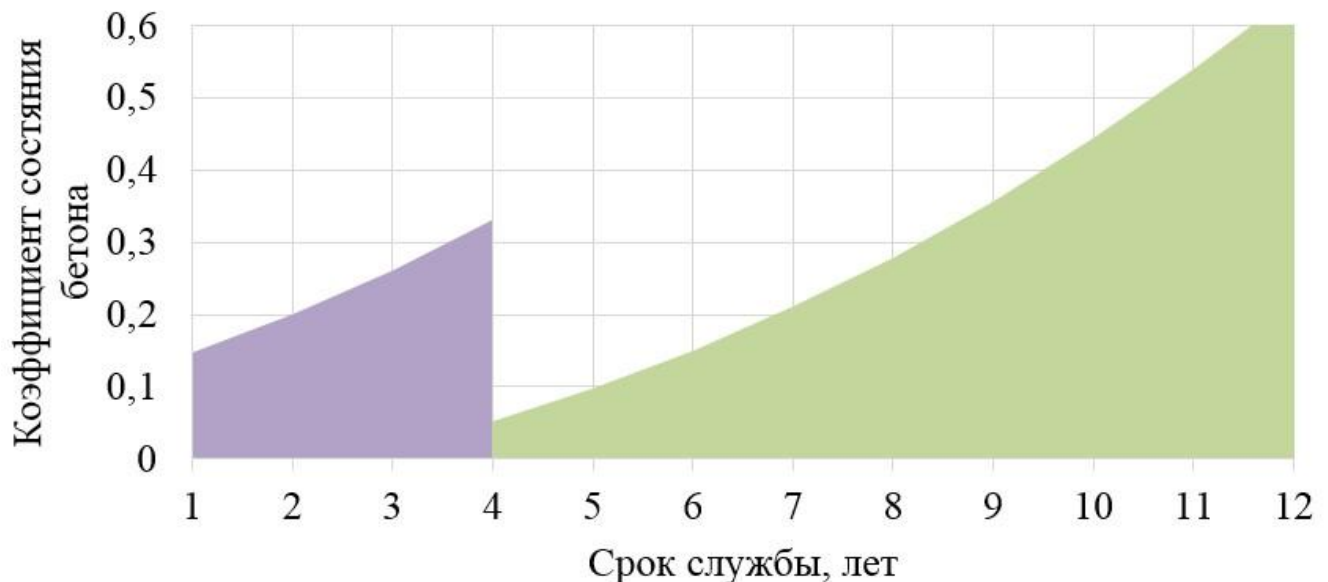


Рисунок 5.2 – График второго этапа

Далее определим плотности распределения вероятностей по каждому дрейфу

параметра фактического состояния.

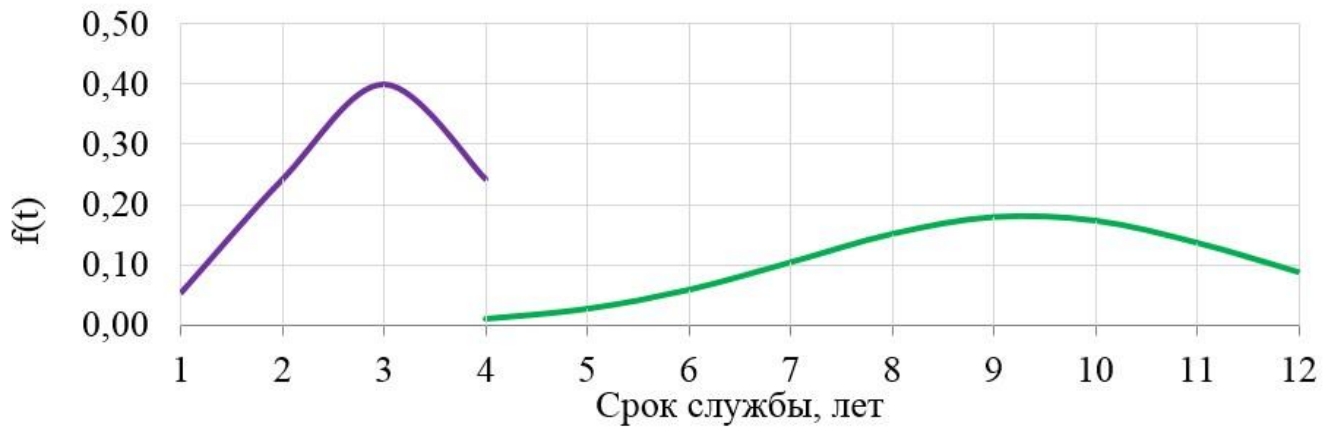


Рисунок 5.3 – График плотностей распределения прогнозируемых наработок ВЛ на отказы по первому и второму этапам

Результаты расчета приведены на Рисунках 5.4-5.7.

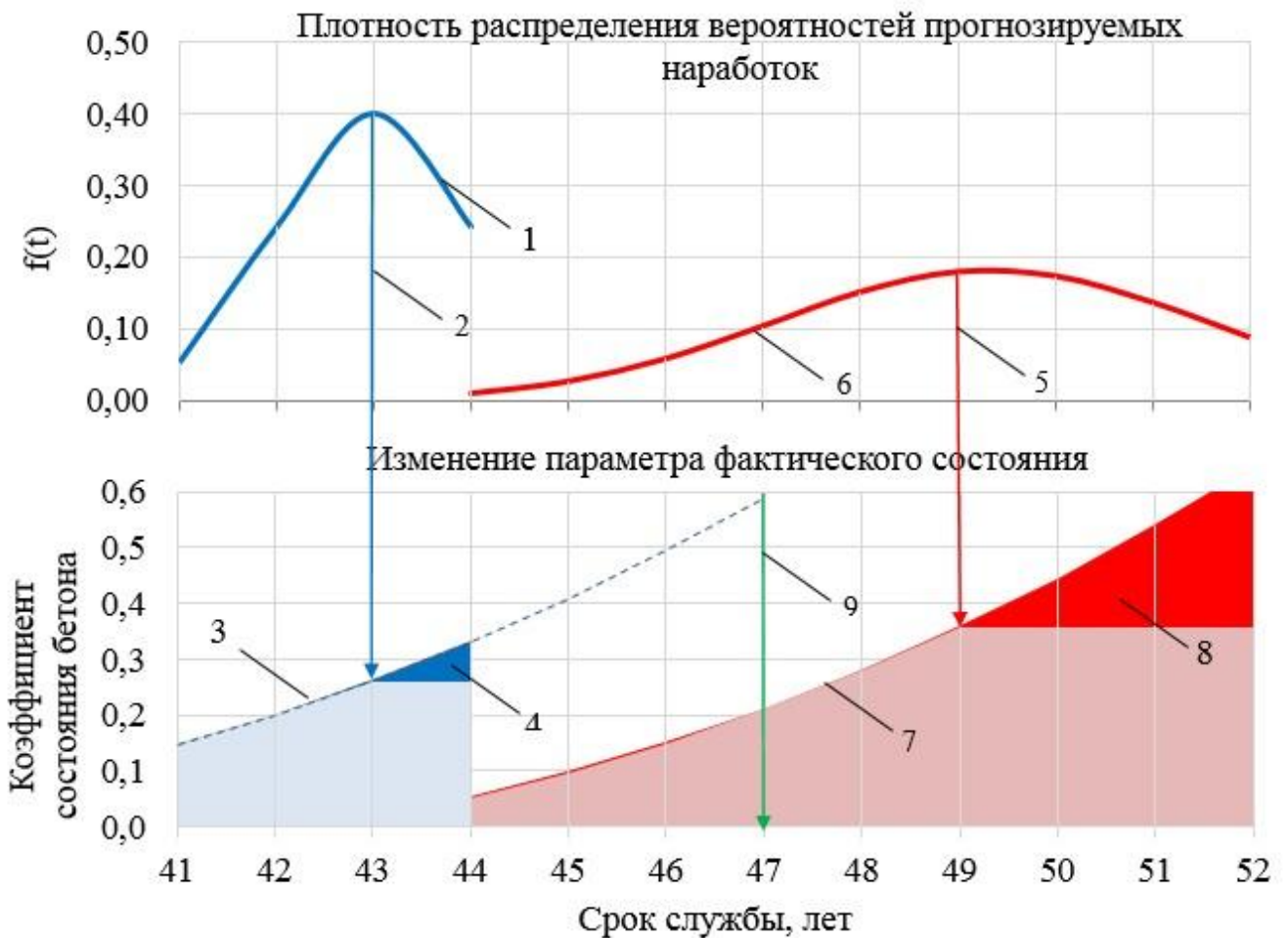


Рисунок 5.4 – График определения остаточного ресурса железобетонных опор по варианту с одним ремонтом

На рисунке 5.4. приняты следующие обозначения:

- 1 – плотность распределения вероятностей прогнозируемых наработок для ремонта;
- 2 – проекция пика плотности распределения на траекторию дрейфа параметра фактического состояния, определяющая начало ремонта;
- 3 – траектория дрейфа параметра фактического состояния для ремонта;
- 4 – период проведения ремонта;
- 5 – проекция пика плотности распределения на траекторию дрейфа параметра фактического состояния, определяющая начало реконструкции;
- 6 – плотность распределения вероятностей прогнозируемых наработок для реконструкции;
- 7 – траектория дрейфа параметра фактического состояния для реконструкции;
- 8 – период проведения реконструкции.
- 9 – проекция пика плотности распределения на ось, определяющая гарантированный ресурс железобетонных опор.

На рисунке 5.4. синим цветом обозначен дрейф параметра фактического состояния и плотность распределения прогнозируемых наработок первого этапа, а красным – второго этапа. Пунктиром обозначена прогнозируемая траектория дрейфа параметра фактического состояния первого этапа до предельного состояния.

Если сопоставить пики плотностей распределения по каждому дрейфу параметра фактического состояния, то можно прогнозировать среднее время наступления отказа ВЛ. Прогнозируемое наступление отказа произойдет в области спада плотности распределения, которое на графике окрашены темным цветом. Соответственно, необходимо провести первый ремонт по замене опор с коэффициентом состояния бетона 0,6 в период срока службы 43-44 лет.

Прогнозируемый остаточный ресурс составит 52 года. Следовательно, при

сроке службы 49 лет, соответствующий пику плотности распределения вероятностей, необходимо начать реконструкцию Л-2540.

Согласно [71] гарантированный ресурс железобетонных опор должен составлять 47 лет, который отмечен зеленой стрелкой, т.е. траектория первого прогнозируемого дрейфа параметра фактического состояния при достижении им предельного состояния является гарантированным ресурсом.

Результаты расчета по второму варианту приведены на Рисунке 5.5.

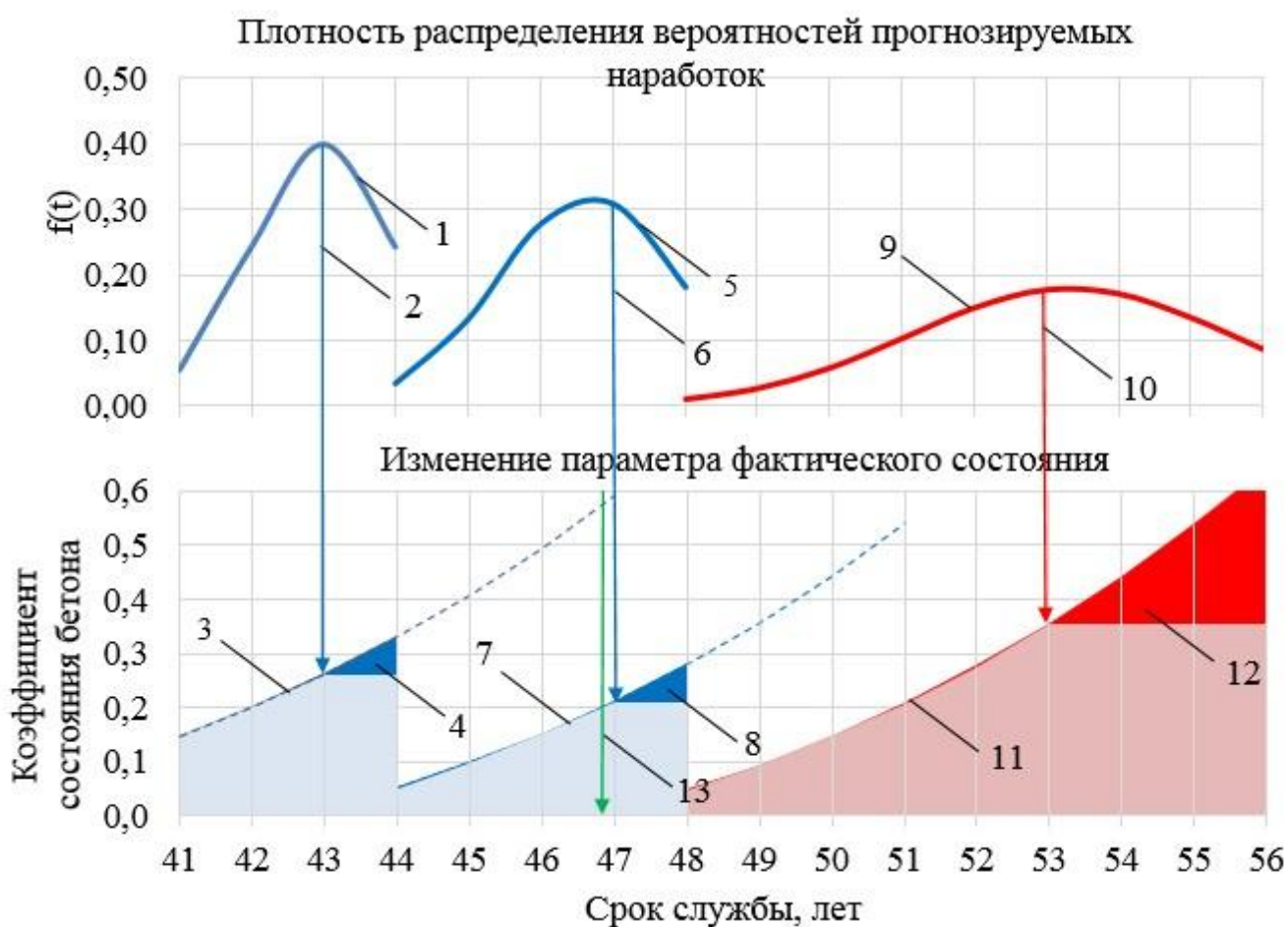


Рисунок 5.5 – График определения остаточного ресурса железобетонных опор по варианту с двумя ремонтами

На рисунке 5.5. приняты следующие обозначения:

1, 5 – плотности распределения вероятностей прогнозируемых наработок для ремонта;

2, 6 – проекции пика плотности распределения на траекторию дрейфа

параметра фактического состояния, определяющие начало ремонта;

3, 7 – траектории дрейфа параметра фактического состояния для ремонта;

4, 8 – периоды проведения ремонта;

9 – плотность распределения вероятностей прогнозируемых наработок для реконструкции;

10 – проекция пика плотности распределения на траекторию дрейфа параметра фактического состояния, определяющая начало реконструкции;

11 – траектория дрейфа параметра фактического состояния для реконструкции;

12 – период проведения реконструкции;

13 – проекция пика плотности распределения на ось, определяющая гарантированный ресурс железобетонных опор.

Если увеличивать число ремонтов с заменой опор, можно продлевать остаточный ресурс железобетонных опор. Выполнив расчеты аналогичным способом, получим следующие результаты.

Остаточный ресурс опорного компонента составит 56 лет в случае проведения двух ремонтов с заменами железобетонных опор. Следовательно, при сроке службы 53 лет, соответствующий пику плотности распределения вероятностей, необходимо начать реконструкцию Л-2540.

5.2.3 Расчет прогнозирования остаточного ресурса проводникового компонента

Как правило, в зависимости от дефекта, ремонт проводов выполняется установкой ремонтных зажимов или вставкой провода определенной длины. Эти ремонты не продлевают ресурс проводов. Сплошная замена проводов на больших участках ВЛ в период эксплуатации обычно не проводится. Поэтому при прогнозировании их остаточного ресурса не рассматривается проведение ремонта до периода реконструкции.

На Л-2540 установлен провод АС 300/39, у которого отношение площади сечения алюминиевых жил к площади сечения стального сердечника составляет 7,81. По результатам обследования максимальная потеря сечения составила 11,8%. Тогда относительная потеря прочности согласно рисунку 1.2 составит 5,8% (фактическая прочность составила 2210 Н/мм² от номинальной прочности 2346 Н/мм²).

Характер изменения параметра фактического состояния проводов определяется аналогично. По полученным результатам производят построение графика, который приведен на Рисунке 5.6.

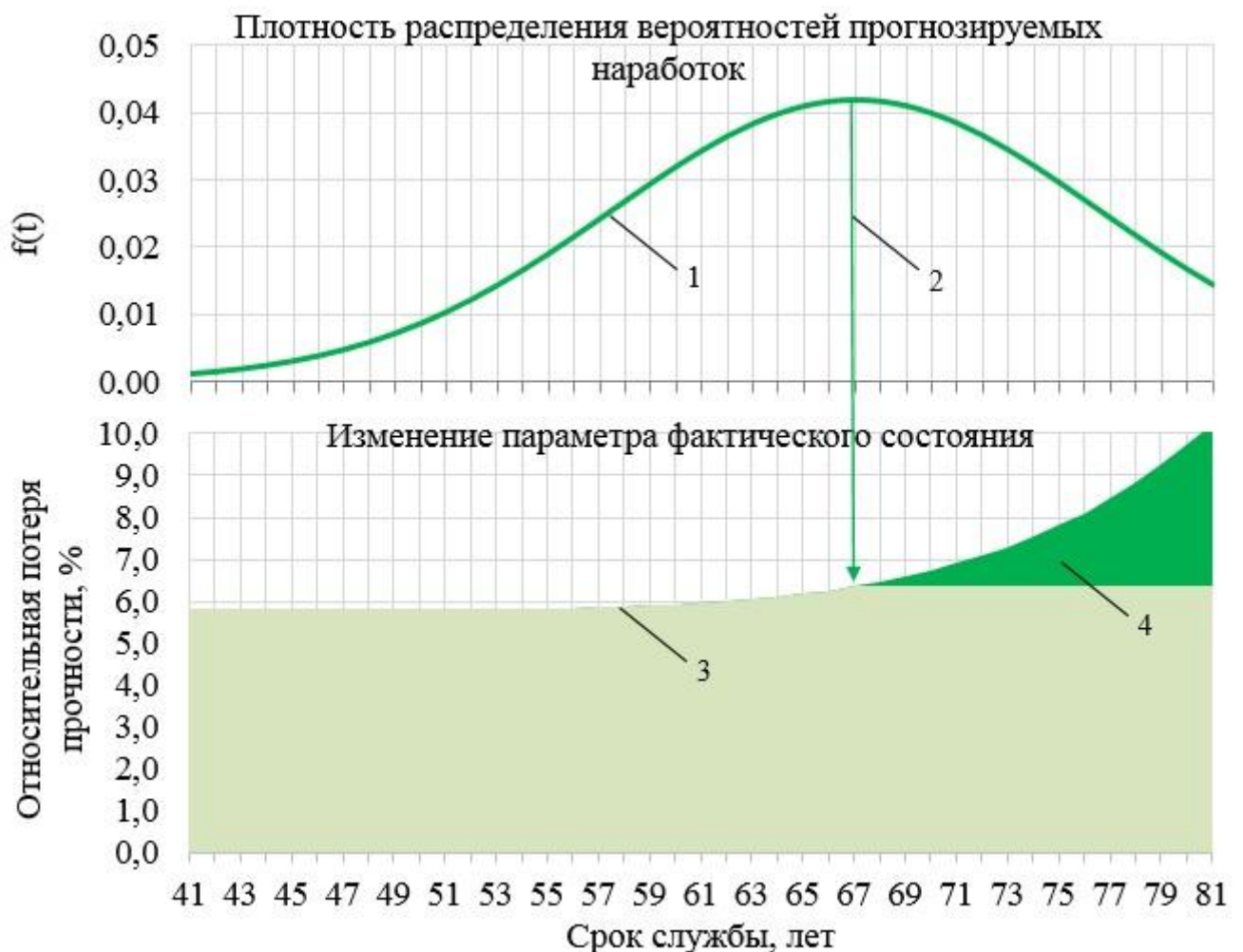


Рисунок 5.6 – График определения остаточного ресурса провода Л-2540

На рисунке 5.6. приняты следующие обозначения:

1 – плотность распределения вероятностей прогнозируемых наработок для

реконструкции;

2 – проекция пика плотности распределения на траекторию дрейфа параметра фактического состояния, определяющая начало реконструкции;

3 – траектория дрейфа параметра фактического состояния для реконструкции;

4 – период проведения реконструкции.

По расчетным данным остаточный ресурс провода составил 81 год. Следовательно, при сроке службы 67 лет, соответствующий пику плотности распределения вероятностей, необходимо начать полную замену провода Л-2540. Зарубежными исследованиями [115] установлено, что из-за усталости металла и его коррозии срок службы проводов ограничен 67-77 годами.

Ремонт грозозащитных тросов также выполняется установкой ремонтных зажимов или вставкой троса определенной длины, которые не продлевают их ресурс. Аналогично проводу при прогнозировании остаточного ресурса грозозащитных тросов не рассматривается проведение ремонта до периода реконструкции.

На Л-2540 установлен грозозащитный трос ТК-11. По результатам обследования максимальная потеря сечения составила 4,8% (фактическое сечение составило 69,45 мм² от номинального сечения 72,95 мм²) согласно формуле (3.17).

Характер изменения параметра фактического состояния грозозащитного троса определяется аналогично. По полученным результатам производят построение графика, который приведен на Рисунке 5.7.

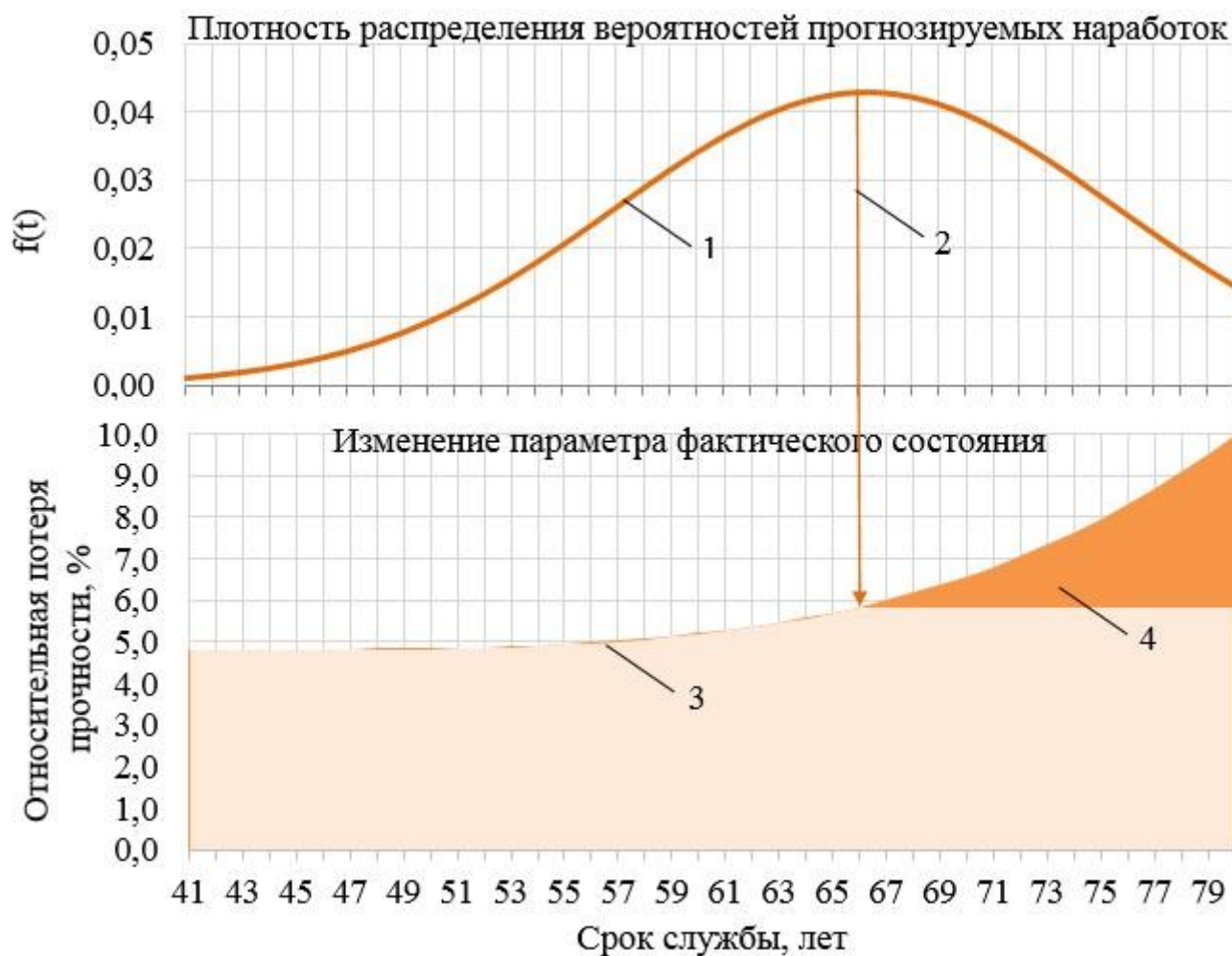


Рисунок 5.7 – График определения остаточного ресурса грозозащитного троса Л-2540

На рисунке 5.7. приняты следующие обозначения:

1 – плотность распределения вероятностей прогнозируемых наработок для реконструкции;

2 – проекция пика плотности распределения на траекторию дрейфа параметра фактического состояния, определяющая начало реконструкции;

3 – траектория дрейфа параметра фактического состояния для реконструкции;

4 – период проведения реконструкции.

По расчетным данным остаточный ресурс грозозащитного троса составил 80 лет. Следовательно, при сроке службы 66 лет, соответствующий пику плотности распределения вероятностей, необходимо начать полную замену грозозащитного троса Л-2540.

5.3 Сравнительный анализ сроков реконструкции при оценке остаточного ресурса воздушных линий электропередачи на железобетонных опорах в АО «КЕГОС»

При замене железобетонных опор можно продлевать остаточный ресурс ВЛ. Однако, выполнение многочисленных замен железобетонных опор приводит к дополнительным неоправданным затратам, в связи с чем следует выбрать оптимальный вариант, как по рациональным расходам на ремонты, так и по обеспечению надежной работы ВЛ.

В периоды ремонта, необходимо выполнить замену железобетонных опор с критичными коэффициентами состояния бетона, определенными по результатам обследования, а при начале реконструкции ВЛ выполнить замену остальных железобетонных опор с ухудшенными коэффициентами состояния бетона.

Рассмотрим оценку остаточного ресурса на примере ВЛ 220 кВ «Правобережная – Индер».

При прогнозировании остаточного ресурса и определении срока реконструкции ВЛ выбирают самый наихудший вариант предельного состояния элементов ВЛ. Вышеприведенные расчеты показали, срок начала реконструкции определяют железобетонные опоры. Реконструкцию Л-2540 необходимо начать при сроке службы 49 лет или 53 года в зависимости от выбора варианта реконструкции при условии выполнения ремонтов с заменой железобетонных опор.

В таблице 5.5. сопоставлены варианты реконструкции по затратам материалов и изделий.

Таблица 5.5. – Сопоставление вариантов реконструкции Л-2540

| Конструкция | Ед. изм. | Количество на ремонт и реконструкцию при сроке службы (лет) | | | | | | Всего | Остаточный ресурс, лет |
|--|-------------|--|----|-----|-----|-------|-------|-------|---------------------------|
| | | 43 | 47 | 49 | 53 | 66 | 67 | | |
| Железобетонная опора (вариант с одним ремонтом) | шт | 68 | | 247 | | | | 315 | 52 |
| Железобетонная опора (вариант с двумя ремонтами) | шт | 68 | 24 | | 249 | | | 341 | 56 |
| Провод | тн | | | | | | 668,8 | 668,8 | 81 |
| Грозозащитный трос | тн | | | | | 125,4 | | 125,4 | 80 |

Выводы

1. После обследования ВЛ методами неразрушающего контроля необходимо осуществлять проверку достоверности результатов диагностирования путем проведения механических испытаний. Если результаты диагностирования и испытаний совпадают, то результаты диагностирования можно применять для оценки остаточного ресурса ВЛ.

2. Увеличение количества ремонтов, в которые входят замена опорного компонента в последующие годы приводит к уменьшению периода между ремонтами, что является экономически невыгодным. Поэтому, при сокращении срока между заменами опорного компонента рекомендуется ограничивать количество подобных ремонтов.

3. По каждому ремонту и на период реконструкции ВЛ необходимо распределить количество заменяемого опорного компонента в зависимости от параметра фактического состояния.

4. Для определения сроков реконструкции ВЛ необходимо выполнить сопоставление вариантов по каждому компоненту. Срок реконструкции ВЛ определяют по наихудшему варианту компонентов или по другим сценариям, оценивая затраты на проводимые ремонты.

5. По разработанному методу оценки остаточного ресурса ВЛ необходимо составлять перспективные графики реконструкции обследованных ВЛ, которые можно использовать в качестве обоснования инвестиционных затрат.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании поставленных в работе и решенных задач по структурной надежности электроэнергетических систем в части оценки остаточного ресурса ВЛ получены следующие результаты:

1. Предложена группировка элементов ВЛ по трем компонентам (опорный, изолирующий и проводниковый). Компонентная структура ВЛ удобна для планирования ее технического обслуживания и ремонта с использованием автоматизированных систем управления производственными активами. Данная структура позволяет оценивать остаточный ресурс и рассчитать физический износ ВЛ в целом.

2. Анализ отказов ВЛ АО «КЕГОС» за период 1999-2016 гг. показал, что отказы происходили по причине повреждений следующих элементов:

- 1) изолирующие подвески (42%);
- 2) провода (20%);
- 3) стойка опоры (17%);
- 4) грозозащитные тросы (17%);
- 5) анкерные узлы крепления тросовых оттяжек опор (4%).

3. Анализ показателей надежности перечисленных элементов ВЛ показал, что в изолирующем компоненте показатели надежности хуже у подвесок с полимерными изоляторами.

В проводниковом компоненте провода более подвержены повреждению по сравнению с грозозащитными тросами. Провод требует больших затрат при аварийно-восстановительной работе по сравнению с изолирующей подвеской.

К длительному простоям ВЛ приводят повреждения опорного компонента, при этом более уязвимыми являются железобетонные опоры по сравнению со стальными опорами. Несмотря на низкую удельную повреждаемость железобетонных опор по сравнению с металлическими опорами, в нормативных документах отсутствуют методики оценки остаточного ресурса железобетонных опор.

Показатели надежности у подземных анкерных узлов крепления тросовых оттяжек опор хуже, чем у надземных.

4. За время эксплуатации железобетонных опор происходит снижение коэффициента безопасности из-за насыщения бетона микротрещинами, о чем свидетельствуют результаты диагностирования.

Предложенный в работе коэффициент запаса прочности бетона позволяет определить приближенную фактическую прочность бетона железобетонной стойки опор.

Предложенный коэффициент состояния бетона позволяет моделировать и прогнозировать остаточный ресурс центрифугированных железобетонных стоек опор.

5. Ультразвуковой метод нельзя распространять на случаи оценки несущей способности железобетонных стоек опор, когда снижение их несущей способности происходит вследствие коррозии арматуры. Для предотвращения разрушения железобетонных конструкций вследствие коррозии арматуры необходимо применение неразрушающих методов контроля, позволяющих диагностировать коррозию на ранних стадиях или до ее начала.

6. С помощью относительной потери прочности стального сердечника провода и потери сечения грозозащитного троса можно моделировать и прогнозировать остаточный ресурс проводникового компонента.

7. Прогнозирование остаточного ресурса ВЛ обеспечивается при известном параметре фактического состояния и критерии критического состояния элемента. За параметр фактического состояния приняты:

- коэффициент состояния бетона для железобетонных опор;
- относительная потеря прочности для проводов;
- потеря сечения для грозозащитных тросов.

8. Изменение параметра фактического состояния компонентов ВЛ необходимо определять по трем уровням категории технического состояния с выбором закона распределения. Для математической модели изменения параметра фактического состояния в процессе эксплуатации необходимо учитывать

природно-климатические условия и прочие внешние факторы.

9. Доказано, что распределение отказов ВЛ из-за повреждений железобетонных опор подчиняются нормальному закону распределения, а провода и грозозащитные тросы – распределению Вейбулла.

10. Рекомендуемый период ремонта и реконструкции компонента определяется путем сопоставления плотности распределения вероятностей прогнозируемых наработок с графиком изменения параметра фактического состояния.

11. Для проводникового компонента не предусматриваются ремонты, так как замены небольших поврежденных участков (вставка) не продлевают ее остаточный ресурс. Для проводникового компонента определяют только сроки реконструкции, то есть замена по всей длине ВЛ.

12. Остаточный ресурс компонентов ВЛ может отличаться, так как в процессе эксплуатации ВЛ параметры фактического состояния этих компонентов изменяются различной интенсивностью. В результате расчетов принимают наихудший вариант из компонентов для определения срока реконструкции.

13. Анализ токов КЗ на примере ВЛ казахстанских электрических сетей показал, что термическое воздействие при токах КЗ не влияет на срок службы проводов. Корреляционная взаимосвязь между средним значением интеграла Джоуля и числом обрывов проводов не значима.

14. Предложено установить нормативный срок службы отдельно для каждого компонента ВЛ согласно нормативно-техническим документам, а не на ВЛ в целом. Таким образом, нормативные сроки службы приняты для:

1) опорного компонента: железобетонные опоры с центрифугированными стойками – 50 лет, металлические решетчатые опоры – 60 лет;

2) проводникового компонента (провода АС, грозозащитные тросы ТК) – 45 лет;

3) изолирующего компонента – 40 лет.

15. Для метода наблюдения при оценке физического износа предложено использовать веса износов компонентов, что позволяют учитывать незначительные

дефекты в пределах допустимых норм. Вес износа компонентов необходимо определять как процентное соотношение от предельного граничного параметра фактического состояния.

16. Предложенные модернизированные формулы для косвенного метода оценки физического износа позволяют уточнить физический износ с учетом ранее проведенных ремонтов и реконструкций ВЛ. Для оценки доли степени износа компонентов целесообразно ввести весовые коэффициенты для каждого компонента ВЛ.

17. При расчете физического износа косвенным методом допускается пренебрегать износом изолирующего компонента в связи с часто проводимыми заменами изоляторов и сцепной арматуры. При этом весовой коэффициент изолирующего компонента добавляется к весовому коэффициенту опорного компонента.

18. После проведения обследования ВЛ необходимо адаптировать расчет физического износа косвенным методом под результаты обследования, если не проводится реконструкция ВЛ. Таким образом можно уточнить физический износ косвенным методом, что даст реальную оценку в последующие годы эксплуатации ВЛ.

19. После проведения реконструкции ВЛ, нормативный срок службы компонента следует оставить прежним, если произведена замена компонента в полном объеме. При частичной замене компонентов необходимо устанавливать их продленный нормативный срок службы до гарантированного ресурса в соответствии с изменением параметра фактического состояния.

20. После обследования ВЛ необходимо осуществлять проверку достоверности результатов диагностирования путем проведения механических испытаний. Если результаты диагностирования и испытаний совпадают, то результаты диагностирования можно применять для оценки остаточного ресурса ВЛ.

21. По каждому ремонту и на период реконструкции ВЛ необходимо распределить количество заменяемых опор в зависимости от параметра

фактического состояния.

22. Для определения сроков реконструкции ВЛ необходимо выполнить сопоставление вариантов по каждому компоненту. Срок реконструкции ВЛ определяют по наихудшему варианту компонентов или по другим сценариям, оценивая затраты на проводимые ремонты.

23. Разработанный метод оценки остаточного ресурса ВЛ позволяет составлять перспективные графики реконструкции обследованных ВЛ, которые можно использовать в качестве обоснования инвестиционных затрат.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АО «KEGOC» – Акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company).

АПВ – автоматическое повторное включение.

ВЛ – воздушная линия электропередачи.

ЕНЭС – Единая Национальная Электрическая Сеть

ЕГПП – Есильская главная понизительная подстанция.

ЗайГРЭС – Заинская государственная районная электростанция.

КЗ – короткое замыкание.

НПП – Научно-производственное предприятие.

ОКГТ – грозозащитный трос со встроенным оптико-волоконным кабелем.

П1 – время распространения ультразвука в бетоне в поперечном направлении по отношению к продольной оси опоры на заданной базе измерений.

П2 – отношение времени распределения ультразвука в поперечном направлении ко времени его распространения в продольном направлении опоры при одинаковой базе измерений в том и другом направлениях.

ПЗ – время распространения переднего фронта ультразвуковой волны в бетоне.

ПС – подстанция.

ПС сердечника – потеря сечения сердечника провода.

У1, У2, У3 – умеренно холодный, умеренный и умеренно-холодный климатические районы соответственно.

ЦГПП – Центральная главная понизительная подстанция.

СПИСОК ТЕРМИНОВ

опорный компонент: Совокупность несущих элементов опорной конструкции и комплектующих устройств.

проводниковый компонент: Провода и грозозащитные тросы, а также отдельные изделия, расположенные на проводах и грозозащитных тросах в пролете опор и обеспечивающие надежное функционирование проводов и грозозащитных тросов.

изолирующий компонент: Поддерживающие и натяжные изолирующие подвески, включающие изоляторы и линейную арматуру.

коэффициент состояния бетона: Величина, определяющая снижение коэффициента безопасности железобетонного изделия.

коэффициент запаса прочности: Величина, определяющая снижение прочности бетона относительно ее нормативной прочности.

параметр фактического состояния: Величина, характеризующая степень изменения оцениваемых признаков обследуемого изделия в целом на основе сопоставления фактических значений со значениями этих же признаков, установленных проектом или нормативными документами.

¹остаточный ресурс ВЛ: Суммарная наработка ВЛ от момента контроля технического состояния компонентов до момента достижения предельного состояния одного из компонентов ВЛ.

¹предельное состояние компонента ВЛ: Состояние компонента ВЛ, в котором его дальнейшая эксплуатация недопустима из-за большой вероятности отказа или нецелесообразна по экономическим причинам.

¹ на основе терминологии [29]

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антонова, Ю.В. Методика оценки несущей способности и остаточного ресурса элементов конструкций / Ю.В. Антонова, В.В. Гудовичев, А.В. Раенко, К.С. Борчев, З.У. Саралидзе, С.В. Соколов // Научный журнал. – 2016. – №2 (3). – С. 28-36.
2. Арбузов, Р.С. Современные методы диагностики воздушных линий электропередачи / Р.С. Арбузов, А.Г. Овсянников. – Новосибирск: Наука, 2009. – 136 с.
3. Асаул, А.Н. Оценка стоимости машин и оборудования: учебное пособие / А.Н. Асаул, В.Н. Старинский; под ред. А.Н. Асаула. – СПб.: Гуманистика, 2005. – 208 с.
4. Беляев, Ю.К. Надежность технических систем / Ю.К. Беляев, В.А. Богатырев, В.В. Болотин; под ред. И.А. Ушакова. – М.: Радио и связь, 1985. – 608 с.
5. Болотин, В.В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций / В.В. Болотин. – М.: Машиностроение, 1984. – 312 с.
6. Борисов, В.Н. Надежность и аварийные ситуации в энергетике: учебное пособие / В.Н. Борисов, В.Н. Сажин. – Алматы: АИЭС, 2005. – 76 с.
7. Боровик, Г.М. Моделирование и прогнозирование показателей эксплуатационной надежности искусственных сооружений в условиях сурового климата / Г.М. Боровик – Хабаровск: Издательство ДВГУПС, 2005. – 182 с.
8. Боровицкий, В.Г. Исследование причин немотивированных отключений ВЛ 110 кВ и разработка рекомендаций по снижению их числа: дис. ... канд. тех. наук: 05.14.02 / Боровицкий Василий Геннадьевич. – Новосибирск, 2013. – 201 с.
9. Бортник, А.В. Техническое зрение в диагностировании железобетонных опор / А.В. Бортник // Вестник транспорта Поволжья. – 2012. – №5 (35). – С. 49-54.
10. 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.

11. Васильев, А.А. Комплексный метод оценки и прогнозирования технического состояния железобетонных конструкций, эксплуатирующихся в воздушных средах / А.А. Васильев // Вестник Белорусско-Российского университета. – 2009. – №1 (22). – С. 101-112.

12. Веников, В.А. Электрические системы. Электрические сети: в 7 т. / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков, Л.А. Солдаткина; под ред. В.А. Веникова. – М.: Издательство Высшая школа, 1971. – 2 т.

13. Веснин, Ю. Протекторный способ ремонта железобетонных конструкций электроустановок / Ю. Веснин, А.Г. Тарасов, Л. Репях // Информационно-аналитический журнал ЭнергоINFO. – 2008. – №3 (15). – С. 50-51.

14. Ветров, С.Н. Специфика обследования состояния железобетонных конструкций в условиях агрессивного воздействия воды / С.Н. Ветров, С.В. Яковлев // Инженерно-строительный журнал. – 2010. – №7. – С. 35-40.

15. Волоховский, В.Ю. Магнитная дефектоскопия проводов и грозотросов воздушных линий электропередачи: Технология, эффективность, проблемы / В.Ю. Волоховский, А.Н. Воронцов, В.В. Сухоруков, В.В. Цуканов, М.С. Артемьев, В.В. Чернецов // Энергоэксперт. – 2014. – №3. – С. 62-67.

16. Волоховский, В.Ю. Оценка технического состояния воздушных линий электропередачи методами магнитной дефектоскопии / В.Ю. Волоховский, А.Н. Воронцов, В.В. Сухоруков, В.В. Цуканов, В.А. Шкапцов, М.С. Артемьев, В.В. Чернецов // Энергия единой сети. – 2016. – №1 (24). – С. 42-51.

17. Воробьев, Н.П. Определение технического состояния ВЛЭП 110 кВ с возможностью прогнозирования сроков и видов ее технического обслуживания на основе программной среды Scilab / Н.П. Воробьев, А.Н. Попов, Р.В. Кааль // Энерго- и ресурсосбережение – XXI век: Материалы XV международной научно-практической интернет-конференции. – Издательство: Орловский государственный университет им. И.С. Тургенева, 2017. – С. 67-74.

18. Воронцов, А.Н. Оценка остаточного ресурса стальных канатов по результатам магнитной дефектоскопии / А.Н. Воронцов, В.Ю. Волоховский,

В.В. Сухоруков // Пермский национальный исследовательский политехнический университет: Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горношахтного нефтепромыслового оборудования. – 2014. – №1. – С. 33-40.

19. Востров, В.К. Вопросы прогнозирования остаточного ресурса металлоконструкций с учетом коррозионных повреждений / В.К. Востров // Промышленное и гражданское строительство. – 2005. – №5. – С. 42-44.

20. ВСН 53-86(р) Правила оценки физического износа жилых зданий. – М.: Госгражданстрой, 1988 – 25 с.

21. Гмурман, В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике / В.Е. Гмурман. – М.: Высшая школа, 1979. – 400 с.

22. Горелов, В.П. Повреждение опор как вид отказов воздушных линий электропередачи / В.П. Горелов, Г.В. Ситников, В.Г. Кирюшкин, М.А. Кручинин, П.Г. Шушара // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2013. – №2. – С. 110-115.

23. ГОСТ 17624-87 Бетоны. Ультразвуковой метод определения прочности. – М.: Издательство стандартов, 1987 – 26 с.

24. ГОСТ 22687.0-85 Стойки железобетонные центрифугированные для опор высоковольтных линий электропередачи. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 1987 – 11 с.

25. ГОСТ 22687.1-85 Стойки конические железобетонные центрифугированные для опор высоковольтных линий электропередачи. Конструкция и размеры. – М.: Издательство стандартов, 1987 – 74 с.

26. ГОСТ 22687.2-85 Стойки цилиндрические железобетонные центрифугированные для опор высоковольтных линий электропередачи. Конструкция и размеры. – М.: Издательство стандартов, 1987 – 39 с.

27. ГОСТ 25870-93 Макроклиматические районы земного шара с холодным и умеренным климатом. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей. – М.: Издательство стандартов, 1983 – 65 с.

28. ГОСТ 26633-91 Бетоны тяжелые и мелкозернистые. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2008. – 16 с.
29. ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2016. – 28 с.
30. ГОСТ 6490-93 Изоляторы линейные подвесные тарельчатые. Общие технические условия. – Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1993. – 16 с.
31. ГОСТ 839-80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 21 с.
32. ГОСТ 8829-94 Изделия строительные железобетонные и бетонные заводского изготовления. Методы испытаний нагружением. Правила оценки прочности, жесткости и трещиностойкости. – М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 1997. – 27 с.
33. ГОСТ Р 51177 Арматура линейная. Общие технические условия. – М.: Госстандарт России, 1998. – 8 с.
34. ГОСТ Р 53480-2009 Надежность в технике. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2010. – 27 с.
35. Гук, Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок / Ю.Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1988. – 224 с.
36. Гук, Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие для вузов / Ю.Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1990. – 208 с.
37. Гунгер, Ю.Р. Диагностика опор и фундаментов ВЛ. Современные методы оценки / Ю.Р. Гунгер, В. Чернев // Новости электротехники. – 2006. – №2 (38). – С. 134-136.
38. Давыдкин, С.М. Ускоренный метод испытаний проводов и грозозащитных тросов совместно с арматурой на стойкость к эоловой вибрации / С.М. Давыдкин // ЭЛЕКТРО. – 2006. – №4. – С. 32-33.
39. Дубровин, В.И. Методы оценки остаточного ресурса изделий (обзор) / В.И. Дубровин, В.А. Клименко // ISSN 1028-9763. Математичні машини і системи.

– 2010. – № 4. – С. 162-168.

40. Егоров, С.А. Законы распределения времени между отказами: Методические указания для практических занятий / С.А. Егоров, Н.Е. Егорова – Иваново: Ивановская государственная текстильная академия, 2011. – 29 с.

41. Ефимов, Е.Н. Причины и характер повреждаемости компонентов воздушных линий электропередачи напряжением 110-750 кВ в 1997-2007 гг. / Е.Н. Ефимов, Л.В. Тимашова, Н.В. Ясинская // Энергия единой сети. – 2012. – №5. – С. 32-41.

42. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

43. Инструкция по определению технического состояния комбинированных проводов, грозозащитных тросов и оттяжек опор воздушных линий электропередачи методами неразрушающего контроля с использованием магнитной дефектоскопии. – М.: ООО «ИНТРОН ПЛЮС», 2008. – 36 с.

44. Кандаев, В.А. Метод определения коррозионного состояния подземной части железобетонных опор контактной сети / В.А. Кандаев, А.В. Пономарев, К.В. Авдеева, А.В. Колесник // Известия Транссиба. – 2016. – №1 (25). – С. 54-60.

45. Ким, Е.Д. Методика оценки остаточного ресурса тарельчатых фарфоровых изоляторов / Е.Д. Ким, В.Г. Сыченко, В.Н. Таран // Наука та прогресс транспорту. – 2008. – №24. – С. 61-66.

46. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Теоретические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Часть I. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

47. Кондрашова, Ю.Н. Разработка методики прогнозирования отказов сложных электротехнических систем на примере электрических сетей / Ю.Н. Кондрашова, А.А. Николаев, А.А. Николаев, М.М. Гладышева // Технические науки – от теории к практике. – 2014. – №33. – С. 101-108.

48. Корнилова, А.В. Определение общей долговечности и остаточного ресурса объекта по усталости / А.В. Корнилова // Безопасность труда в промышленности. – 2008. – С. 47-51.

49. Костюков, А.Ф. Анализ методов диагностики технического состояния и ресурса электроустановок / А.Ф. Костюков, О.К. Никольский, Н.И. Черкасова // Вестник АГАУ. – 2014. – №1 (111). – С. 100-103.

50. Коцубенко, В.П. Оценка остаточного ресурса металлоконструкций кранов мостового типа в вероятностном аспекте / В.П. Коцубенко, М.А. Измеров // Вестник Брянского государственного технического университета. – 2005. – №3. – С. 16-20.

51. Кочуров, В.А. Примеры расчета характеристик надежности авиационной техники: Методические указания / В.А. Кочуров, Г.А. Новиков – Самара: СГАУ, 2002. – 48 с.

52. Крылов, С.В. Техническое состояние воздушных линий 35 кВ и выше. Методы обследования / С.В. Крылов // Журнал Новости электротехники. – 2006. – №1 (37). – С. 60-63.

53. Лебедева, Ю.В. Концепции развития воздушных линий электропередачи напряжением 110-220 кВ / Ю.В. Лебедева, Н.Ю. Шевченко // Воздушные линии. – 2012. – №3. – С. 3-9.

54. Лебедева, Ю.В. Методика решения многокритериальной задачи определения оптимального варианта развития воздушных линий электропередачи напряжением 110-220 кВ, работающих в сложных метеоусловиях / Ю.В. Лебедева, Н.Ю. Шевченко, А.Г. Сошинов // Воздушные линии. – 2013. – №1. – С. 11-14.

55. Лейфер, Л.А. Определение остаточного срока службы машин и оборудования на основе вероятностных моделей [Электронный ресурс]. / Л.А. Лейфер, П.М. Кашникова // Онлайн библиотека оценщиков LABRATE.RU. – 2007. – Режим доступа: http://www.labrate.ru/leifer/leifer_kashnikova_article_2007-1_residual_service_life.htm. свободный.

56. Луговой, В.А. Учет климатических нагрузок на воздушные линии электропередачи / В.А. Луговой, Л.В. Тимашова, С.В. Черешнюк // Энергия единой сети. – 2014. – №3 (14). – С. 30-40.

57. Методика оценки технического состояния линий электропередачи 110 кВ и выше. – М.: Фирма ОРГРЭС, 2013. – 94 с.

58. Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ и их элементов. – М.: Фирма ОРГРЭС, 1994. – 17 с.

59. Мирошниченко, А.С. Техническое обследование и оценка остаточных ресурсов строительных конструкций: учебное пособие / А.С. Мирошниченко – М.: ИПЦ МИКХиС, 2004. – 65 с.

60. Москвин, В.М. Коррозия бетона и железобетона, методы их защиты / В.М. Москвин, Ф.М. Иванов, С.Н. Алексеев, Е.А. Гузеев – М.: Стройиздат, 1980. – 536 с.

61. Мурадалиев, А.З. Методы количественной оценки технического состояния электроустановок: автореф. дис. ... канд. тех. наук: 05.14.02 / Мурадалиев Айдын Зураб оглы. – Баку, 2002. – 22 с.

62. Мырзин, Г.С. Автоматизация и управление процессом технического обслуживания системы технологических трубопроводов: автореф. дис. ... канд. тех. наук: 05.13.06 / Мырзин Глеб Семенович. – Пермь, 2008. – 22 с.

63. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

64. Петров, Г.С. Предельная механическая прочность железобетонных центрифугированных стоек опор «старых» ВЛ 110-220 кВ / Г.С. Петров, А.Г. Тарасов // Энергетик. – 2009. – №5. – С. 38-40.

65. Печенина, Т.С. Экономика предприятия / Т.С. Печенина – М.: ФГОУ ВПО Московский государственный агроинженерный университет имени В.П. Горячкина, 2013. – 107 с.

66. Правила устройства электроустановок: 7 изд.: 2003 г. – утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 08.07.02: ввод. в действие с 01.01.03. – М: ОАО «ВНИИЭ», 2003.

67. Приказ Минэнерго РФ от 19 июня 2003 года №229 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» [Электронный ресурс]: 2003 г. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901865958> свободный.

68. Пузанов, А.В. Методы обследования коррозионного состояния арматуры железобетонных конструкций / А.В. Пузанов, А.В. Улыбин // Инженерно-строительный журнал. – 2011. – №7. – С. 18-24.

69. РД 09-102-95 Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России. – М.: НТЦ Промышленная безопасность, 1995. – 6 с.

70. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. – 149 с.

71. РД 26.260.004-91 Методические указания. Прогнозирование остаточного ресурса оборудования по изменению параметров его технического состояния при эксплуатации. – М.: НИИХиммаш, 1991. – 40 с.

72. РД 34 РК.3-20.670-02 Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35-1150 кВ и их элементов. – Астана: МЭМР РК, 2002. – 30 с.

73. РД 34.20.504-94 Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. – 116 с.

74. РД 34.51.101-90 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – НИИПТ, Энергосетьпроект, 1990. – 46 с.

75. Рекомендации по ремонту железобетонных опор и фундаментов металлических опор ВЛ с применением современных цементосодержащих материалов. – М.: Фирма ОРГРЭС, 2006. – 64 с.

76. Сазыкин, В.Г. Влияние гололедно-ветровых нагрузок на надежность линий электропередачи Кубани / В.Г. Сазыкин, А.Г. Кудряков, А.А. Багметов // ISSN 2410-6070. Международный научный журнал «Инновационная наука». – 2016. – №6. – С. 137-142.

77. Самигуллин, Г.Х. Определение остаточного ресурса производственных зданий и сооружений нефтеперерабатывающих предприятий / Г.Х. Самигуллин, М.М. Султанов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – №2.

– С. 167-175.

78. Складчиков, А.А. Оценка надежности и управления рисками технологических нарушений на воздушных линиях электропередачи: автореф. дис. ... канд. тех. наук: 05.14.02 / Складчиков Александр Александрович. – Чебоксары, 2012. – 21 с.

79. Скопинцев, В.А. Оценка надежности работы электрической сети: трактат / В.А. Скопинцев, В.И. Чемоданов, М.И. Чичинский. – Москва, 2004. – 37 с.

80. Смирнова, Н.С. Анализ конструктивных и эксплуатационных особенностей при определении остаточного ресурса воздушных линий электропередачи / Н.С. Смирнова // Современное промышленное и гражданское строительство. – 2012. – №2 (8). – С. 87-97.

81. СНиП 2.03.01-84 Бетонные и железобетонные конструкции. – М.: ГУП НИИЖБ, 1984. – 24 с.

82. СНиП РК 2.04-01-2010 Строительная климатология. – Алматы: КазНИИССА, 2011. – 20 с.

83. Сугак, Е.В. Теория случайных процессов: учебное пособие / Е.В. Сугак. – Красноярск: КФ АГА, 2004. – 160 с.

84. Тарасов, А.Г. Метод оценки коррозионного состояния подземных конструкций опор на оттяжках действующих ВЛ 220-1150 кВ: дис. ... канд. тех. наук: 05.14.02 / Тарасов Александр Георгиевич. – Новосибирск., 2003. – 220 с.

85. Тарасов, А.Г. Опыт работы Омского предприятия МЭС Сибири по повышению устойчивости работы существующих ВЛ 500 кВ с опорами на оттяжках / А.Г. Тарасов // ЭнергоINFO. – 2009. – №1 (25). – С. 56-57.

86. Тарасов, А.Г. Опыт эксплуатации системообразующих ВЛ 220-500 кВ с опорами на оттяжках / А.Г. Тарасов, В.Г. Тен // Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. – 1994. – № 4. – С. 13-15.

87. Тарасов, А.Г. Современное техническое состояние воздушных линий России: Проблемы, перспективы и стратегия их обслуживания / А.Г. Тарасов, А.А. Алексеев // Новое в Российской электроэнергетике. – 2012. – №9. – С. 5-14.

88. Утеулиев, Б.А. Адаптация метода ультразвукового контроля прочности бетона к оценке остаточного ресурса железобетонных стоек опор воздушных линий электропередачи / Б.А. Утеулиев, А.Г. Тарасов // Вестник КазНТУ. – 2015. – №1 (107). – С. 284-292.

89. Утеулиев, Б.А. Надежность элементов ВЛ 220 кВ и выше / Б.А. Утеулиев // Қуатты энергетика КЗ. – 2015. – №1 (01). – С. 8-38.

90. Утеулиев, Б.А. Определение остаточного ресурса железобетонных опор воздушных линий электропередачи 110 кВ и выше / Б.А. Утеулиев // Энергетик. – 2017. – №3. – С. 13-17.

91. Утеулиев, Б.А. Оценка значимости элементов ВЛ в формировании ее ресурса / Б.А.Утеулиев, А.В.Михеев // Вестник КазНТУ. – 2015. – №1 (107). – С. 273-284.

92. Утеулиев, Б.А. Оценка физического износа воздушных линий электропередачи / Б.А. Утеулиев // Энергия единой сети. – 2018. – №4 (40). – С. 80-89.

93. Утеулиев, Б.А. Ресурс опор воздушных линий электропередачи / Б.А. Утеулиев, А.Г. Тарасов // Научный вестник НГТУ. – 2015. – №2 (59). – С. 89-97.

94. Утеулиев, Б.А. Структура воздушной линии электропередачи. Конструктивные особенности / Б.А. Утеулиев // Промышленность Казахстана. – 2016. – №6 (99) – С. 30-33.

95. Утеулиев, Б.А. Ультразвуковой метод контроля прочности бетона применительно к железобетонным центрифугированным стойкам опор ВЛ / Б.А. Утеулиев, А.Г. Тарасов // Қуатты энергетика КЗ. – 2015. – №1 (01). – С. 61-87.

96. Утеулиев, Б.А., Косвенная оценка остаточного ресурса ВЛ в процессе эксплуатации с применением параметров физического износа / Б.А. Утеулиев // Опоры и фундаменты для умных сетей: Инновации в проектировании и строительстве: Сборник докладов в V международной научно-практической конференции. – Спб.: 2018. – С. 107-110.

97. Утеулиев, Б.А., Обеспечение надежности действующих воздушных

линий электропередачи для энергетики будущего [Электронный ресурс] / Б.А.Утеулиев // Международная IEEE Сибирская конференция по управлению и связи (International Siberian Conference On Control And Communications, SIBCON). – 2017. – Режим доступа: <http://ieeetpu.ru/proceedings/papers/rep242.pdf>. свободный.

98. Утеулиев, Б.А., Оценка остаточного ресурса ВЛ 110 кВ и выше и определение сроков реконструкции / Б.А. Утеулиев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных трудов 89 заседания Международного научного семинара имени Ю.Н. Руденко. – Издательство: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2017. – С. 669-677.

99. Утеулиев, Б.А., Оценка остаточного ресурса железобетонных опор и проводов действующих ВЛ 110-500 кВ / Б.А. Утеулиев // Опоры и фундаменты для умных сетей: Инновации в проектировании и строительстве: Сборник докладов V международной научно-практической конференции. – Спб.: 2018 – С. 103-106.

100. Фархадзаде, Э.М. Графоаналитический метод оценки наработки оборудования до предельного состояния / Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, Т.К. Рафиева // Электричество. – 2007. – № 4. – С. 22-27.

101. Федотова, Г.А. Надежность технических объектов. Вопросы стандартизации / Г.А. Федотова, Н.И. Воропай, Г.Ф. Ковалев // Надежность и безопасность энергетики. – 2015. – №4 (31). – С. 2-6.

102. Хальясмаа, А.И. Диагностический комплекс для оценки состояния воздушных линий электропередачи / А.И. Хальясмаа, Д.И. Близнюк, А.М. Романов // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2015. – №4 (15). – С. 46-53.

103. Хамидуллин, И.Н. К вопросу о надежности воздушных линий электропередачи / И.Н. Хамидуллин, В.К. Ильин, Л.С. Сабитов, Ю.М. Стрелков // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2017. – №1. – С. 5-10.

104. Хамидуллин, И.Н. Повышение надежности функционирования

воздушных линий электропередачи. Применение стальных многогранных опор / И.Н. Хамидуллин, Л.С. Сабитов, В.К. Ильин, И.Л. Кузнецов // Технические науки – от теории к практике. – 2015. – №43. – С. 19-25.

105. Чекулаев, В.Е. Ультразвуковая оценка прочности опор / В.Е. Чекулаев // Локомотив. – 2011. – №12. – С. 33-35.

106. Черешнюк, С.В. Учет гололедных и гололедно-ветровых нагрузок на воздушные линии электропередачи / С.В. Черешнюк, В.А. Луговой, Л.В. Тимашова // Энергия единой сети. – 2012. – №4. – С. 28-35.

107. Чернев, В.Т. Комплексная диагностика электросетевого оборудования с целью формирования плана ремонта линий электропередачи / В.Т. Чернев, М.А. Белоусов, В.В. Бунин, А.Н. Естафьев, Ю.Н. Толкалин // Н.: Третья Российская с международным участием научно-практическая конференция. – 2008. – С. 236-246.

108. Чернобровов, Н.В. Релейная защита энергетических систем: учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.

109. Чернявский, В.Л. Ресурсное обеспечение адаптивности железобетона / В.Л. Чернявский, В.В. Галат, Ю.Б. Гиль, Ю.А. Спирин // ISSN 1814-3296. Вісник Доньбасської національної академії будівництва і архітектури. – 2010. – №5 (85). – С. 346-352.

110. Шевченко, Н.Ю. Повышение надежности реконструируемых воздушных линий электропередач / Н.Ю. Шевченко, Ю.В. Лебедева, К.Н. Бахтияров // Воздушные линии. – 2012. – №3. – С. 11-19.

111. Шилин, А.Н. Оценка надежности воздушных линий электропередачи с дифференциацией влияния климатических факторов / А.Н. Шилин, О.И. Доронина // Известия ВолгГТУ. – 2014. – №18 (145). – С. 76-80.

112. Шкляр, В.Н. Надежность систем управления: учебное пособие / В.Н. Шкляр. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 126 с.

113. Яковлев, Л.В. Комплекс работ и предложений по повышению надежности ВЛ на стадии проектирования и эксплуатации / Л.В. Яковлев,

Р.С. Каверина, Л.А. Дубинич // Н.: Третья Российская с международным участием научно-практическая конференция. – 2008. – С. 28-49.

114. Bauyrzhan Uteuliyev, Residual life assessment of overhead transmission lines 110 kV and above and determination of their reconstruction terms // E3S Web of Conferences 25, 04005 (2017) RSES 2017, DOI: 10.1051/e3sconf/20172504005, p.5.

115. Havard, D.G., Bellamy G., Buchan P.G., Ewing H.A., Horrocks D.J., Krishnasamy S.G., Motlis J., Yoshiki-Gravelsins K.S. AGED ACSR CONDUCTORS, Part I – Testing Procedures for Conductors and Line Items // IEEE Transactions on Power Delivery. 1992. - Vol. 7, No. 2.

ПРИЛОЖЕНИЕ А ТАБЛИЦЫ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

Таблица А.1 – Среднее время восстановления ВЛ при отказе элементов

| № | Климат | Класс напряжения в габаритах | Среднее время восстановления ВЛ при отказе элементов, час | | | | | | | | |
|----|-------------------|------------------------------|---|--------------------|--|---|-------------------------|---------------------------------|----------------------|---|--|
| | | | Железобетонных опор | Металлических опор | Подземных анкерных узлов крепления оттяжек | Наземных анкерных узлов крепления оттяжек | Проводов в пролете опор | Проводов в петлях анкерных опор | Грозозащитных тросов | Изолирующих подвесок со стеклянными и фарфоровыми | Изолирующих подвесок с полимерными изоляторами |
| 1 | Умеренно холодный | 220 кВ | - | 197,58 | - | - | - | 1,5 | 0,8 | - | - |
| 2 | | 330 кВ | - | 51,67 | - | - | - | 5,32 | - | - | - |
| 3 | | 500 кВ | - | - | - | - | 0,65 | - | - | - | - |
| 4 | Умеренный | 220 кВ | 93,82 | 104,18 | 69,7 | 44,2 | 31,52 | 14,97 | 9,2 | 21,6 | 34,76 |
| 5 | | 330 кВ | - | 116,18 | - | - | - | 29,35 | - | 22,93 | - |
| 6 | | 500 кВ | 73,43 | 106 | 103,31 | 55,02 | 12,87 | - | 21,4 | 20,95 | 9,75 |
| 7 | | 1150 кВ | - | 197,42 | 110,95 | - | 18,4 | 38,22 | - | 22,39 | - |
| 8 | Умеренно теплый | 220 кВ | 167 | - | - | - | - | 48,94 | 24,2 | 14,84 | - |
| 9 | | 330 кВ | - | - | - | - | 81,97 | - | 0,9 | 17,6 | - |
| 10 | | 500 кВ | - | 100,85 | - | - | 3,3 | 3,13 | 6,2 | 32,34 | - |

Таблица А.2 – Средняя наработка на отказ элементов ВЛ

| № | Климат | Класс напряжения в габаритах | Средняя наработка на отказ элементов ВЛ, лет | | | | | | | | |
|----|-------------------|------------------------------|--|--------------------|--|--|-------------------------|---------------------------------|----------------------|---|--|
| | | | Железобетонных опор | Металлических опор | Подземных анкерных узлов крепления оттяжек | Надземных анкерных узлов крепления оттяжек | Проводов в пролете опор | Проводов в петлях анкерных опор | Грозозащитных тросов | Изолирующих подвесок со стеклянными и фарфоровыми изоляторами | Изолирующих подвесок с полимерными изоляторами |
| 1 | Умеренно холодный | 220 кВ | - | 15,7 | - | - | - | 7,3 | 13,3 | 6,3 | - |
| 2 | | 330 кВ | - | 26,5 | - | - | - | 20,5 | 36 | 40,5 | - |
| 3 | | 500 кВ | - | - | - | - | 35 | - | - | - | - |
| 4 | Умеренный | 220 кВ | 7,2 | 6,6 | 42 | 7,1 | 10,3 | 7,8 | 8,9 | 14,6 | 0,4 |
| 5 | | 330 кВ | - | 44 | - | - | - | 13 | - | 61 | - |
| 6 | | 500 кВ | 26,5 | 34 | 17,4 | 1,7 | 17,8 | 39 | 8,5 | 27,8 | 7 |
| 7 | | 1150 кВ | - | 51 | 25 | - | 18 | 24 | - | 35 | - |
| 8 | Умеренно теплый | 220 кВ | 15,25 | - | - | - | - | 67 | 16,3 | 23,7 | - |
| 9 | | 330 кВ | 15 | - | - | - | 23 | - | 7,5 | 28 | - |
| 10 | | 500 кВ | - | 23,5 | - | - | 24 | 64 | 34 | 82 | - |

Таблица А.3 – Параметр потока отказов элементов ВЛ

| № | Климат | Класс напряжения в габаритах | Параметр потока отказов элементов ВЛ, год ⁻¹ | | | | | | | | |
|--------|----------------------|------------------------------------|---|-----------------------|---|--|-------------------------|------------------------------------|----------------------|---|---|
| | | | Железобетонных опор | Металлических опор | Подземных анкерных узлов крепления оттяжек | Наземных анкерных узлов крепления оттяжек | Проводов в пролете опор | Проводов в петлях анкерных опор | Грозозащитных тросов | Изолирующих подвесок со стеклянными и фарфоровыми изоляторами | Изолирующих подвесок с полимерными изоляторами |
| 1 | Умеренно холодный | 220 кВ | - | 0,0343 | - | - | - | 0,0182 | 0,0363 | 0,0182 | - |
| | | | - | 0,0185 | - | - | - | 0,0098 | 0,0196 | 0,0098 | - |
| 330 кВ | | - | 0,0383 | - | - | - | 0,0406 | 0,0474 | 0,0812 | - | |
| | | - | 0,0278 | - | - | - | 0,0294 | 0,0588 | 0,0588 | - | |
| 500 кВ | | - | - | - | - | 0,0839 | - | - | - | - | |
| | | - | - | - | - | 0,0588 | - | - | - | - | |

Продолжение таблицы А.3

| | | | | | | | | | | | | |
|----|-----------|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---|
| 4 | Умеренный | 220 кВ | 0,0218 | 0,0124 | 0,0877 | 0,0130 | 0,0241 | 0,0204 | 0,0243 | 0,0361 | 0,0845 | |
| | | | 0,0142 | 0,0096 | 0,0588 | 0,0084 | 0,0156 | 0,0142 | 0,0156 | 0,0236 | 0,0235 | |
| 5 | | 330 кВ | - | 0,2558 | - | - | - | 0,1189 | - | 0,1284 | - | |
| | | | - | 0,0556 | - | - | - | 0,0294 | - | 0,1961 | - | |
| 6 | | 500 кВ | 0,0172 | 0,023 | 0,0276 | 0,0069 | 0,0168 | 0,0215 | 0,1115 | 0,0375 | 0,0283 | |
| | | | 0,0556 | 0,0556 | 0,0368 | 0,0196 | 0,0353 | 0,0588 | 0,0221 | 0,0588 | 0,0588 | |
| 7 | | 1150 кВ | - | 0,025 | 0,0168 | - | 0,0181 | 0,0119 | - | 0,0245 | - | |
| | | | - | 0,1111 | 0,0588 | - | 0,0588 | 0,0588 | - | 0,0882 | - | |
| 8 | | Умеренно теплый | 220 кВ | 0,0772 | - | - | - | - | 0,2353 | 0,0493 | 0,0489 | - |
| | | | | 0,0278 | - | - | - | - | 0,1176 | 0,0441 | 0,0392 | - |
| 9 | | | 330 кВ | 0,0140 | - | - | - | 0,0148 | - | 0,0101 | 0,0148 | - |
| | | | | 0,0556 | - | - | - | 0,0588 | - | 0,0294 | 0,0588 | - |
| 10 | 500 кВ | | - | 0,04 | - | - | 0,0353 | 0,106 | 0,0707 | 0,8390 | - | |
| | | | - | 0,0556 | - | - | 0,0588 | 0,1765 | 0,1176 | 0,2059 | - | |

Примечание: В верхней строке указан параметр на 100 км ВЛ, а в нижней – на одну ВЛ.

Таблица А.4 – Интенсивность отказов элементов ВЛ

| № | Климат | Класс напряжения в габаритах | Интенсивность отказов элементов ВЛ, год ⁻¹ | | | | | | | | |
|--------|-------------------|------------------------------|---|--------------------|--|---|-------------------------|---------------------------------|----------------------|---|--|
| | | | Железобетонных опор | Металлических опор | Подземных анкерных узлов крепления оттяжек | Наземных анкерных узлов крепления оттяжек | Проводов в пролете опор | Проводов в петлях анкерных опор | Грозозащитных тросов | Изолирующих подвесок со стеклянными и фарфоровыми изоляторами | Изолирующих подвесок с полимерными изоляторами |
| 1 | Умеренно холодный | 220 кВ | - | 0,0343 | - | - | - | 0,0363 | 0,0363 | 0,0363 | - |
| | | | - | 0,0185 | - | - | - | 0,0196 | 0,0196 | 0,0196 | - |
| 330 кВ | | - | 0,0767 | - | - | - | 0,0812 | 0,0947 | 0,0812 | - | |
| | | - | 0,0556 | - | - | - | 0,0588 | 0,1176 | 0,0588 | - | |
| 3 | | 500 кВ | - | - | - | - | 0,1678 | - | - | - | - |
| | | | - | - | - | - | 0,1176 | - | - | - | - |

Продолжение таблицы А.4

| | | | | | | | | | | | | |
|----|-----------|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---|
| 4 | Умеренный | 220 кВ | 0,0312 | 0,0248 | 0,1753 | 0,0130 | 0,0252 | 0,0292 | 0,0298 | 0,024 | 0,0211 | |
| | | | 0,0203 | 0,0192 | 0,1176 | 0,0084 | 0,0164 | 0,0203 | 0,0191 | 0,0158 | 0,0059 | |
| 5 | | 330 кВ | - | 0,5116 | - | - | - | 0,2378 | - | 0,0513 | - | |
| | | | - | 0,1111 | - | - | - | 0,0588 | - | 0,0784 | - | |
| 6 | | 500 кВ | 0,0343 | 0,046 | 0,0331 | 0,0069 | 0,0336 | 0,0429 | 0,0393 | 0,0413 | 0,0283 | |
| | | | 0,1111 | 0,1111 | 0,0441 | 0,0196 | 0,0706 | 0,1176 | 0,0441 | 0,0647 | 0,0588 | |
| 7 | | 1150 кВ | - | 0,025 | 0,0336 | - | 0,0362 | 0,0239 | - | 0,0327 | - | |
| | | | - | 0,1111 | 0,1176 | - | 0,1176 | 0,1176 | - | 0,1176 | - | |
| 8 | | Умеренно теплый | 220 кВ | 0,1544 | - | - | - | - | 0,2353 | 0,0985 | 0,0782 | - |
| | | | | 0,0556 | - | - | - | - | 0,1176 | 0,0882 | 0,0627 | - |
| 9 | | | 330 кВ | 0,0280 | - | - | - | 0,0296 | - | 0,0201 | 0,0296 | - |
| | | | | 0,1111 | - | - | - | 0,1176 | - | 0,0588 | 0,1176 | - |
| 10 | 500 кВ | | - | 0,0799 | - | - | 0,0707 | 0,0707 | 0,0707 | 0,0846 | - | |
| | | | - | 0,1111 | - | - | 0,1176 | 0,1176 | 0,1176 | 0,1176 | - | |

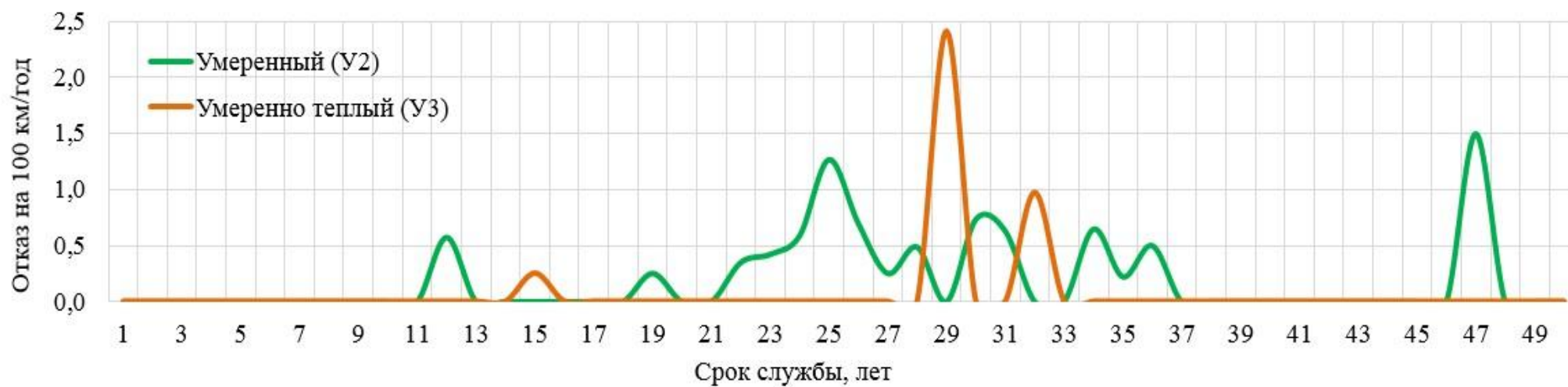
Примечание: В верхней строке указан параметр на 100 км ВЛ, а в нижней – на одну ВЛ.

Продолжение таблицы А.5

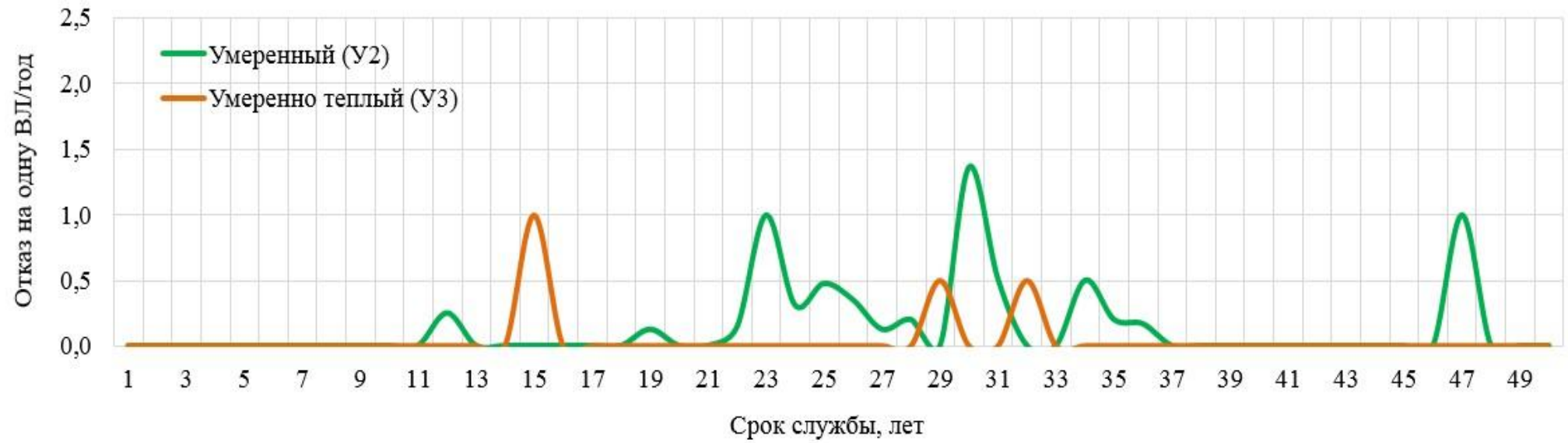
| | | | | | | | | | | | | |
|----|-----------|--------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---|
| 4 | Умеренный | 220 кВ | 0,00023 | 0,00015 | 0,00070 | 0,00007 | 0,00009 | 0,00003 | 0,00003 | 0,00009 | 0,00033 | |
| | | | 0,00015 | 0,00011 | 0,00047 | 0,00004 | 0,00006 | 0,00002 | 0,00002 | 0,00006 | 0,00009 | |
| 5 | | 330 кВ | - | 0,00338 | - | - | - | 0,0004 | - | 0,00034 | - | |
| | | | - | 0,00074 | - | - | - | 0,00001 | - | 0,00051 | - | |
| 6 | | 500 кВ | 0,00014 | 0,00028 | 0,00033 | 0,00004 | 0,00002 | - | 0,00027 | 0,00009 | 0,00003 | |
| | | | 0,00047 | 0,00067 | 0,00043 | 0,00012 | 0,00005 | - | 0,00005 | 0,00014 | 0,00007 | |
| 7 | | 1150 кВ | - | 0,00056 | 0,00021 | - | 0,00004 | 0,00005 | - | 0,00006 | - | |
| | | | - | 0,0025 | 0,00074 | - | 0,00012 | 0,00026 | - | 0,00023 | - | |
| 8 | | Умеренно теплый | 220 кВ | 0,00147 | - | - | - | - | 0,00131 | 0,00014 | 0,00008 | - |
| | | | | 0,00053 | - | - | - | - | 0,00066 | 0,00012 | 0,00007 | - |
| 9 | 330 кВ | | - | - | - | - | 0,00014 | - | - | 0,00003 | - | |
| | | | - | - | - | - | 0,00055 | - | - | 0,00012 | - | |
| 10 | 500 кВ | | - | 0,00046 | - | - | 0,00001 | 0,00004 | 0,00005 | 0,00309 | - | |
| | | | - | 0,00064 | - | - | 0,00002 | 0,00006 | 0,00008 | 0,00076 | - | |

Примечание: В верхней строке указан параметр на 100 км ВЛ, а в нижней – на одну ВЛ.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б ЗАВИСИМОСТИ ПОТОКА ОТКАЗОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ИЗ-ЗА ПОВРЕЖДЕНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ ОТ СРОКА СЛУЖБЫ



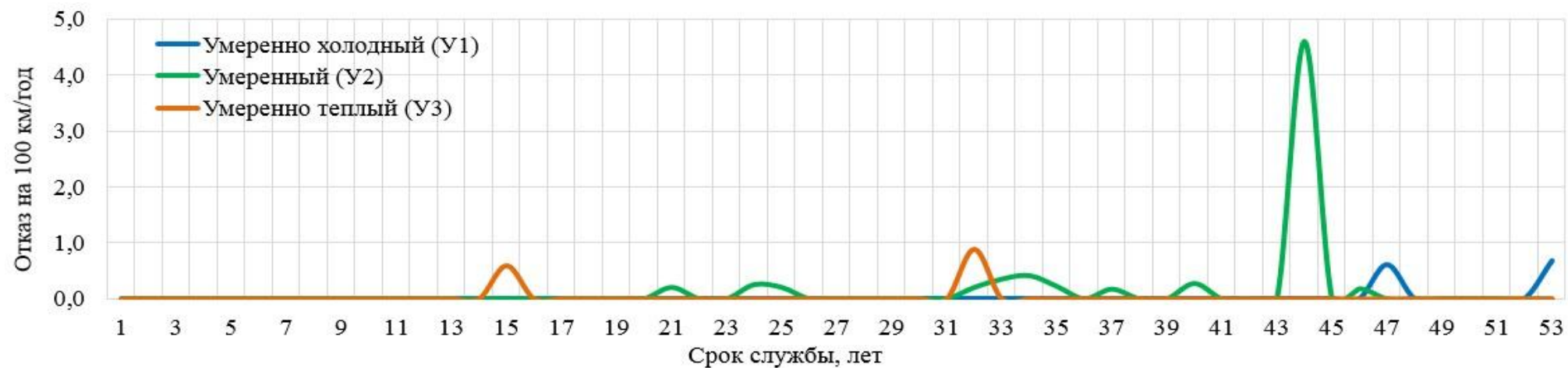
а)



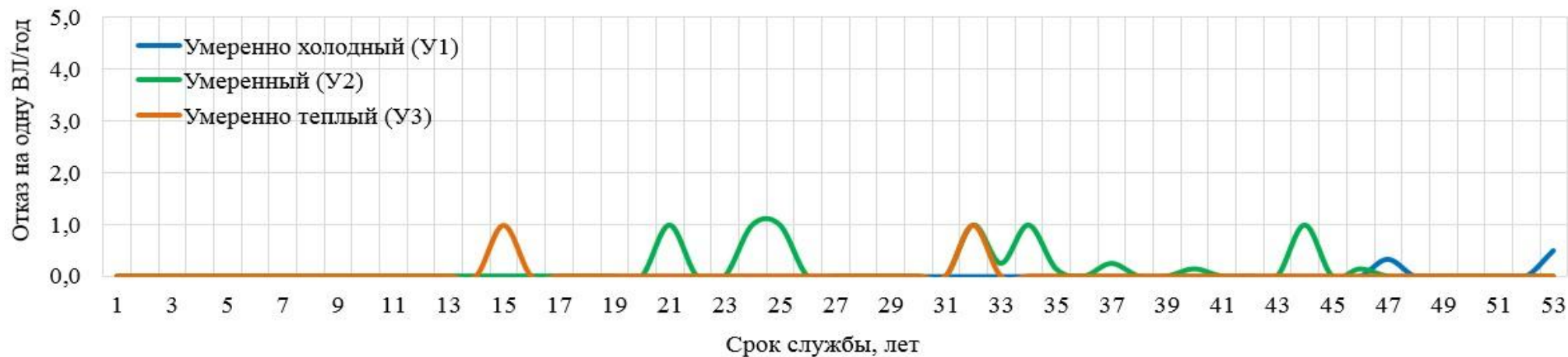
б)

Рисунок Б.1 – Зависимость потока отказов ВЛ из-за разрушений железобетонных стоек от срока службы:

а) отказ на 100 км/год; б) отказ на одну ВЛ/год.



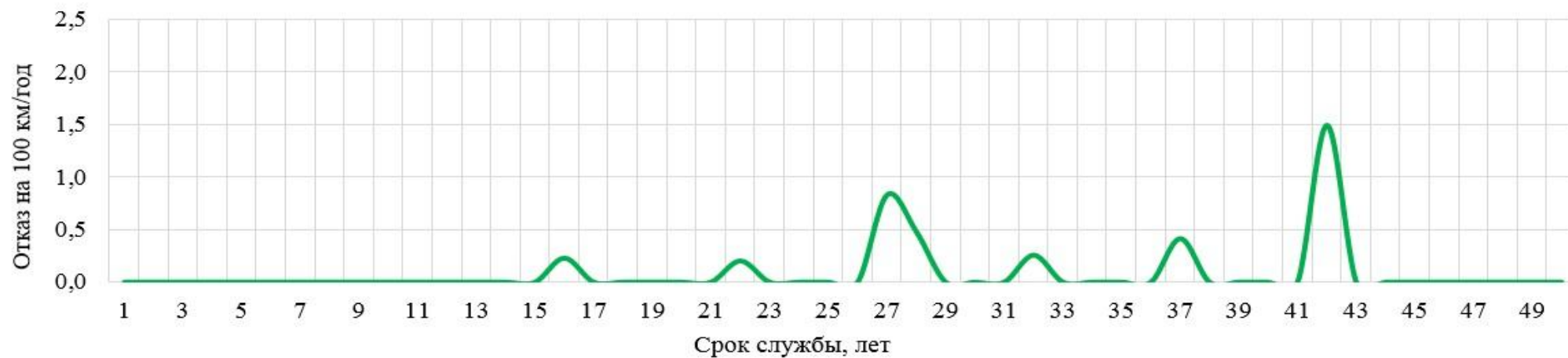
а)



б)

Рисунок Б.2 – Зависимость потока отказов ВЛ из-за разрушений металлических стоек от срока службы:

а) отказ на 100 км/год; б) отказ на одну ВЛ/год.



а)



б)

Рисунок Б.3 – Зависимость потока отказов ВЛ из-за разрушений **подземных** анкерных узлов крепления оттяжек от срока службы:

а) отказ на 100 км/год; б) отказ на одну ВЛ/год.



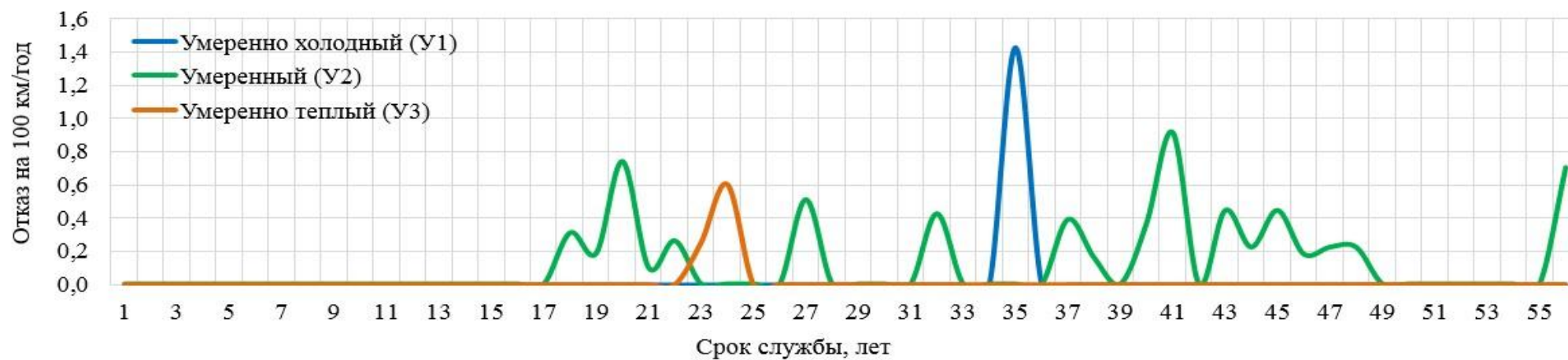
а)



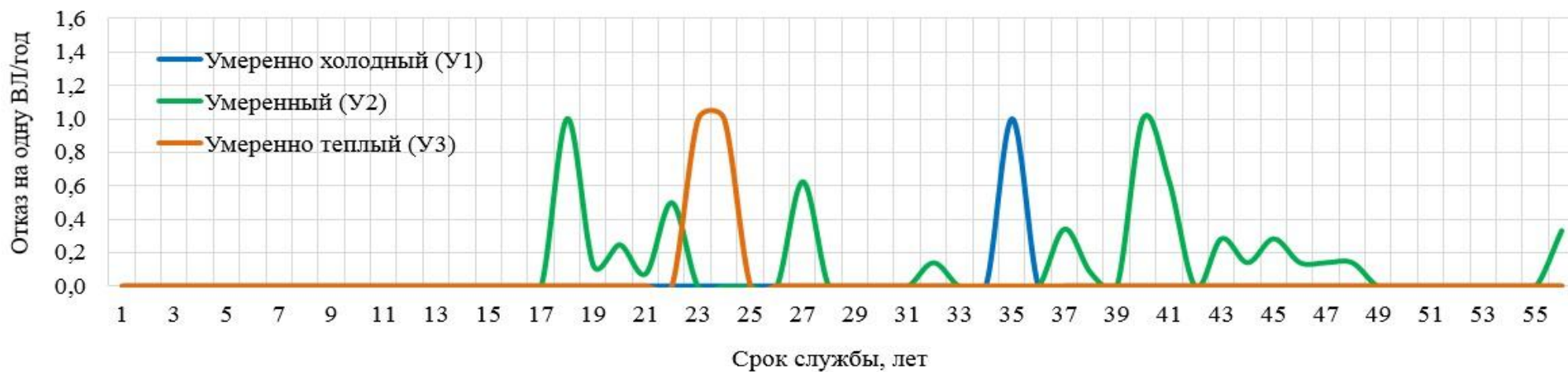
б)

Рисунок Б.4 – Зависимость потока отказов ВЛ из-за разрушений **надземных** анкерных узлов крепления оттяжек от срока службы:

а) отказ на 100 км/год; б) отказ на одну ВЛ/год.



а)



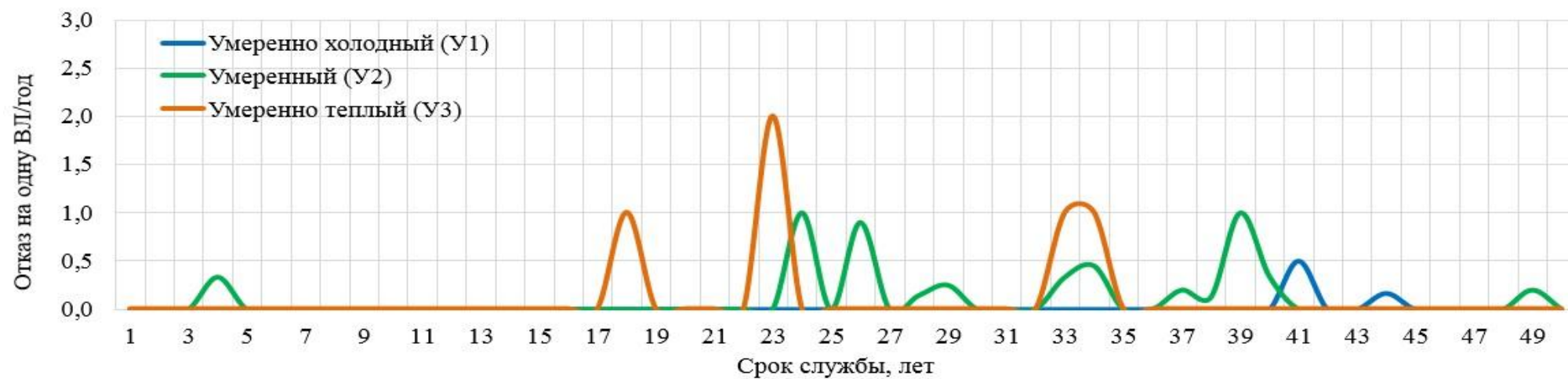
б)

Рисунок Б.5 – Зависимость потока отказов ВЛ из-за обрывов проводов **в пролете** опор от срока службы:

а) отказ на 100 км/год; б) отказ на одну ВЛ/год.



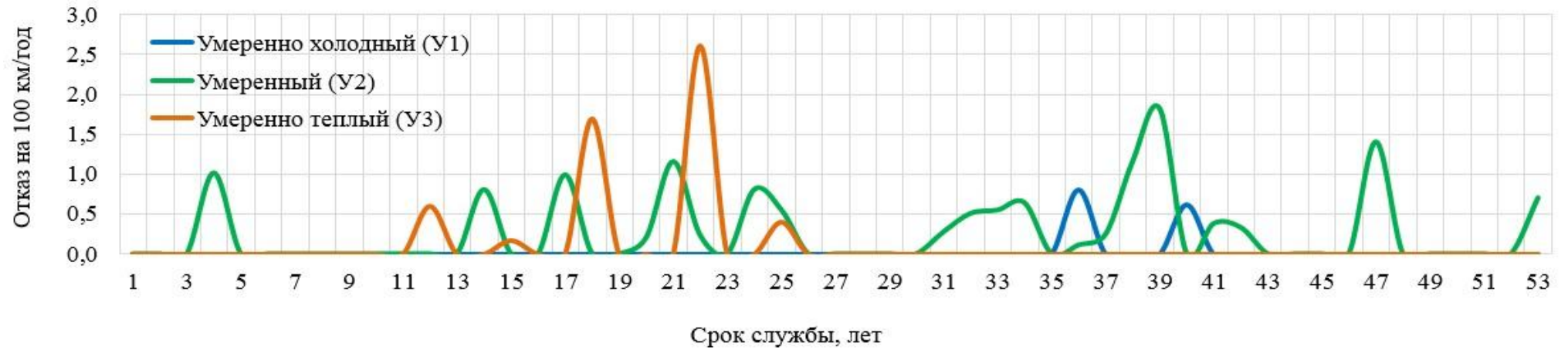
а)



б)

Рисунок Б.6 – Зависимость потока отказов ВЛ из-за обрывов проводов в петлях анкерных опор от срока службы:

а) отказ на 100 км/год; б) отказ на одну ВЛ/год.



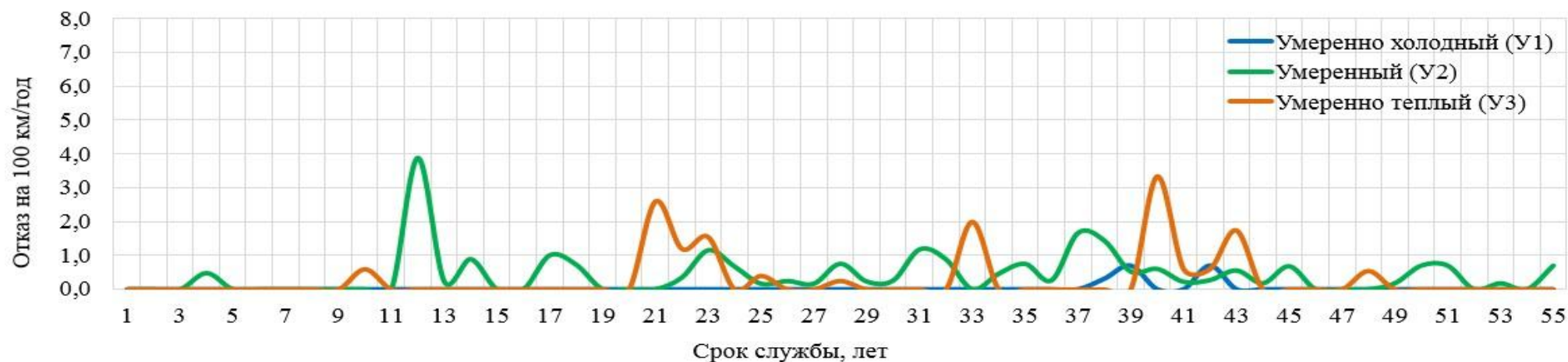
а)



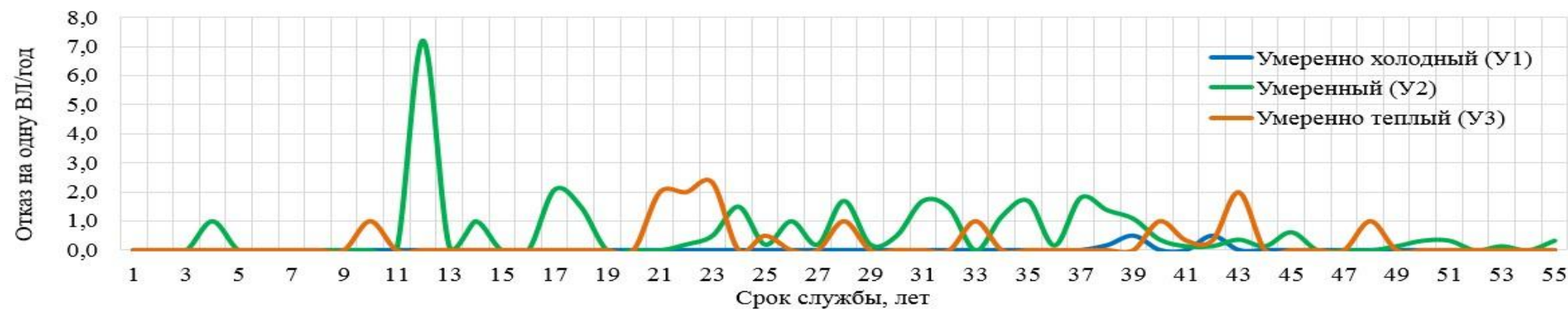
б)

Рисунок Б.7 – Зависимость потока отказов ВЛ из-за обрывов грозозащитных тросов в пролете опор от срока службы:

а) отказ на 100 км/год; б) отказ на одну ВЛ/год.



а)



б)

Рисунок Б.8 – Зависимость потока отказов ВЛ из-за разрывов изолирующих подвесок со стеклянными и фарфоровыми изоляторами от срока службы:

а) отказ на 100 км/год; б) отказ на одну ВЛ/год.



а)

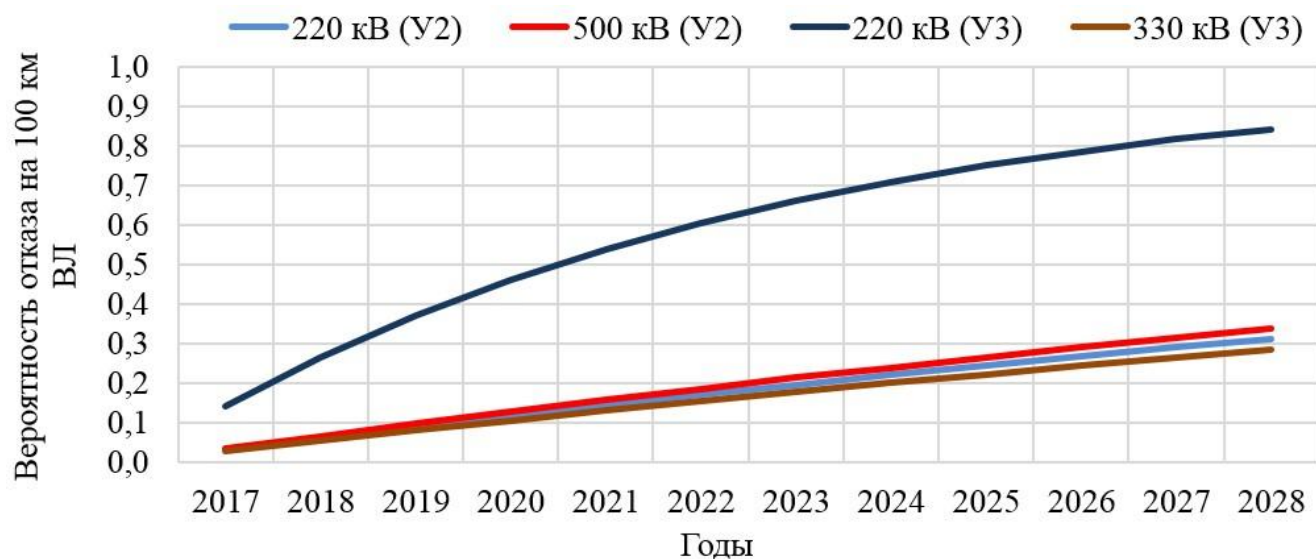


б)

Рисунок Б.9 – Зависимость потока отказов ВЛ из-за разрывов изолирующих подвесок с полимерными изоляторами от срока службы:

а) отказ на 100 км/год; б) отказ на одну ВЛ/год.

ПРИЛОЖЕНИЕ В ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ИЗ-ЗА ПОВРЕЖДЕНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ



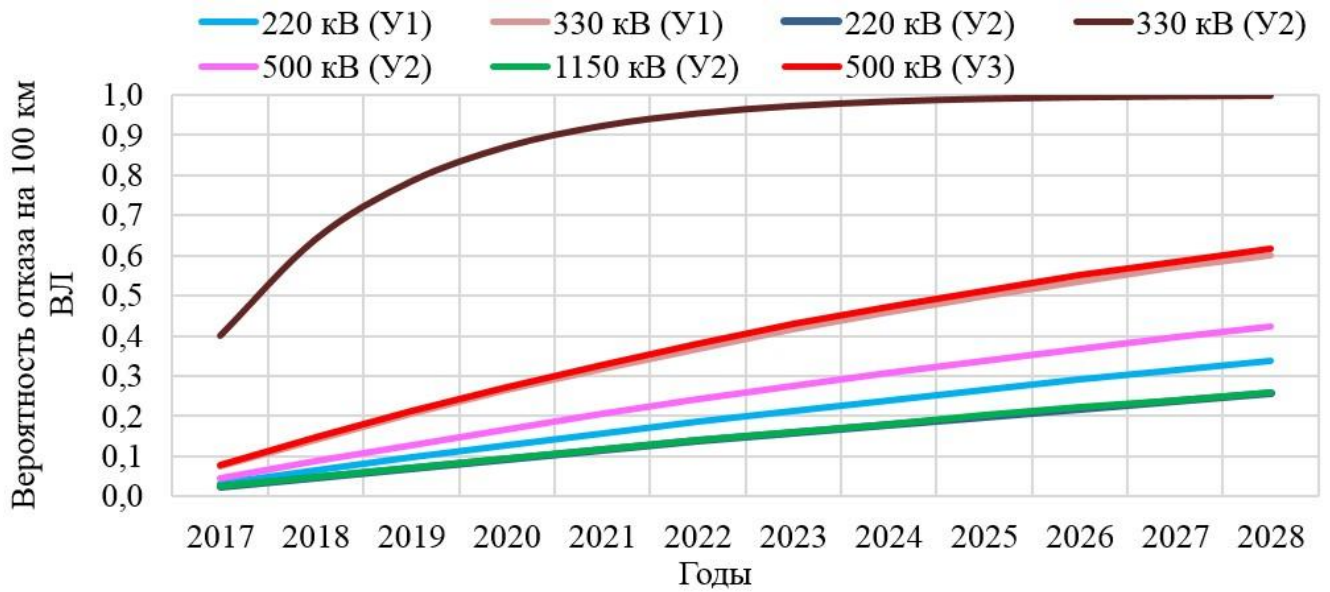
а)



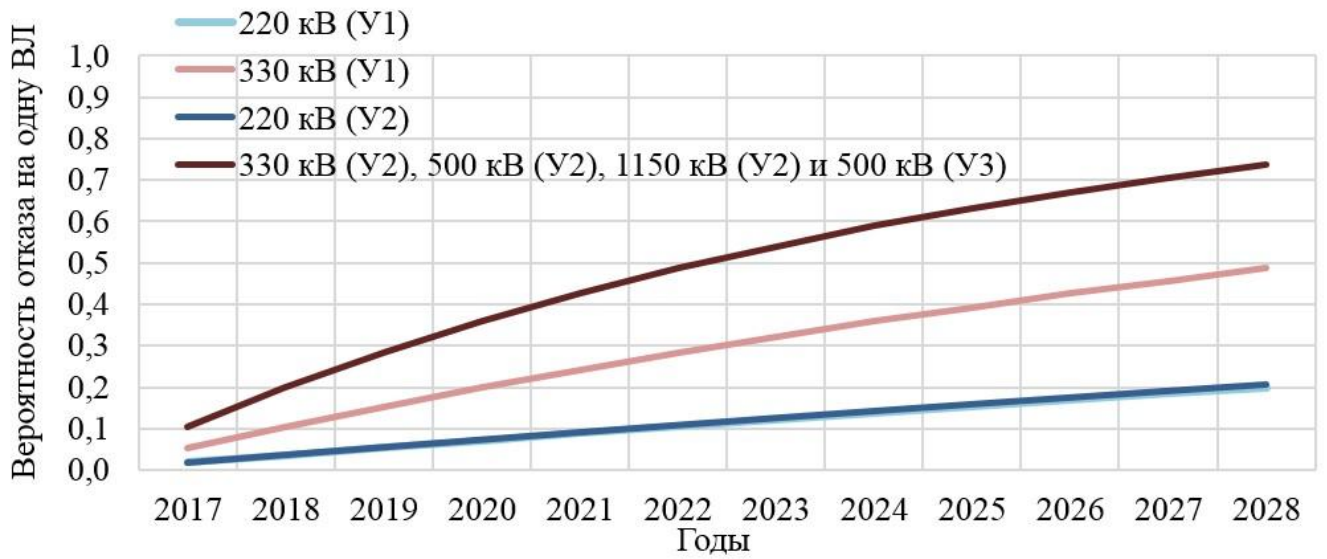
б)

Рисунок В.1 – Вероятность отказа ВЛ из-за разрушения железобетонных стоек опор:

а) на 100 км ВЛ; б) на одну ВЛ.



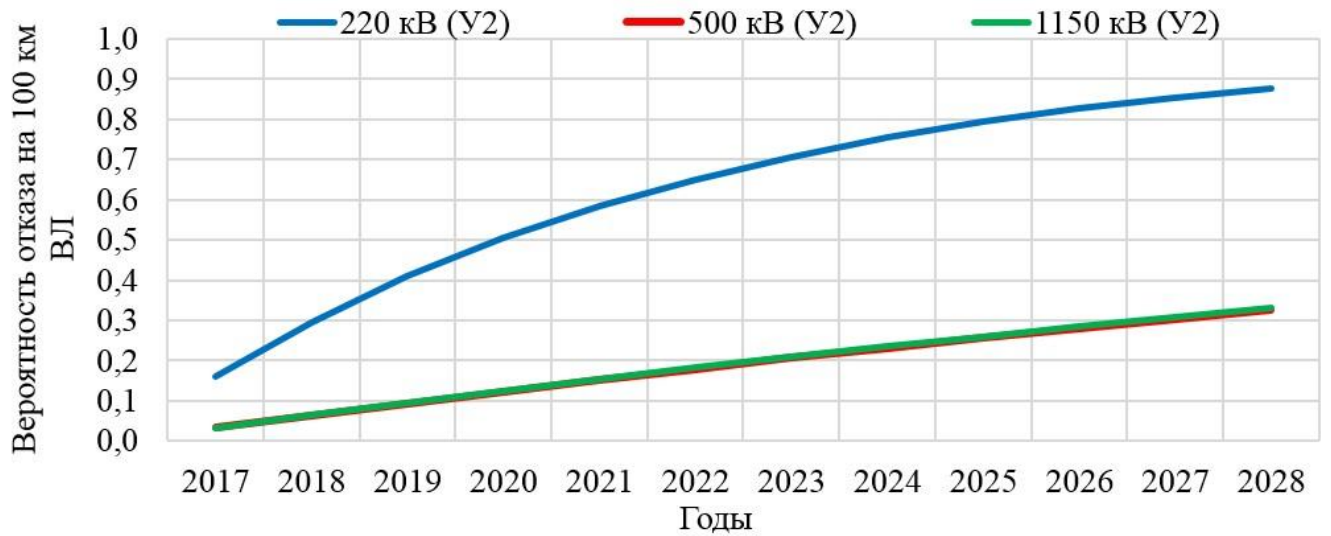
а)



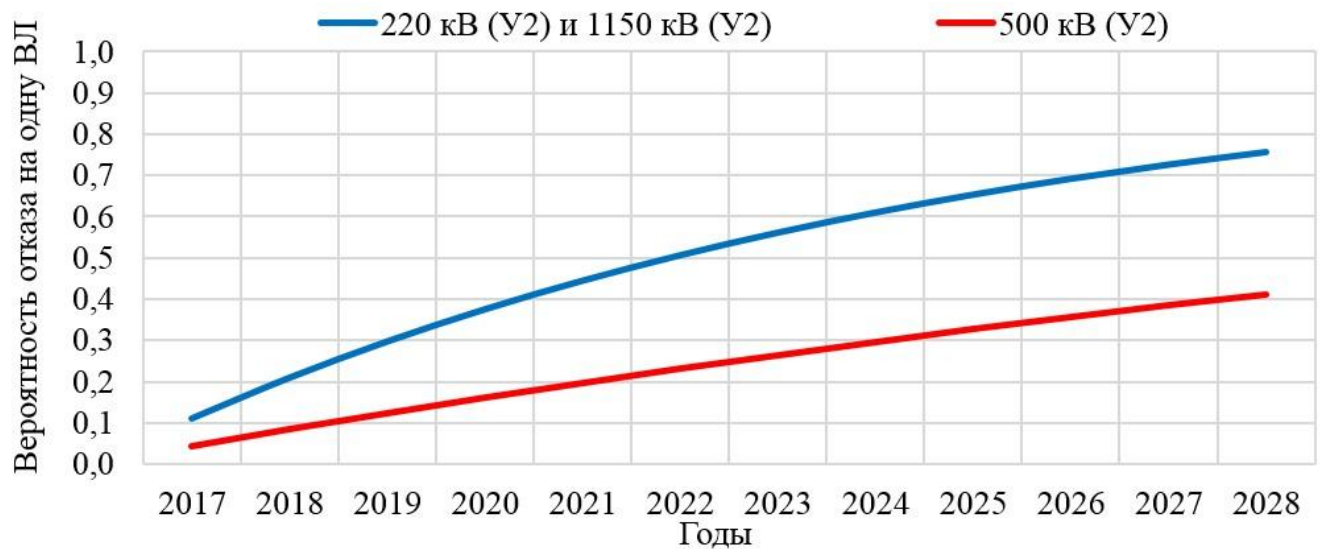
б)

Рисунок В.2 – Вероятность отказа ВЛ из-за разрушения металлических стоек опор:

а) на 100 км ВЛ; б) на одну ВЛ.



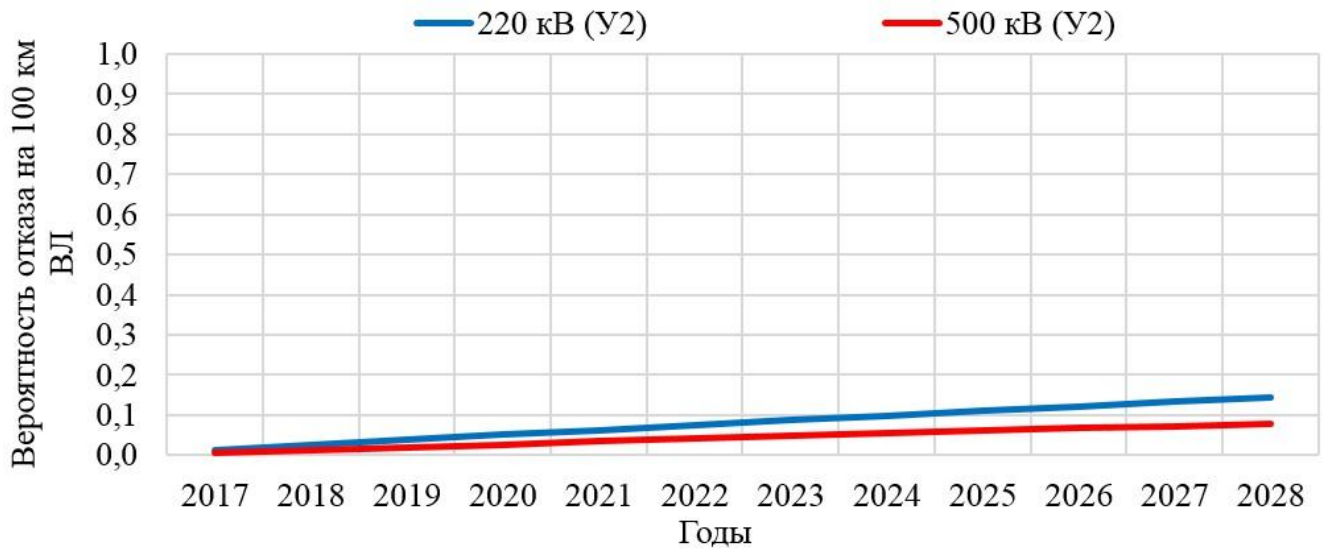
а)



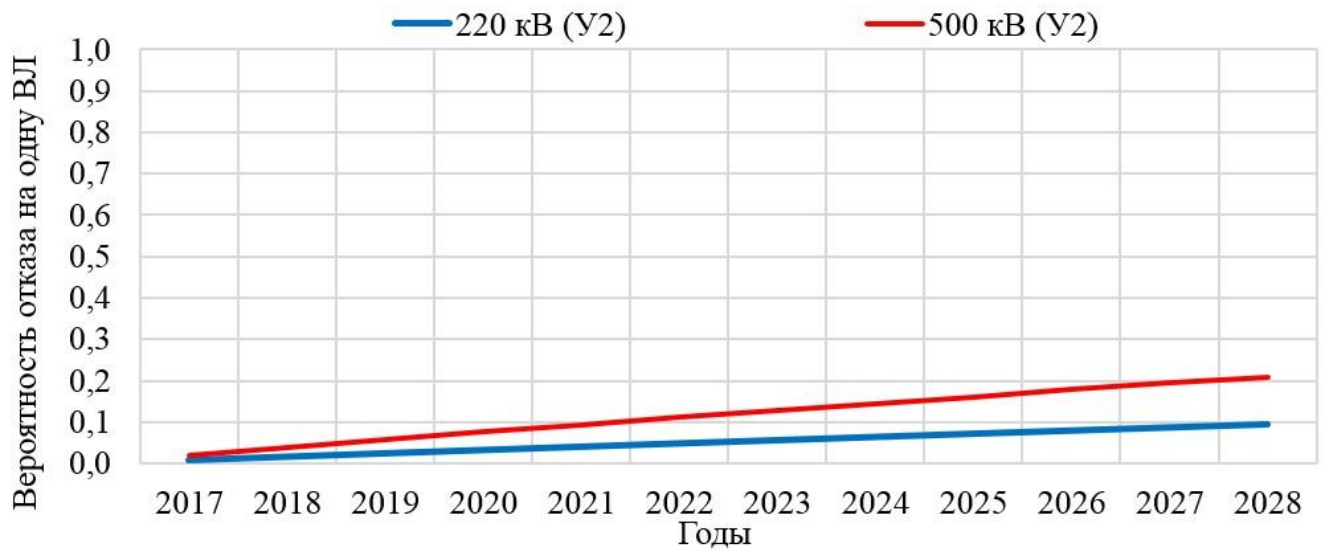
б)

Рисунок В.3 – Вероятность отказа ВЛ из-за разрушения **подземных** анкерных узлов крепления оттяжек:

а) на 100 км ВЛ; б) на одну ВЛ.



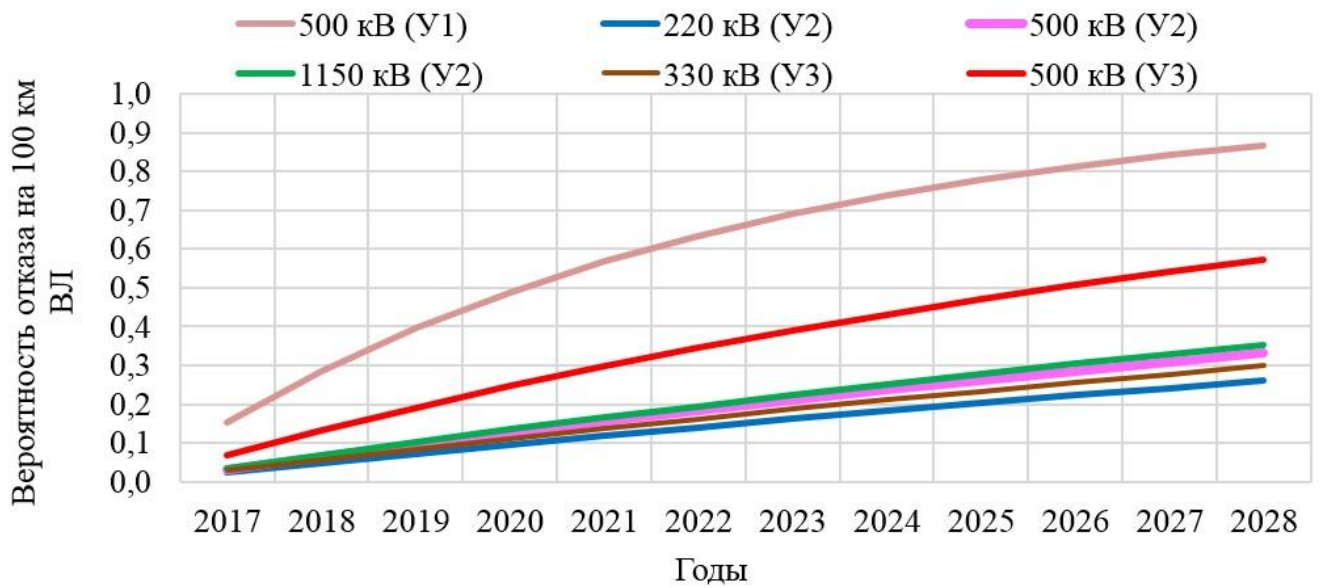
а)



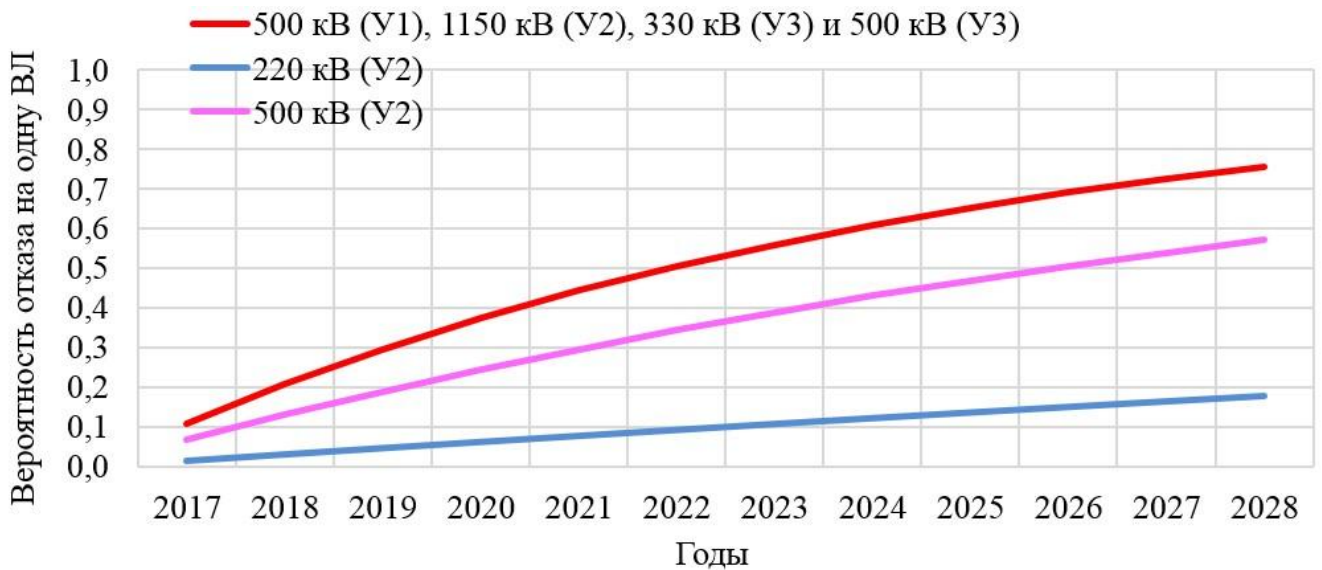
б)

Рисунок В.4 – Вероятность отказа ВЛ из-за разрушения **надземных** анкерных узлов крепления оттяжек:

а) на 100 км ВЛ; б) на одну ВЛ.



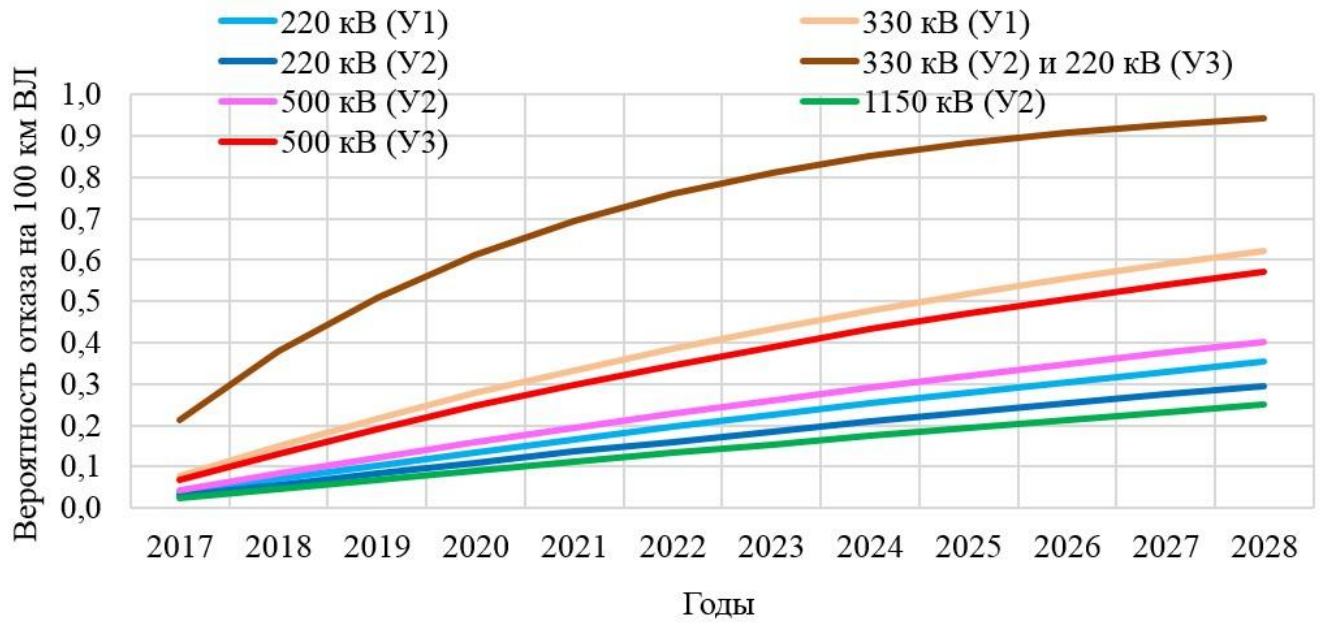
а)



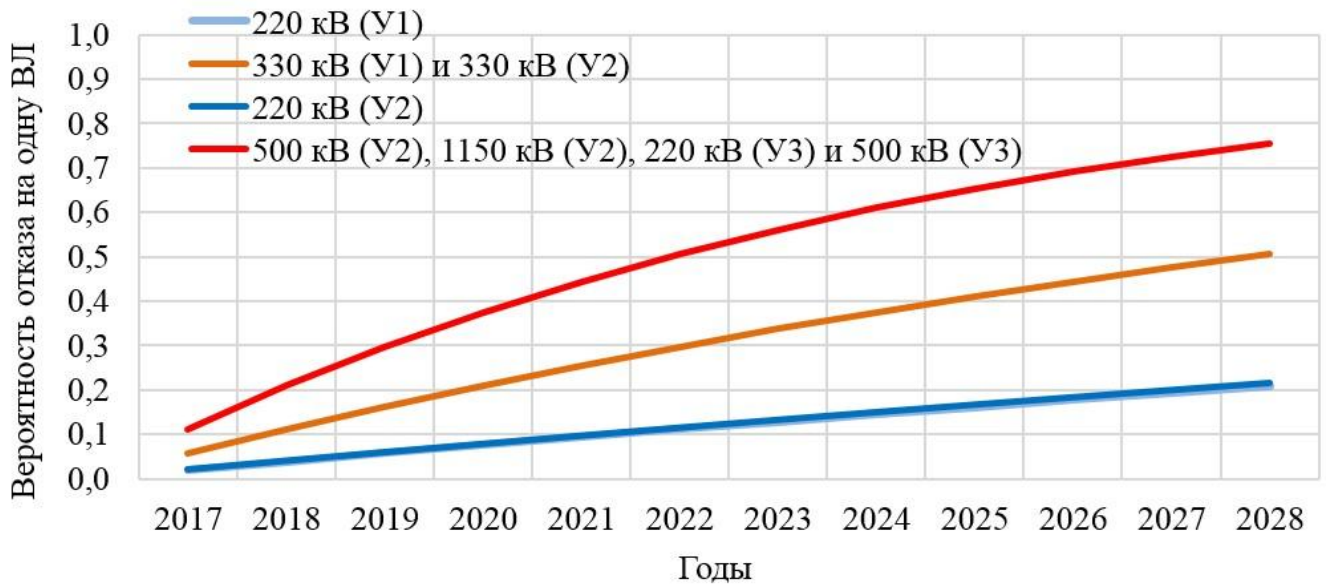
б)

Рисунок В.5 – Вероятность отказа ВЛ из-за обрыва проводов **в пролете** опор:

а) на 100 км ВЛ; б) на одну ВЛ.



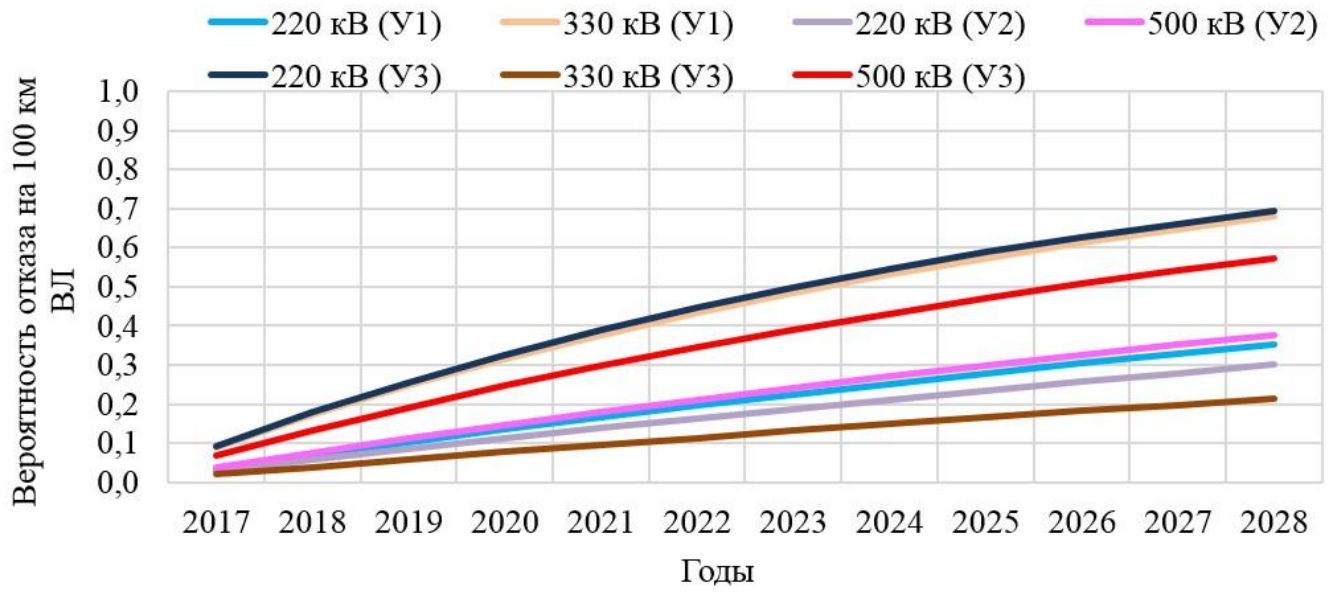
а)



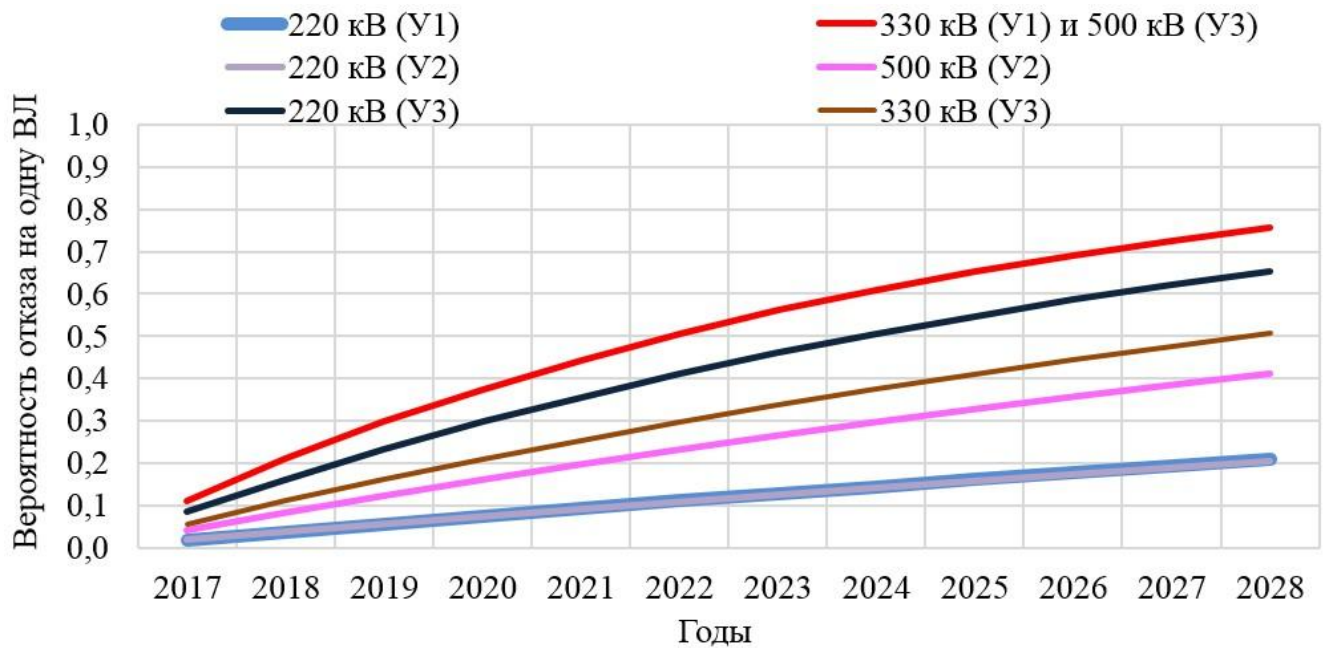
б)

Рисунок В.6 – Вероятность отказа ВЛ из-за обрыва проводов в петлях анкерных опор:

а) на 100 км ВЛ; б) на одну ВЛ.



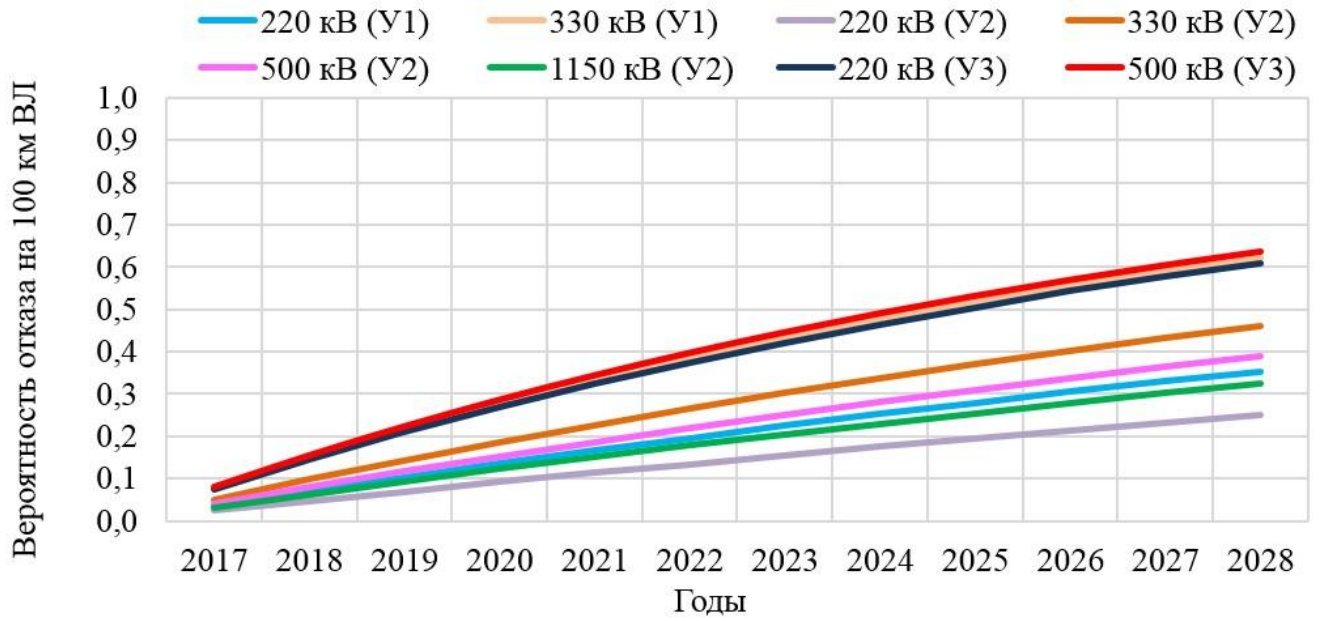
а)



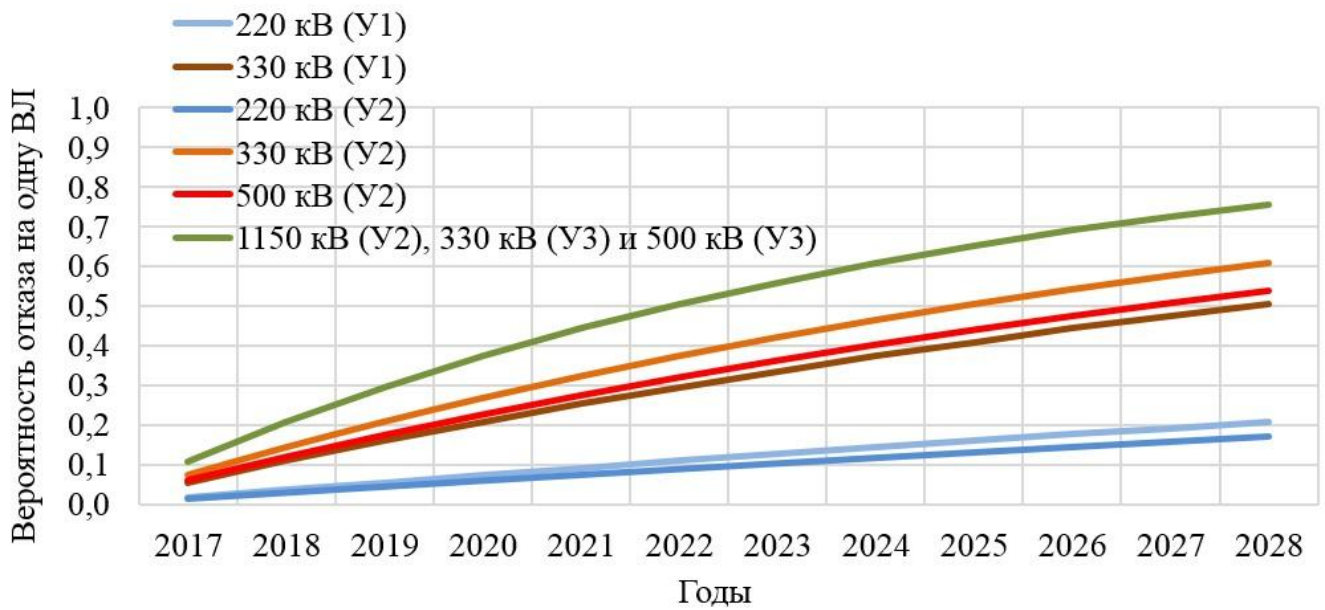
б)

Рисунок В.7 – Вероятность отказа ВЛ из-за обрыва грозозащитных тросов в пролете опор:

а) на 100 км ВЛ; б) на одну ВЛ.



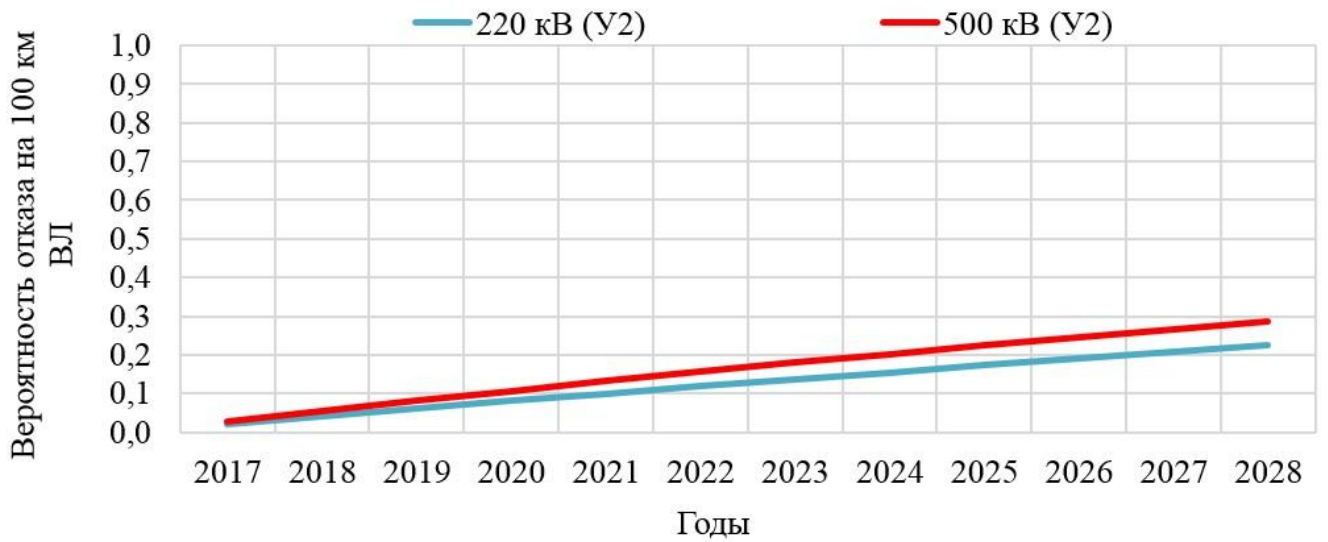
а)



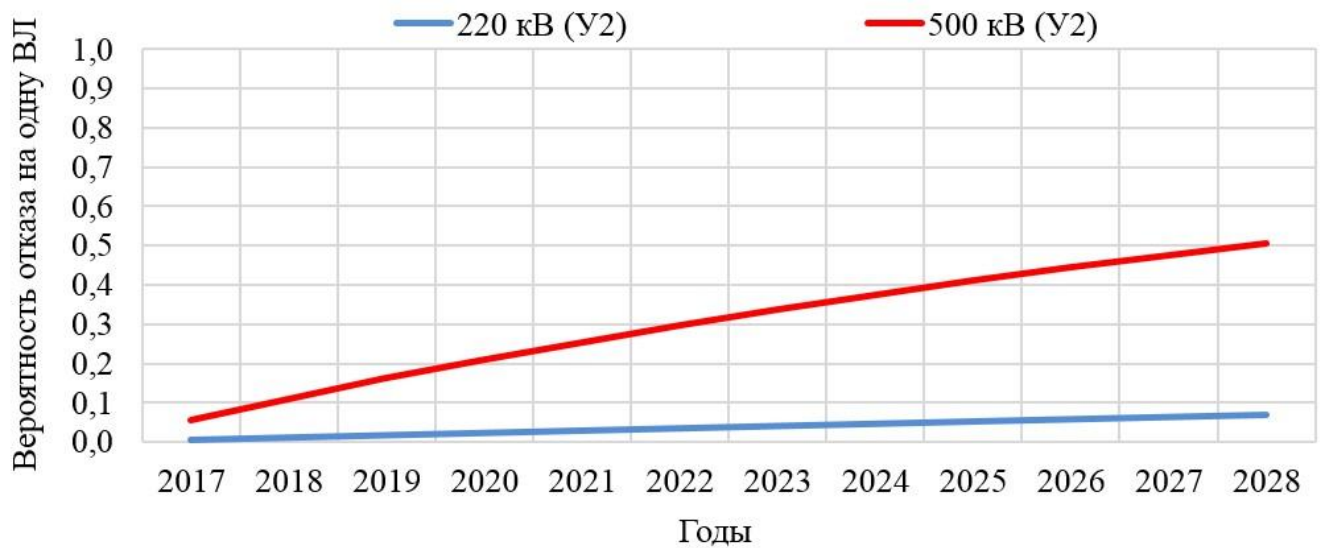
б)

Рисунок В.8 – Вероятность отказа ВЛ из-за разрыва изолирующих подвесок со стеклянными и фарфоровыми изоляторами:

а) на 100 км ВЛ; б) на одну ВЛ.



а)



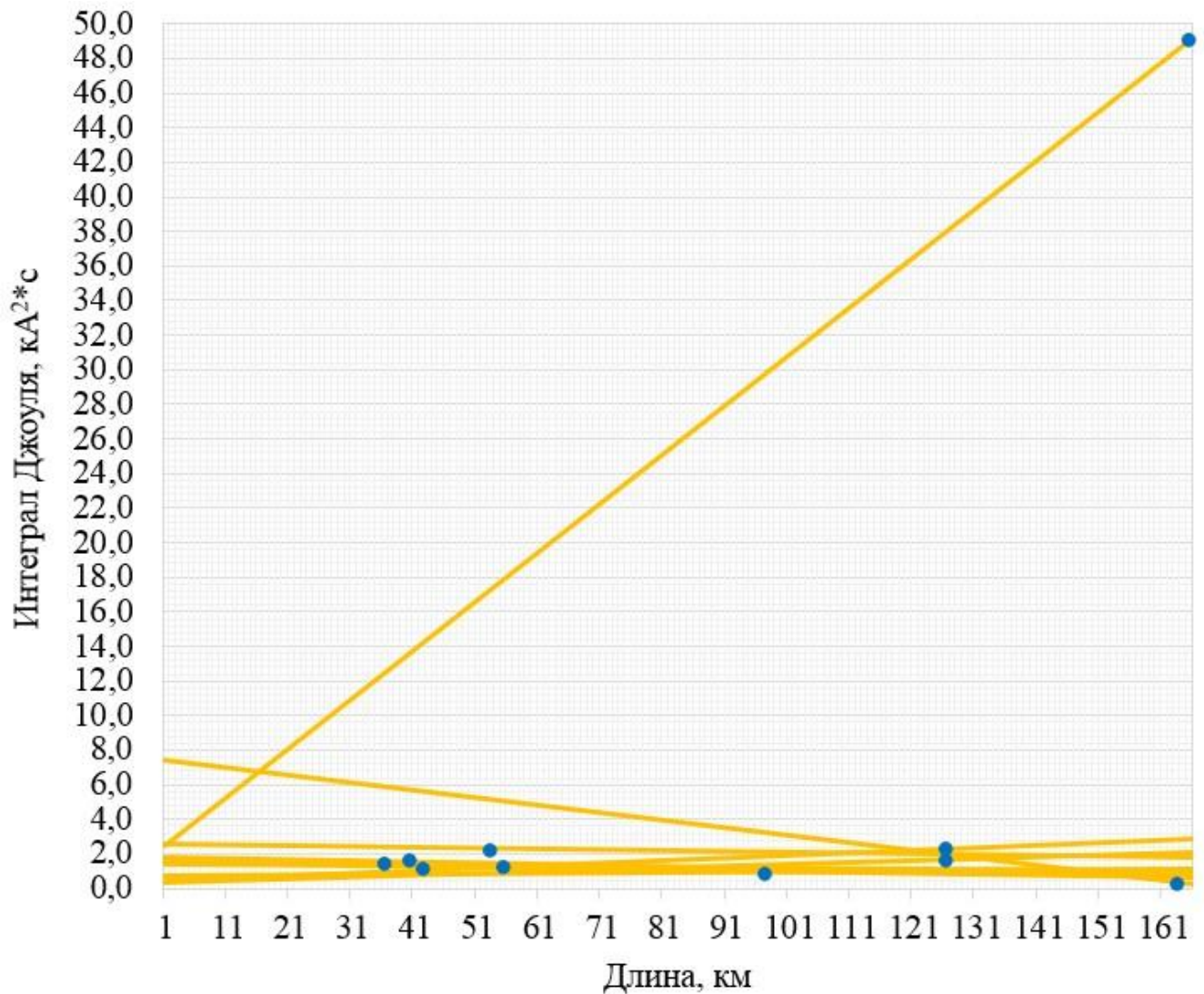
б)

Рисунок В.9 – Вероятность отказа ВЛ из-за разрыва изолирующих подвесок с полимерными изоляторами:
а) на 100 км ВЛ; б) на одну ВЛ.

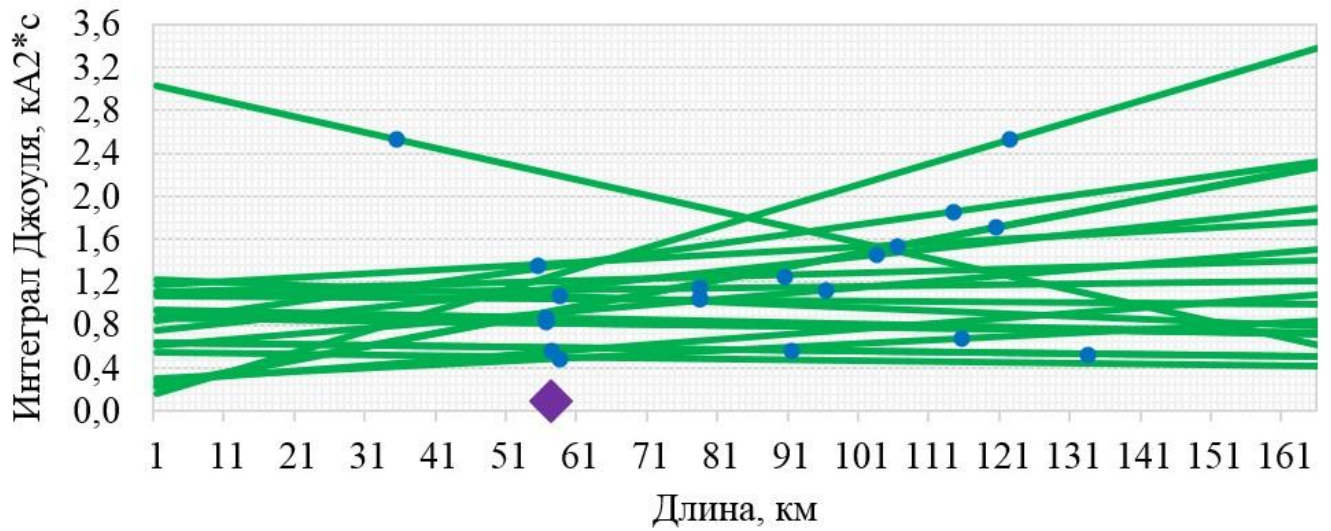
ПРИЛОЖЕНИЕ Г ДИАГРАММЫ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

На рисунке Г.1 начало ВЛ соответствует ПС 500 кВ «Жамбыл». Обрыв произошел на 57 км от ПС 500 кВ «Жамбыл». За период 2003 – 26.02.2015 гг. около места обрыва произошли 8 КЗ и участок провода 21 раз подвергался термическому воздействию. В сравнении на фазе «С» произошло на одно КЗ меньше.

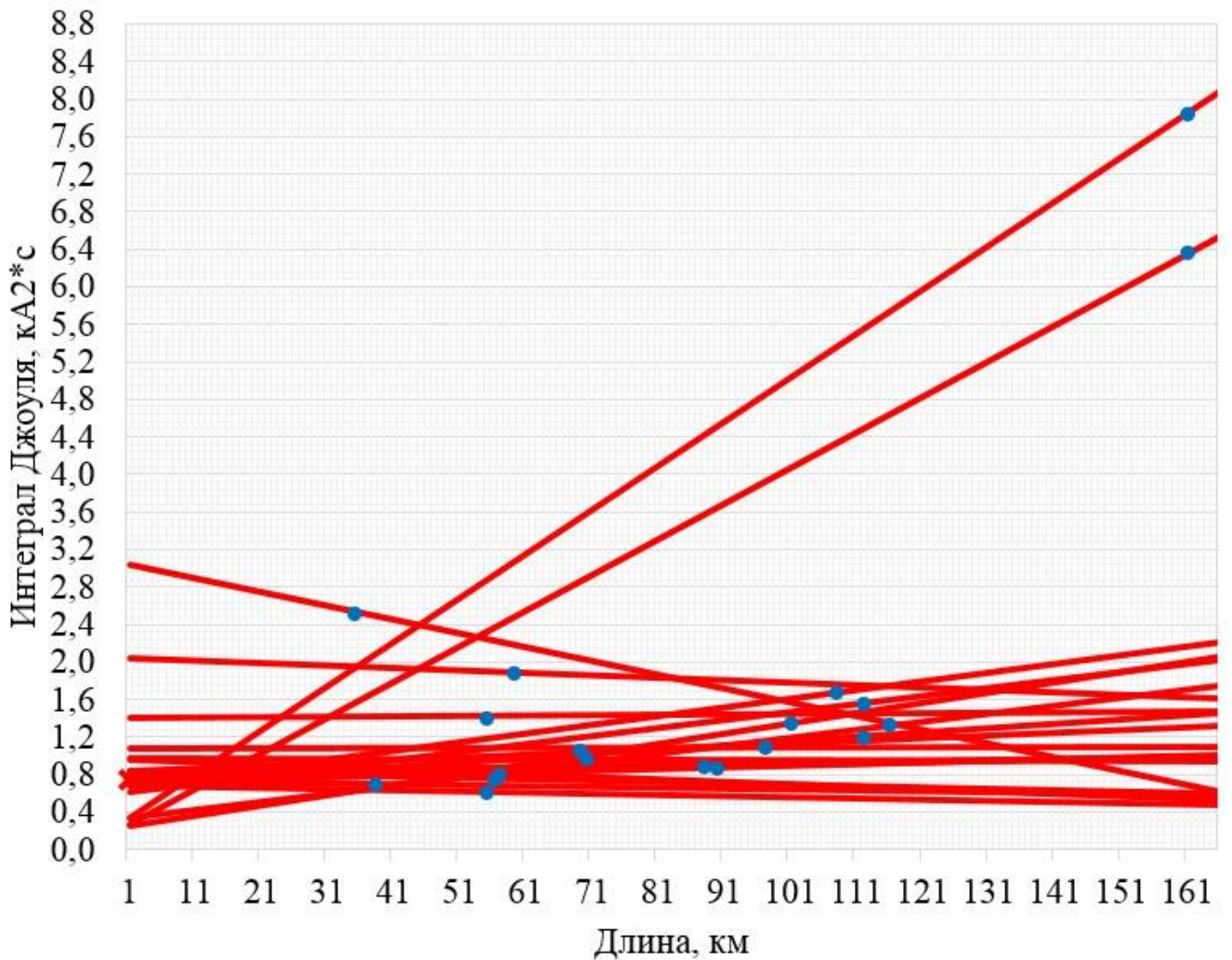
Всего за указанный период на данной ВЛ произошло 10 КЗ на фазе «А», 21 КЗ на фазе «В» и 20 КЗ на фазе «С».



а)



б)



в)

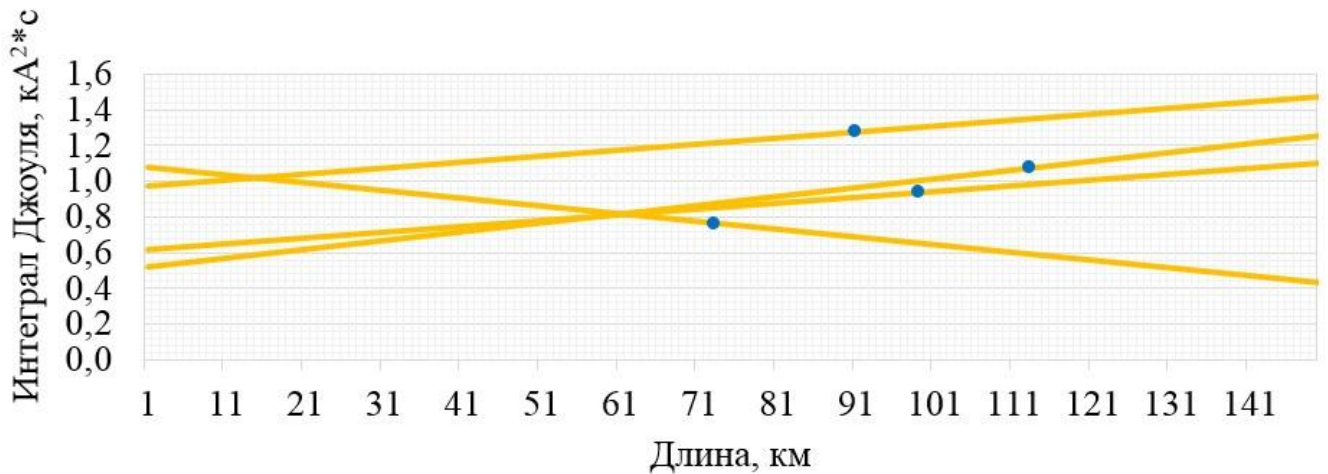
Рисунок Г.1 – Диаграмма термического воздействия тока КЗ на ВЛ 500 кВ

«Жамбыл – Шымкент»:

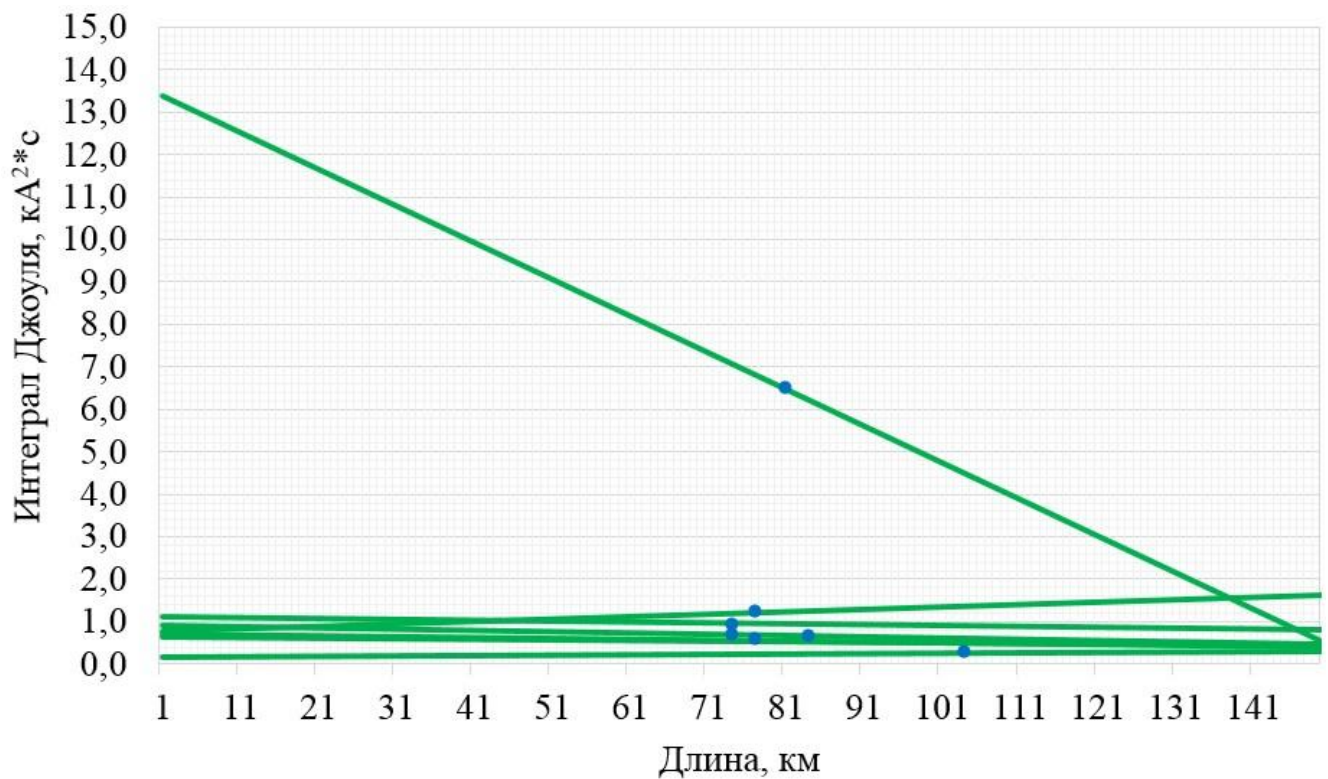
а) фаза «А»; б) фаза «В»; в) фаза «С».

На рисунке Г.2 начало ВЛ соответствует ПС 500 кВ «Рубцовская». Обрыв произошел на 32 км от ПС 500 кВ «Рубцовская». За указанный период около места обрыва произошло 1 КЗ и участок провода 3 раз подвергался термическому воздействию. В сравнении на фазах «А» и «В» произошло больше КЗ.

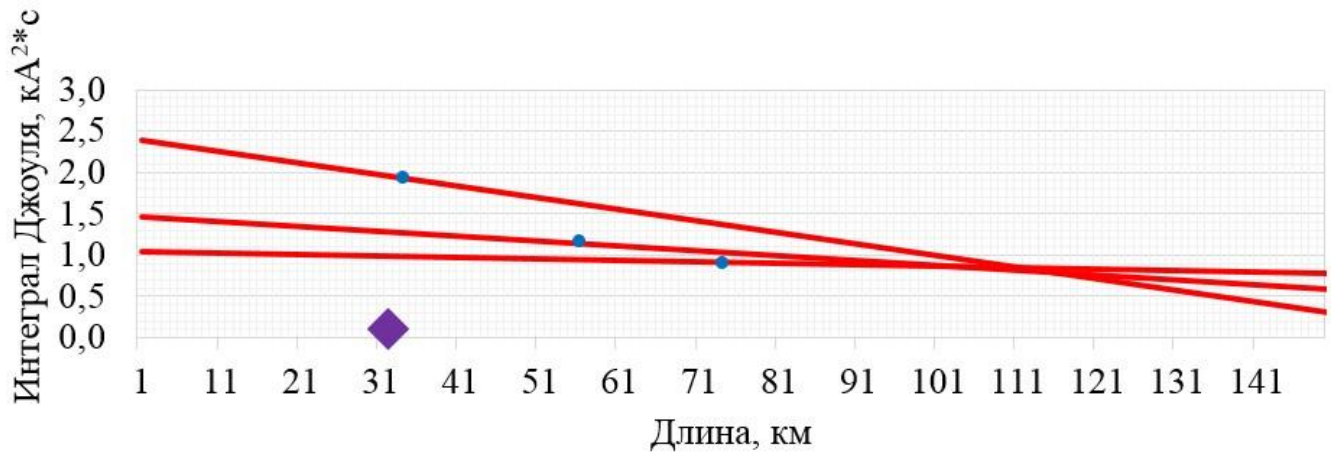
Всего за указанный период на данной ВЛ произошло 4 КЗ на фазе «А», 7 КЗ на фазе «В» и 3 КЗ на фазе «С».



а)



б)



в)

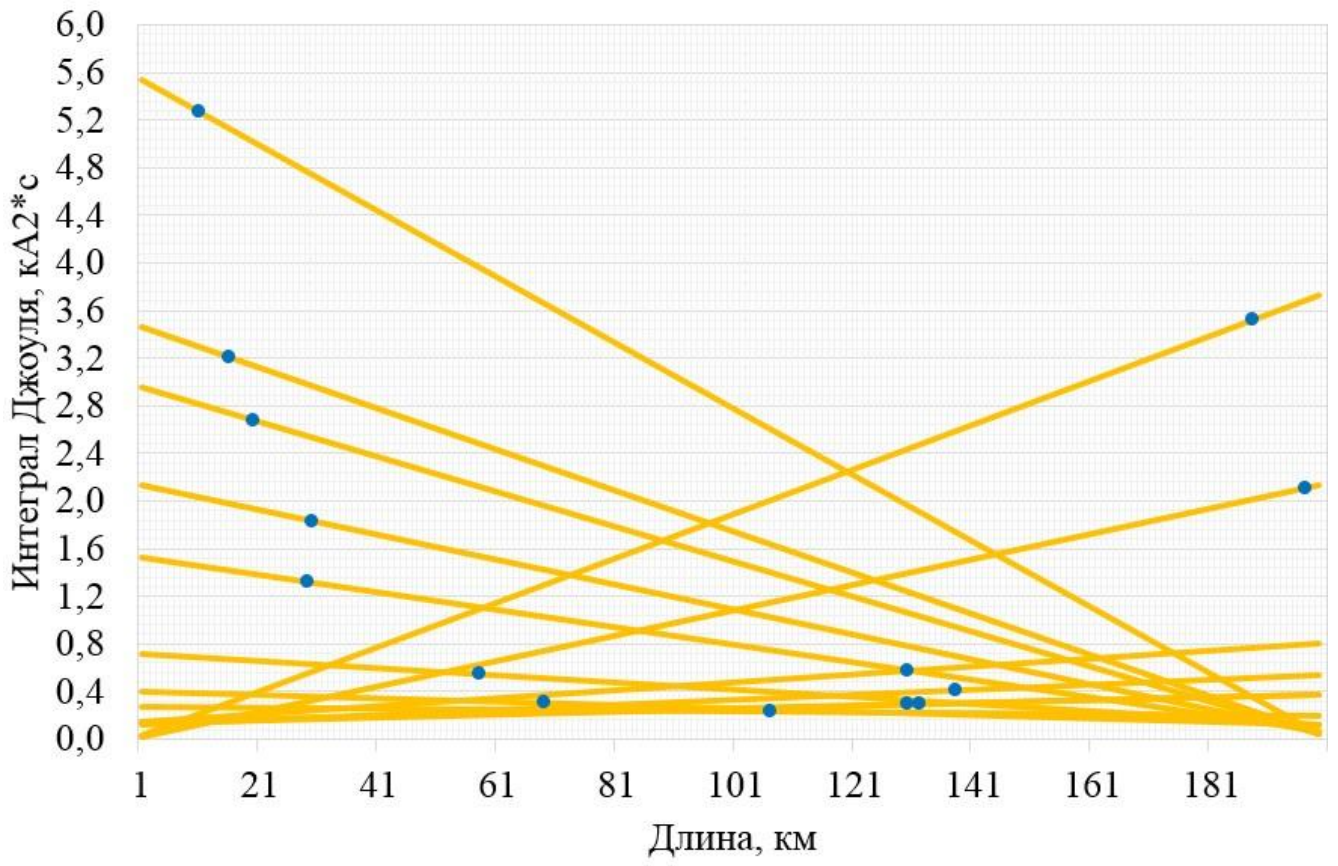
Рисунок Г.2 – Диаграмма термического воздействия тока КЗ на ВЛ 500 кВ

«Рубцовская – Усть-Каменогорск» за период 2003 – 04.03.2011 гг:

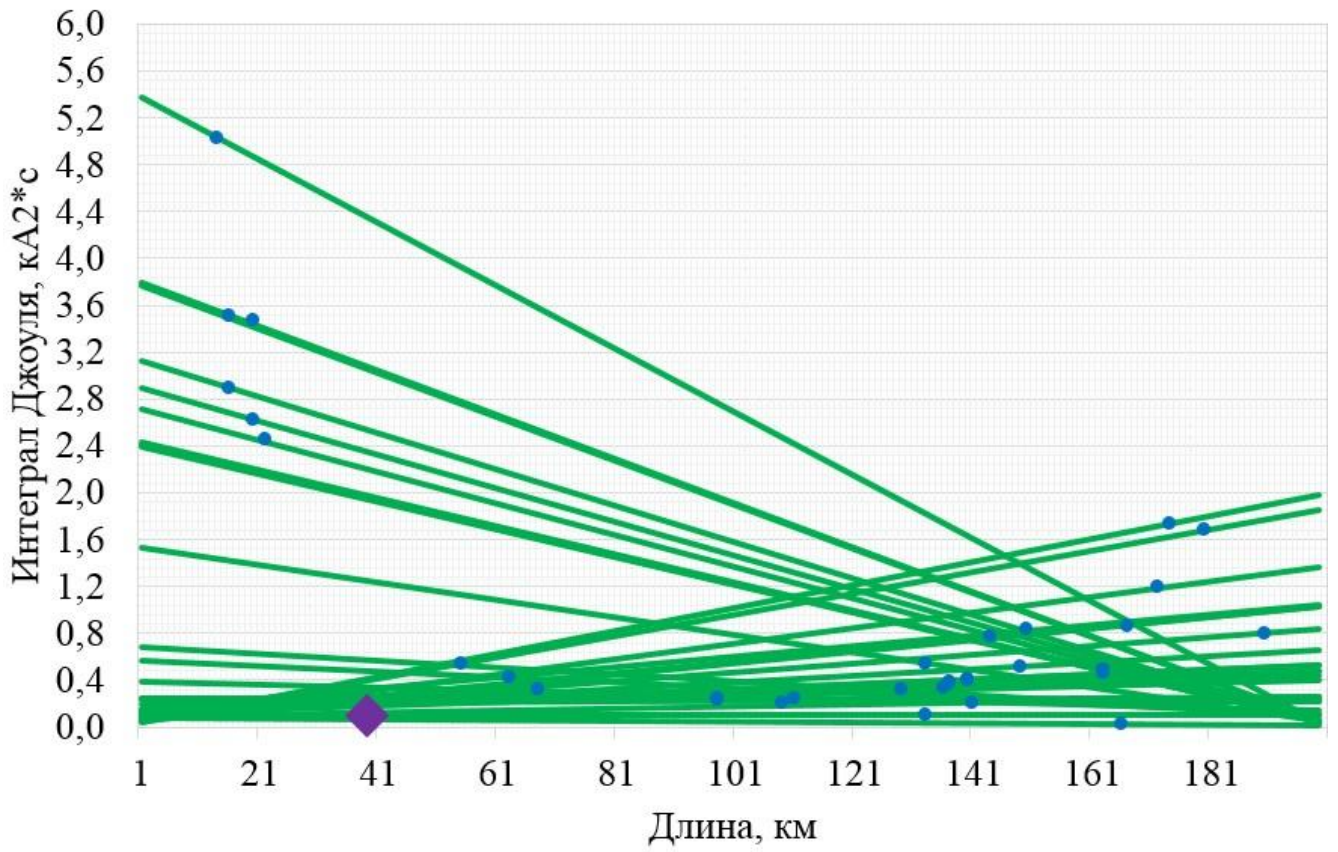
а) фаза «А»; б) фаза «В»; в) фаза «С».

На рисунке Г.3 начало ВЛ соответствует ПС 500 кВ «Алматы». Обрыв произошел на 39 км от ПС 500 кВ «Алматы». За указанный период около места обрыва КЗ не происходило, но участок провода 34 раза подвергался термическому воздействию. Однако, на остальных фазах произошло меньше КЗ.

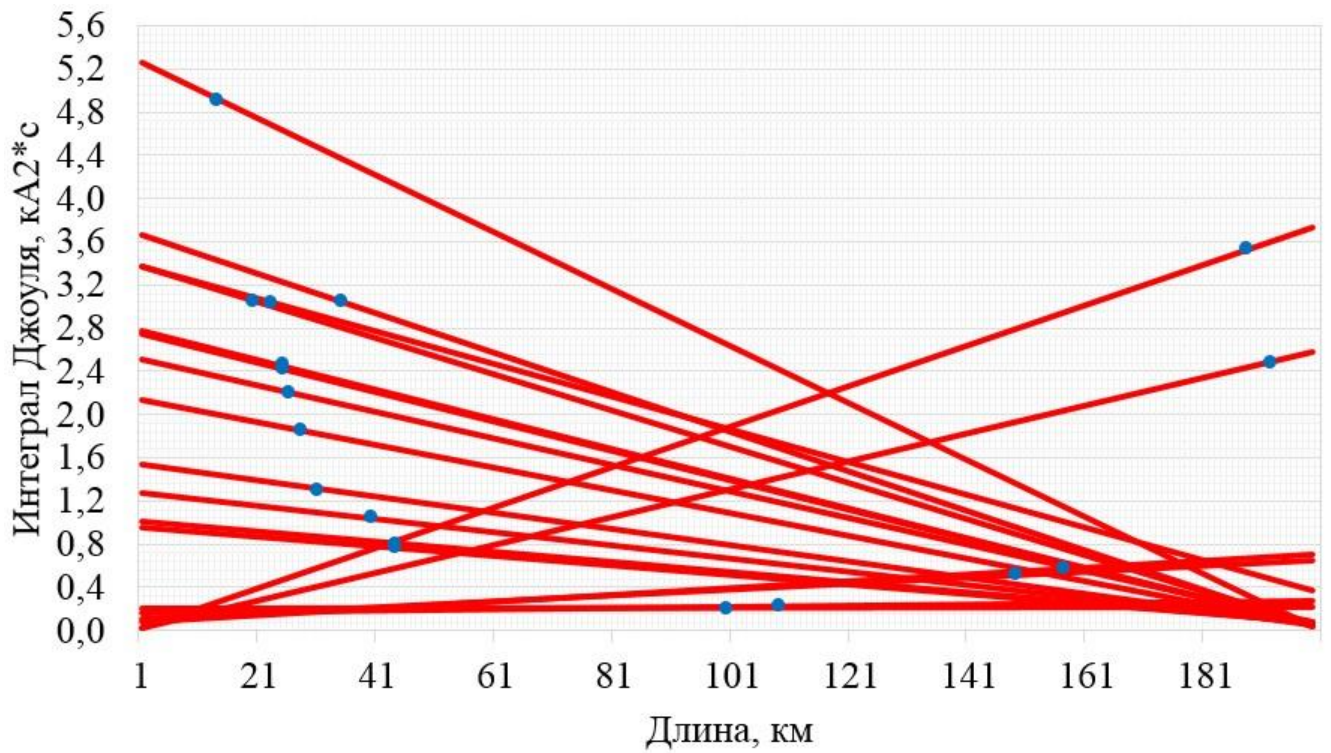
Всего за указанный период на данной ВЛ произошло 14 КЗ на фазе «А», 34 КЗ на фазе «В» и 18 КЗ на фазе «С».



а)



б)



в)

Рисунок Г.3 – Диаграмма термического воздействия тока КЗ на ВЛ 220 кВ
«Алматы – Главная» за период 2002 – 21.12.2013 гг:

а) фаза «А»; б) фаза «В»; в) фаза «С».

ПРИЛОЖЕНИЕ Д АКТ ВНЕДРЕНИЯ АО «КЕГОС»**УТВЕРЖДАЮ**

Директор Департамента эксплуатации



Б.П. Арыстанов

« 28 » марта 2017 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

На балансе АО «КЕГОС» находятся воздушные линии электропередачи напряжением 220-500 кВ общей протяженностью 23180 км по состоянию на 01.01.2017 года, из них воздушные линии электропередачи протяженностью 9829 км отработали более 40 лет и требуют реконструкции.

АО «КЕГОС» планирует реализацию проекта «Реабилитация НЭС», предусматривающий проведение обследования и реконструкции воздушных линий электропередачи напряжением 220-500 кВ.

Результаты диссертационной работы Утеулиева Бауыржана Айдилдаевича на тему «Разработка методов и средств оценки остаточного ресурса воздушных линий электропередачи» являются актуальными для АО «КЕГОС» и приняты к применению при реализации вышеназванного проекта.

Главный менеджер координатор
Департамента эксплуатации

Ю.С. Сыздыков