

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Хакасский технический институт – филиал  
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

# Электроэнергетика кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедры

Г.Н.Чистяков  
ициналы, фамилия  
2020 г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

## 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (код и наименование специальности)

Анализ показателей надежности работы ПС «Московская» и ПС «Биджа» Усть-  
Абаканского РЭС  
(наименование темы)

Руководитель \_\_\_\_\_ «\_\_» 2020г. доцент каф. ЭЭ, к.т.н  
подпись, дата должностная, ученая степень

Е.В.Платонова  
инициалы , фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_ 2020г  
подпись \_\_\_\_\_ дата \_\_\_\_\_

## Н.Г.Лещинская

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_ 2020г  
подпись, дата

И.А.Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2020

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт –  
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедры

\_\_\_\_\_  
подпись \_\_\_\_\_ Г.Н.Чистяков  
инициалы, фамилия  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Студенту Лещинской Наталье Геннадьевне  
фамилия, имя, отчество  
Группа ХЭн-16-01 (16-1) Направление (специальность) 13.03.02  
номер код  
«Электроэнергетика и электротехника»  
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Анализ показателей надежности работы ПС «Московская» и ПС «Биджа» Усть-Абаканского РЭС

Утверждена приказом по университету № 323 от 05.06.2020

Руководитель ВКР Е.В. Платонова, к.т.н., доцент каф.«Электроэнергетика»  
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР Схемы электрических соединений ПС «Московская-35/10», ПС «Вершино-Биджа-35/10»; материалы из журнала учета данных по всем прекращениям передачи электрической энергии, произошедших на объектах Усть-Абаканского РЭС за 2017-2019 гг.

Перечень разделов ВКР:

Введение

1. Характеристика объектов анализа
2. Анализ надежности электроснабжения
3. Расчет показателей надежности
4. Выбор мероприятий для повышения надежности электроснажения
5. Выбор технических средств обеспечения орнитологической безопасности электроснабжения
6. Расчет показателей надежности после применения системы защиты от воздействия птиц
7. Оценка экономической эффективности применения птицезащитных устройств

Заключение

Список использованных источников

Перечень графического материала:

1. Анализ аварийных отключений на ПС «Московская» и ПС «Вершино-Биджа»
2. Оценка эффективности внедрения птицезащитных мероприятий
3. Показатели надежности до и после внедрения птицезащитных мероприятий

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_  
подпись

Е.В. Платонова  
инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
подпись

Н.Г. Лещинская  
инициалы и фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ показателей надежности работы ПС «Московская» и ПС «Биджа» Усть-Абаканского РЭС» содержит 59 страниц текстового документа, 17 рисунков, 15 таблиц, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

**НАДЕЖНОСТЬ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ, ЛИНИЯ, АНАЛИЗ, КОЛИЧЕСТВО ОТКАЗОВ.**

Объект исследования – ПС «Московская» и ПС «Вершино-Биджа» Усть-Абаканского РЭС.

Методы исследования – статистическая обработка данных и расчет основных показателей надежности.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в разработке предложений по снижению аварийных отключений подстанций «Московская» и «Вершино-Биджа» Усть-Абаканского РЭС.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- выполнить анализ причин аварийных отключений ПС «Московская» и ПС «Вершино-Биджа»;
- выработать мероприятия по повышению надежности сельских электрических сетей.

Значимость работы обусловлена тем, что теоретические и практические рекомендации проведенного анализа могут быть использованы специалистами электросетевых компаний при проектировании и обслуживании электрических сетей.

В течение выполнения проекта были получены следующие результаты: выполнен статистический анализ аварийных отключений и их причин; произведены расчеты основных показателей надежности (параметр потока отказов и среднее время восстановления); предложены мероприятия по повышению надежности электроснабжения; выполнен анализ экономической эффективности мероприятий по повышению надежности электроснабжения.

## ABSTRACT

The final qualification work on the topic "Analysis of indicators of reliability of the SS" Moskovskaya "and SS" Bidzha "of Ust-Abakan RES" contains 59 pages of a text document, 17 figures, 15 tables, 25 used sources, 3 sheets of graphic material.

**RELIABILITY, POWER SUPPLY, RELIABILITY RATES, LINE, ANALYSIS, NUMBER OF FAILURES.**

The object of the study is the substation "Moskovskaya" and the substation "Vershino-Bidzha" of the Ust-Abakanskiy RES.

Research methods - statistical data processing and calculation of the main indicators of reliability.

The purpose of the final qualification work is to develop proposals for reducing emergency outages at substations "Moskovskaya" and "Vershino-Bidzha" of Ust-Abakanskiy RES.

Tasks of the final qualifying work:

- analyze the causes of emergency shutdowns at the Moskovskaya substation and the Vershino-Bidzha substation;
- develop measures to improve the reliability of rural electrical networks.

The importance of the work is due to the fact that the theoretical and practical recommendations of the analysis can be used by specialists of power grid companies in the design and maintenance of power grids.

During the implementation of the project, the following results were obtained: a statistical analysis of emergency outages and their causes was performed; the calculations of the main indicators of reliability (the parameter of the flow of failures and the average recovery time) were made; measures are proposed to improve the reliability of power supply; analysis of the economic efficiency of measures to improve the reliability of power supply

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Характеристика объектов анализа.....	10
1.1 Подстанция «Московская».....	10
1.2 Подстанция «Вершино-Биджа» .....	12
2 Анализ надежности электроснабжения .....	14
2.1 Анализ аварийных отключений на подстанции «Вершино-Биджа» .....	16
2.2 Анализ аварийных отключений на подстанции «Московская» .....	21
2.3 Анализ аварийности и повреждаемости подстанций .....	26
2.4 Влияние на аварийность подстанций воздействия птиц на электроустановки .....	28
3 Расчет показателей надежности .....	30
3.1 Параметр потока отказов $\omega$ .....	33
3.2 Среднее время восстановления.....	34
4 Выбор мероприятий для повышения надежности электроснабжения .....	36
5 Выбор технических средств обеспечения орнитологической безопасности электроснабжения .....	40
6 Расчет показателей надежности после применения системы защиты от воздействия птиц.....	47
6.1 Параметр потока отказов $\omega$ .....	48
6.2 Среднее время восстановления.....	48
7 Оценка экономической эффективности применения птицезащитных устройств.....	50
7.1 Расчет капитальных затрат.....	52
7.2 Определение ущерба от перерывов электроснабжения.....	52

7.3 Определение срока окупаемости.....	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	56

## **ВВЕДЕНИЕ**

Сельские электрические сети имеют относительно низкую надежность электроснабжения потребителей и слабо оснащены коммутационными аппаратами. Сельские воздушные линии (ВЛ) 10 кВ часто присоединяются только через разъединители. Сельские трансформаторных подстанций (ТП) 10/0,4 кВ в большинстве случаев отпаечные, поэтому повреждение какого-либо участка линии приводит к отключению всего фидера и, соответственно, всех ТП 10/0,4 кВ, питающих от этого фидера. Повышение надежности распределительных сетей 10 кВ является достаточно затратным мероприятием. [1].

Основным фактором, влияющим на надежность работы сельских электрических сетей, является надежность работы воздушных линий электропередачи и электрооборудования трансформаторных подстанций. В настоящее время аварийность в таких сетях достаточно высока. Это приводит не только к перерывам электроснабжения потребителей, но и к существенным затратам на устранение аварий со стороны электросетевых организаций.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в разработке предложений по снижению аварийных отключений подстанций (ПС) «Московская» и «Вершино-Биджа» Усть-Абаканского РЭС.

Цель достигается решением следующих задач выпускной квалификационной работы:

- анализ аварийных отключений ПС «Московская» и ПС «Вершино-Биджа»;
- разработка мероприятий по устраниению отдельных распространенных причин аварийных отключений;
- анализ экономической эффективности применения мероприятий по повышению надежности электроснабжения.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были достигнуты следующие результаты:

- выполнен анализ аварийных отключений и их причин;
- произведены расчеты основных показателей надежности (параметр потока отказов и среднее время восстановления);
- предложены мероприятия по повышению надежности электроснабжения;
- произведено сравнение основных показателей надежности до и после внедрения мероприятий по повышению надежности электроснабжения;
- выполнен анализ экономической эффективности мероприятий по повышению надежности электроснабжения.

Работа выполнена в соответствии с СТО 4.2-07-2014 [2] и методическими указаниями по выполнению ВКР [3].

# **1 Характеристика объектов анализа**

## **1.1 Подстанция «Московская»**

Подстанция «Московская» 35/10 кВ была введена в эксплуатацию в 1970 году. Подстанция располагается в Республике Хакасия, Усть-Абаканский район с. Московское. Находится в распоряжении сетевой организации ПАО «Россети Сибирь» и ее территориального филиала – «Южные электрические сети».

Пониждающая подстанция «Московская» 35/10 кВ предназначена для питания нескольких деревень, является транзитной. Таким образом, подстанция «Московская» питает электроприёмники второй и третьей категорий надёжности электроснабжения.

Подстанция «Московская» имеет простую схему соединения «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Оперативное обслуживание подстанции осуществляется оперативно-ремонтной (ОРБ) и оперативно-выездной бригадами (ОВБ), базирующимиися в Усть-Абаканском РЭС.

Подстанция двухтрансформаторная с мощностью силовых трансформаторов по 4000кВ·А каждый, типа ТМ-4000-35/10.

Распределительное устройство 35 кВ – открытого исполнения, укомплектовано разъединителями типа РЛНДЗ-1-35/ 600УХЛ1, РНДЗ-2-35-1000УХЛ1. На напряжение 35 кВ принята одна двухрядная секционированная выключателем на две секции система сборных шин – открытого исполнения. Коммутация отходящих ВЛ-35 кВ осуществляется выключателями типа С-35М-630- 10АУ1 и разъединителями типов РНДЗ-1-35- 1000УХЛ1.

На напряжение 10 кВ принята одна двухрядная секционированная выключателем на две секции система сборных шин. Распределительное устройство 10 кВ укомплектовывается ячейками КРН-III-10 с выключателями ВМГ-133 II(яч. 3,5,15), ВМП-10(яч.17), ВБЧ-С-10-20/630(яч.2,6,8,9,12,14), ПК-10(яч.10,11), ПКТ-10(яч.4,7), устанавливаемыми в капитальном здании КРУ-10.

Панели управления, защиты, автоматики и сигнализации установлены на главном щите управления, панели щита собственных нужд, шкаф питания оперативного тока (ШОТ) размещаются в здании КРУ-10. Релейная защита и автоматика на подстанции в основном выполнена на электромеханической базе. Для питания потребителей собственных нужд подстанции предусматривается установка двух трансформаторов собственных нужд ТМ-25/10/0,4(ТСН-1) и ТМ-40/10/0,4(ТСН-2), установленных в КРУ-10кВ(яч. 10 и 11) и подключенных к шинам 10кВ. Для питания потребителей собственных нужд подстанции применяется схема с одной секционированной рабочей системой шин. Для питания систем автоматики на подстанции используется переменный оперативный ток. Релейная защита и автоматика элементов подстанции выполнена в соответствии с ПУЭ и руководящими указаниями. На силовом трансформаторе предусматриваются следующие виды защит:

- дифференциальная защита трансформатора;
- максимальная токовая защита(МТЗ);
- защита от перегрузки;
- газовая защита.

На вводах и секционных выключателях 35 и 10 кВ предусматривается максимальная токовая защита (МТЗ). На отходящих линиях 10кВ –МТЗ. На подстанции предусматривается следующий объем автоматизации:

- автоматический ввод резервного питания (АВР) на секционных выключателях 10 кВ;
- автоматическое повторное включение отходящих линий 10 кВ;
- регулирование напряжения силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 под нагрузкой;

На подстанции применяется автоматизированная система учета электроэнергии. Коммерческий учет электроэнергии выполняется на вводах 10кВ и на отходящих линиях 10кВ. Измерения тока и напряжения выполняются с помощью амперметров и вольтметров, устанавливаемых на панелях управления в помещении общеподстанционного пункта управления. Для

обеспечения безопасности работы персонала на подстанции предусматривается выполнение контура заземления с выравнивающей сеткой. Кабельные линии на открытом распределительном устройстве (ОРУ) 35 кВ проходят в наземных металлических кабельных лотках.

## **1.2 Подстанция «Вершино-Биджа»**

Подстанция «Вершино-Биджа» 35/10 кВ была введена в эксплуатацию в 1987 году. Подстанция «Вершино-Биджа» питает электроприёмники второй и третьей категорий надёжности электроснабжения. Подстанция «Вершино-Биджа» имеет схему соединения «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Подстанция двухтрансформаторная с мощностью силовых трансформаторов по 1600кВ·А каждый, типа ТМ-1600-35/10.

Распределительное устройство 35 кВ – открытого исполнения 4Н, укомплектовано разъединителями типа РНДЗ-2-35/ 1000УХЛ1,РНДЗ-2-35-1000УХЛ1. На напряжение 35 кВ принята одна двухрядная секционированная выключателем на две секции система сборных шин – открытого исполнения. Коммутация отходящих ВЛ-35 кВ осуществляется выключателями типа ВТ-35/630.

На напряжение 10кВ принята одна двухрядная секционированная выключателем на две секции система сборных шин. Распределительное устройство 10 кВ укомплектовывается ячейками КРН-III-10 с выключателями ВММ-10-20-630, ВВТЭ-М-10-20/630(яч.16,9), ПК-10(яч.3,8), ПКТ-10(яч.2,7), устанавливаемыми в капитальном здании КРУ-10.

Панели управления, защиты, автоматики и сигнализации установлены на главном щите управления, панели щита собственных нужд, шкаф питания оперативного тока (ШОТ) размещаются в здании КРУ-10. Релейная защита и автоматика на подстанции в основном выполнена на электромеханической базе. Для питания потребителей собственных нужд подстанции предусматривается

установка двух трансформаторов собственных нужд ТМ-25/10/0,4(ТСН-1), установленных в КРУ-10кВ(яч. 3 и 8) и подключенных к шинам 10кВ. Для питания потребителей собственных нужд подстанции применяется схема с одной секционированной рабочей системой шин. Для питания систем автоматики на подстанции используется переменный оперативный ток. Релейная защита и автоматика элементов подстанции выполнена в соответствии с ПУЭ и руководящими указаниями. На силовом трансформаторе предусматриваются следующие виды защит:

- дифференциальная защита трансформатора;
- максимальная токовая защита(МТЗ);
- защита от перегрузки;
- газовая защита.

На вводах и секционных выключателях 35 и 10 кВ предусматривается максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка. На отходящих линиях 10 кВ – МТЗ. На подстанции предусматривается следующий объем автоматизации:

- автоматический ввод резервного питания (АВР) на секционных выключателях 10кВ;
- автоматическое повторное включение отходящих линий 10кВ;
- регулирование напряжения силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 под нагрузкой;

На подстанции применяется автоматизированная система учета электроэнергии. Коммерческий учет электроэнергии выполняется на вводах 10 кВ и на отходящих линиях 10 кВ. Измерения тока и напряжения выполняются с помощью амперметров и вольтметров, устанавливаемых на панелях управления в помещении общеподстанционного пункта управления. Для обеспечения безопасности работы персонала на подстанции предусматривается выполнение контура заземления с выравнивающей сеткой. Кабельные линии на ОРУ-35кВ проходят в наземных металлических кабельных лотках.

## **2 Анализ надежности электроснабжения**

Под надежностью системы электроснабжения понимают ее свойство выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования. Надежность системы электроснабжения определяется многими факторами, среди которых следует выделить повреждаемость системы электроснабжения и ее элементов [4].

Причинами отказов электроэнергетического оборудования являются повреждения или неисправности. Под повреждениями, как правило, понимают разрушение оборудования, поломку деталей, нарушение целостности электрических и магнитных цепей, порчу изоляции. К неисправностям обычно относят разрегулировку механизмов и защитных устройств без их разрушения, порчи и т.п. [5].

Перерыв в электроснабжении потребителей, как промышленного, так и сельскохозяйственного назначения, транспорта приводит к экономическим ущербам, различным в экономическом отношении [6].

Для анализа аварийных отключений ПС «Вершино-Биджа» и ПС «Московская» рассматривались акты расследования аварийных отключений Усть-Абаканского РЭС за 2017-2019г. ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» предоставили для изучения эти акты.

Отключения в РЭС классифицируются по виду отключения:

- аварийное;
- потребительское (т.е. повреждение оборудования потребителей электрической энергии).

Классификация отключений по организационным причинам:

- воздействие на электроустановки (ЭУ) животных;
- воздействие на ЭУ птиц;

- воздействие организаций, участвующих в технологическом процессе (повреждение оборудования потребителей электрической энергии);
- воздействие повторяющихся стихийных явлений: Атмосферные перенапряжения (гроза);
- воздействие посторонних лиц и организаций :Прочие воздействия;
- длительное воздействие ветровой нагрузки;
- механическое воздействие;
- неумышленное повреждение ЭУ, воздействие на ЭУ;
- несвоевременная вырубка деревьев (веток), угрожающих падением на провода;
- несвоевременное выявление дефектов;
- несвоевременное устранение дефектов;
- несоблюдение технического обслуживания :Прочие нарушения;
- неудовлетворительное техническое состояние оборудования (старение изоляции, потеря мех. прочности провода, изменение свойств матер. и т.д.) ;
- падение деревьев (веток) из-за ветра;
- превышение параметров воздействия ветровых нагрузок относительно условий проекта;
- прочие превышения параметров воздействия стихийных явлений относительно условий проекта;
- пучение грунтов;
- схлестывание проводов и т.д.

Классификация отключений по техническим причинам:

- механическое воздействие атмосферных явлений;
- механическое воздействие при падении деревьев, веток;

- механическое воздействие сторонних лиц и организаций;
- нарушение структуры материала в результате высыхания;
- нарушение структуры материала в результате длительной эксплуатации;
- нарушение структуры материала в результате загнивания;
- нарушение электрического контакта, размыкание, обрыв цепи;
- нарушение электрической изоляции;
- термическое повреждение, перегрев, пережог и т.д.

## **2.1 Анализ аварийных отключений на подстанции «Вершино-Биджа»**

Количество отключений ПС «Вершино-Биджа», обусловленных различными причинами, приведено в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Количество аварийных отключений ПС «Вершино-Биджа»

Причины отключений	Количество отключений					
	2017г.	%	2018г.	%	2019г.	%
Атмосферные перенапряжения	2	15,38	0	0	0	0
Воздействие на ЭУ птиц	4	30,77	3	50	1	33,33
Повреждение оборудования потребителей электрической энергии	4	30,77	2	33,33	0	0
Несвоевременное выявление дефектов	1	7,69	0	0	1	33,33
Превышение параметров воздействия стихийных явлений	1	7,69	0	0	0	0
Длительное воздействие ветровой нагрузки	0	0	1	16,67	1	33,33
Прочие воздействия	1	7,69	0	0	0	0

Продолжительность аварийных отключений ПС «Вершино-Биджа», обусловленных различными причинами, приведена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Продолжительность отключений ПС «Вершино-Биджа»

Причины отключений	Продолжительность отключений, ч.					
	2017г.	%	2018г.	%	2019г.	%
Атмосферные перенапряжения	2,86	17,7	0	0	0	0
Несвоевременное выявление дефектов	1,96	12,13	0	0	0,128	5,63
Воздействие на ЭУ птиц	0,464	2,87	3,038	68,27	0,4	17,61
Повреждение оборудования потребителей электрической энергии	7,13	44,14	0,992	22,29	0	0
Длительное воздействие ветровой нагрузки	0	0	0,42	9,44	1,74	76,76
Превышение параметров воздействия стихийных явлений	2,92	18,08	0	0	0	0
Прочие воздействия	0,82	5,08	0	0	0	0

На рисунке 2.1 представлена структура аварийных отключений ПС «Вершино-Биджа» в 2017 году.



Рисунок 2.1 – Структура аварийных отключений ПС «Вершино-Биджа» в 2017 году

По рисунку 2.1. видно, что воздействие на электроустановки птиц составило 30,77% от всех отключений и время этих отключений за год составило 0,464 часов.

Большой процент отключений наблюдается по причине повреждения оборудования потребителей электрической энергии, который составляет 30,77%. Но время таких отключений намного больше, так как выявить такие отключения сложно и устраняют причины этих отключений потребители. Продолжительность отключений в 2017 году составляет 7,13 часов.

Из-за погодных условий (атмосферных перенапряжений и превышения параметров воздействия стихийных явлений) потребители электроэнергии в 2017 году остались без электроснабжения на 5,78 часов.

На рисунке 2.2 представлена структура аварийных отключений ПС «Вершино-Биджа» в 2018 году.

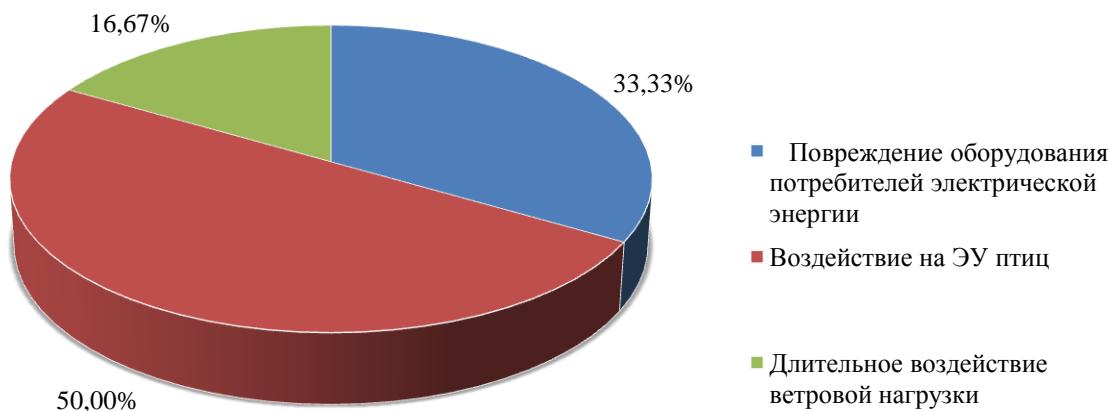


Рисунок 2.2 – Структура аварийных отключений ПС «Вершино-Биджа» в 2018 году

В 2018 году аварийных отключений ПС «Вершино-Биджа» в 2 раза меньше, чем в 2017 году. Воздействие птиц на электроустановки составляет 50% от всех отключений. Продолжительность отключений из-за воздействия на ЭУ птиц 3,038 часов.

Так же, как на рисунке 2.1, повреждение оборудования потребителей электрической энергии имеет большой процент. Время отключения из-за повреждения оборудования потребителей составляет 0,992 часов.

16,67% отключений случилось из-за длительного воздействия ветровой нагрузки. Время отключения – 0,42 часов.

На рисунке 2.3 представлена структура отключений ПС «Вершино-Биджа» в 2019 году.

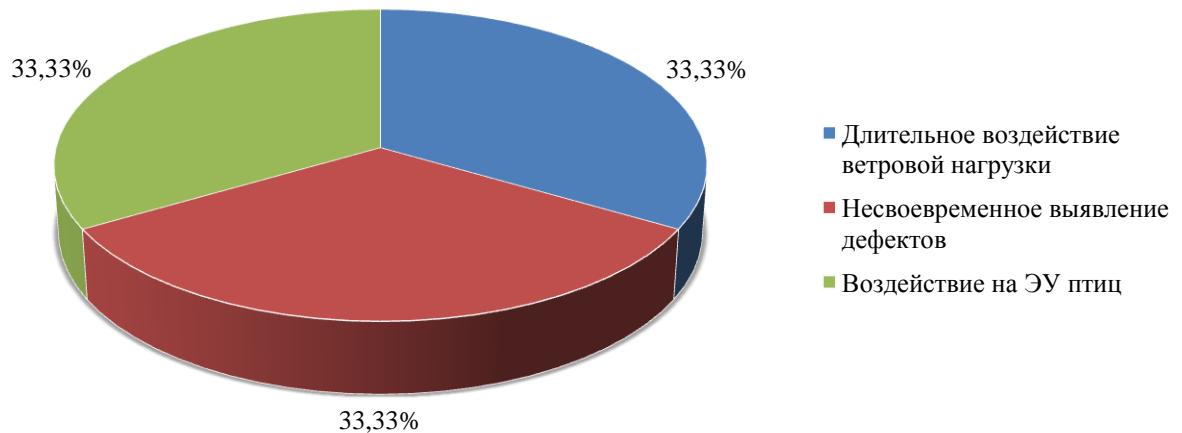


Рисунок 2.3 – Структура аварийных отключений ПС «Вершино-Биджа» в 2019 году

По данным технических отчетов ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» в 2019 году на подстанции было всего три отключения. Суммарное время отключения всех видов аварий составляет 2,268 часов.

Стоит заметить, что воздействие на ЭУ птиц наблюдается во всех годах рассматриваемого периода и составляет большой процент. Продолжительность аварийных отключений по этой причине за три года составляет 3,902 часов.

На рисунке 2.4 можно увидеть, как менялось количество отключений за 2017-2019 годы.

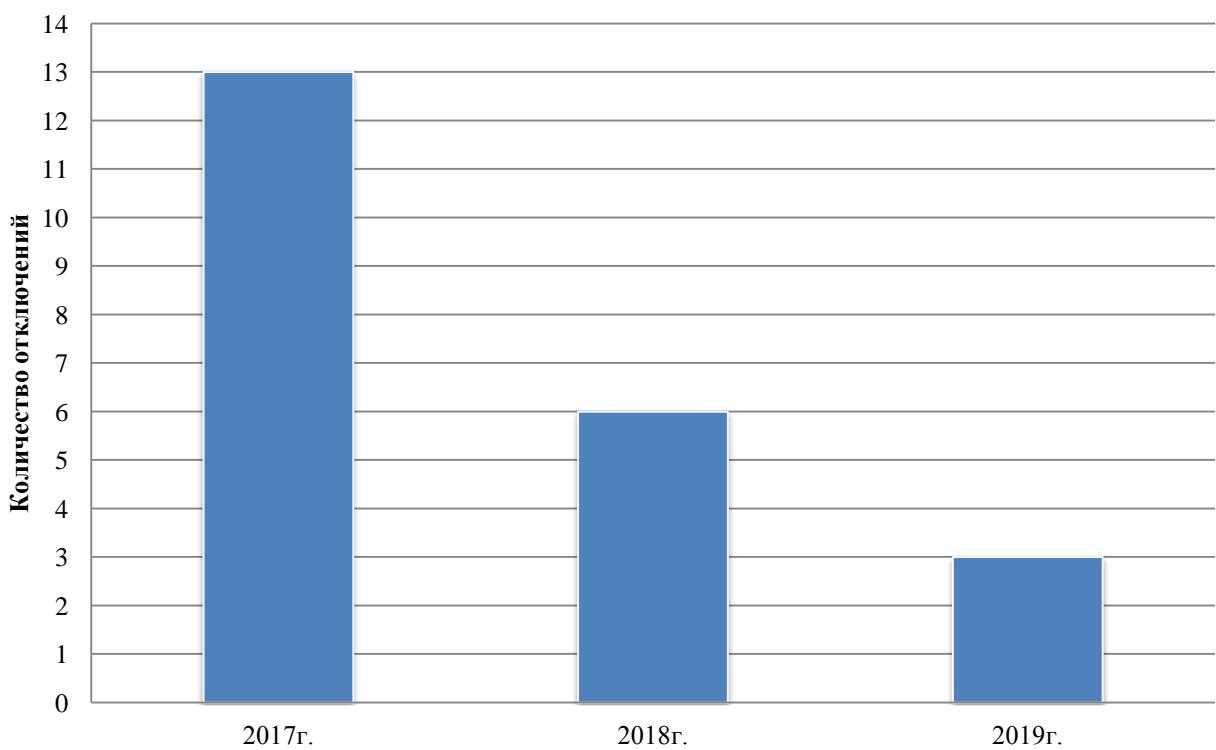


Рисунок 2.4 – Динамика аварийных отключений по годам

На рисунке 2.5 отображена суммарная продолжительность отключений за рассматриваемые годы.

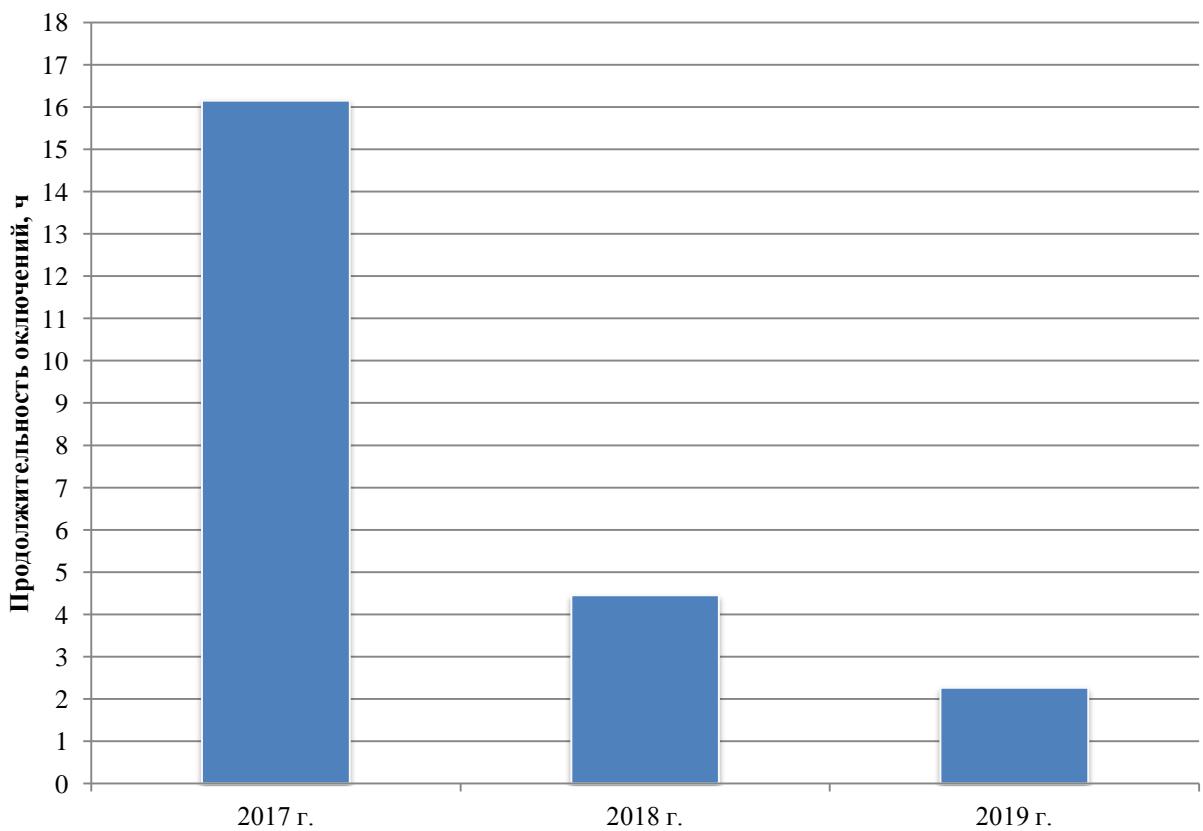


Рисунок 2.5 – Динамика продолжительности аварийных отключений по годам

## 2.2 Анализ аварийных отключений на подстанции «Московская»

Количество отключений ПС «Московская», обусловленных различными причинами, приведено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Количество аварийных отключений ПС «Московская»

Причины отключений	Количество отключений					
	2017г.	%	2018г.	%	2019г.	%
Атмосферные перенапряжения	2	16,67	6	35,29	0	0
Воздействие на ЭУ птиц	2	16,67	2	11,76	0	0
Прочие воздействия	1	8,33	0	0	1	33,33
Длительное воздействие ветровой нагрузки	1	8,33	5	29,41	0	0
Несвоевременное выявление дефектов	1	8,33	2	11,76	1	33,33
Несоблюдение технического обслуживания	1	8,33	0	0	0	0
Неудовлетворительное техническое состояние оборудования	1	8,33	0	0	1	33,33
Превышения параметров воздействия стихийных явлений	1	8,33	1	5,88	0	0
Схлестывание проводов	1	8,33	0	0	0	0
Повреждение оборудования потребителей электрической энергии	1	8,33	1	5,88	0	0

Продолжительность аварийных отключений ПС «Московская», обусловленных различными причинами, приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Продолжительность отключений ПС «Московская»

Причины отключений	Продолжительность отключений, ч.					
	2017г.	%	2018г.	%	2019г.	%
Атмосферные перенапряжения	6,06	35,39	6,464	40,11	0	0
Несоблюдение технического обслуживания	4,45	25,99	0	0	0	0
Несвоевременное выявление дефектов	0,03	0,18	0,736	4,57	0,464	18,1
Воздействие на ЭУ птиц	0,233	1,36	1,568	9,73	0	0
Повреждение оборудования потребителей электрической энергии	2,66	15,53	0,096	0,6	0	0
Длительное воздействие ветровой нагрузки	0,01	0	7,016	43,54	0	0

#### Окончание таблицы 2.4

Неудовлетворительное техническое состояние оборудования	3,68	21,49	0	0	1,6	62,4
Схлёстывание проводов	0,01	0	0	0	0	0
Превышения параметров воздействия стихийных явлений	0	0	0,235	1,46	0	0
Прочие воздействия	0	0	0	0	0,5	19,5

На рисунке 2.6 представлена структура аварийных отключений ПС «Московская» в 2017 году.



Рисунок 2.6 – Структура аварийных отключений ПС «Московская» в 2017 году

За 2017 год было 12 аварийных отключений ПС «Московская» по различным причинам. На рисунке видно, что атмосферные перенапряжения и воздействие на ЭУ птиц влияли на надежность электроснабжения больше, чем другие факторы.

Из-за атмосферных перенапряжений в 2017 году перерыв электроснабжения составил 6,06 часов. Большое время отключения обусловлено тем, что при одной из двух аварий была повреждена опора. Также

большое время отключения было из-за несоблюдения технического обслуживания и неудовлетворительного технического состояния оборудования, но такие отключения случались по одному разу за 2017 год.

На рисунке 2.7 представлена структура аварийных отключений ПС «Московская» в 2018 году.

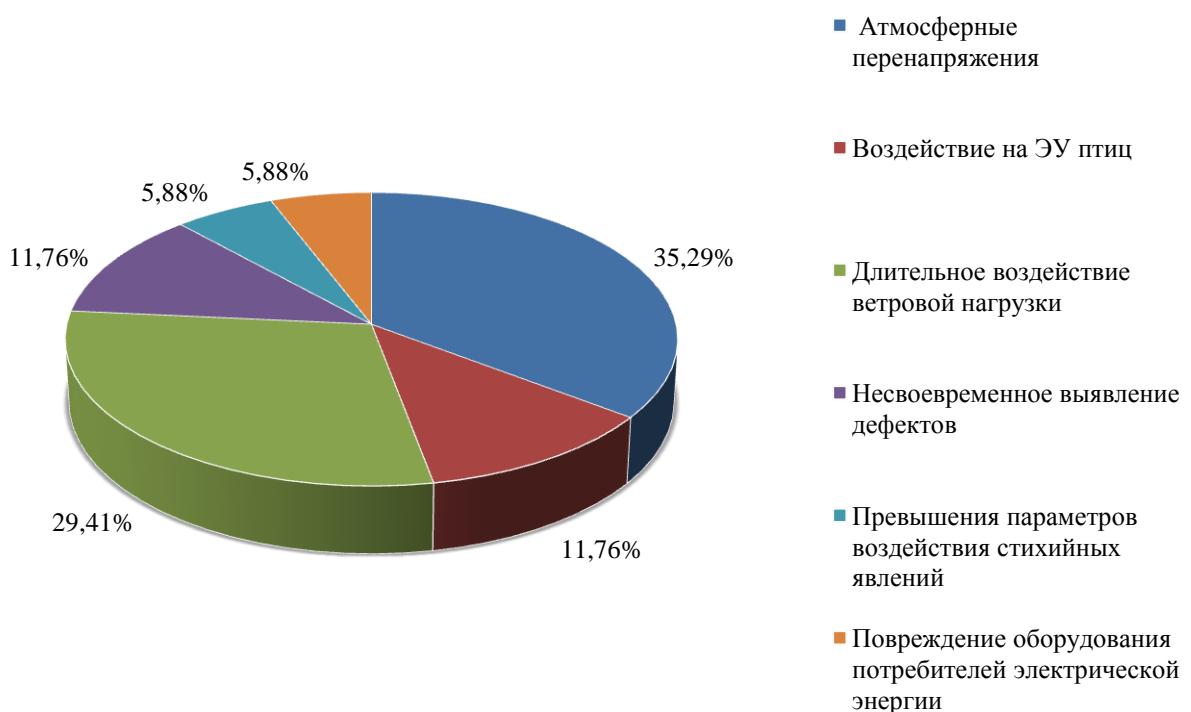


Рисунок 2.7 – Структура аварийных отключений ПС «Московская» в 2018 году

В 2018 году атмосферные перенапряжения влияли больше на надежность электроснабжения, чем в предыдущем году. Их количество возросло до 6 отключений, перерыв электроснабжения составлял 6,464 часов. Из-за длительного воздействия ветровой нагрузки ломались опоры, повреждались провода, что в итоге привело к 7,016 часам отключения. Эта причина отключения составляет 29,41% от всех отключений на подстанции.

В 2018 году, как и в 2017, присутствуют отключения из-за воздействия птиц на электроустановки. В 2018 году время отключения из-за воздействия птиц на ЭУ больше, чем в предыдущем, и составляет 1,568 часов.

Остальные организационные причины аварийных отключений не вызвали долгого нарушения электроснабжения потребителей.

На рисунке 2.8 представлена структура аварийных отключений ПС «Московская» в 2019 году.

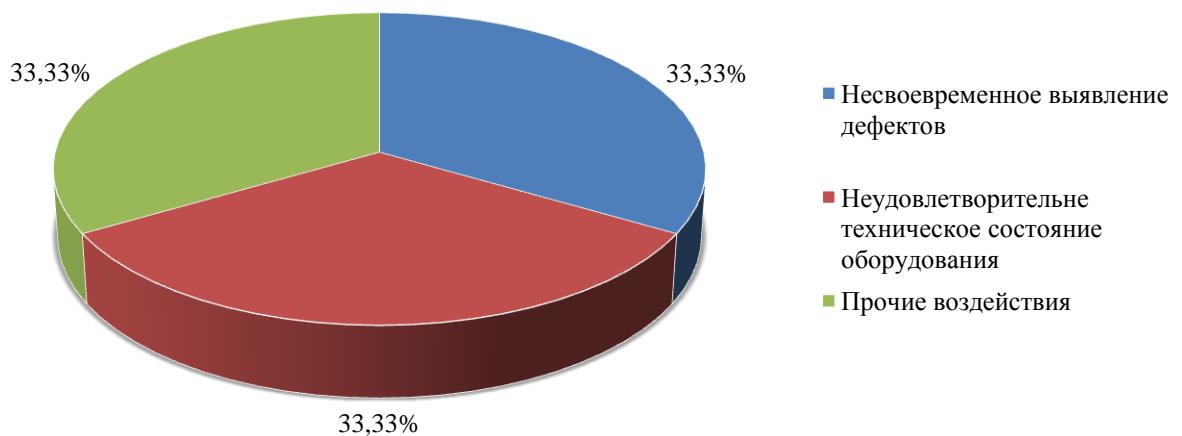


Рисунок 2.8 – Структура аварийных отключений ПС «Московская» в 2019 году

На ПС «Московская», как и на ПС «Вершино-Биджа», в 2019 году было всего 3 аварийных отключения. Суммарное время отключения всех видов аварий составляет 2,564 часов, из которых отключения продолжительностью 1,6 часов произошли из-за повреждения изоляции ОПН.

Анализируя аварийные отключения последних трех лет на ПС «Московская», можно заметить, что длительные нарушения электроснабжения наблюдаются из-за атмосферных перенапряжений и длительного воздействия ветровой нагрузки. На протяжении трех лет случались аварийные отключения из-за несвоевременного выявления дефектов, но их суммарная продолжительность составляет 1,23 часов. Неудовлетворительное техническое состояние оборудования привело к 5,28 часам перерыва электроснабжения за 3

года. Повреждение оборудования потребителей электрической энергии на ПС «Московская» намного меньше влияет на надежность электроснабжения по сравнению с ПС «Вершино-Биджа».

На рисунке 2.9 можно увидеть, как менялось количество отключений за 2017-2019 годы.

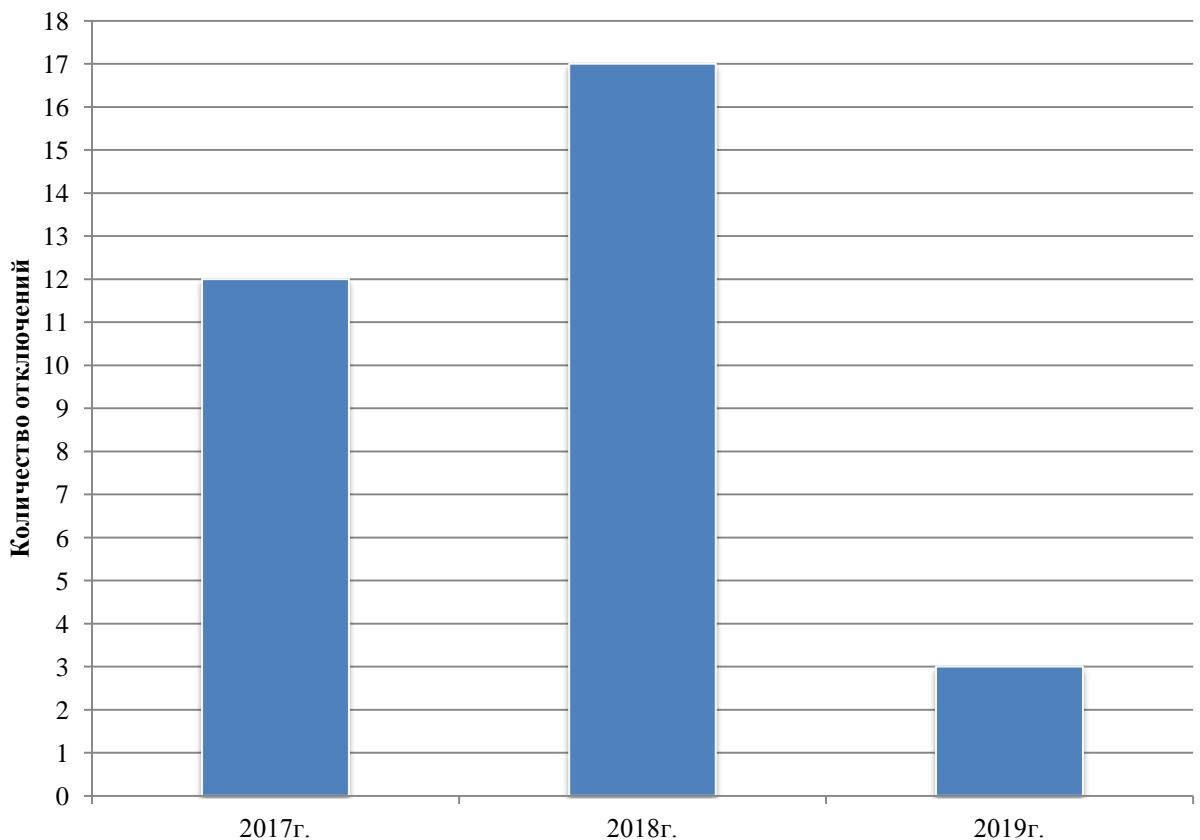


Рисунок 2.9 – Динамика аварийных отключений по годам

На рисунке 2.10 отображена суммарная продолжительность отключений за рассматриваемые годы.

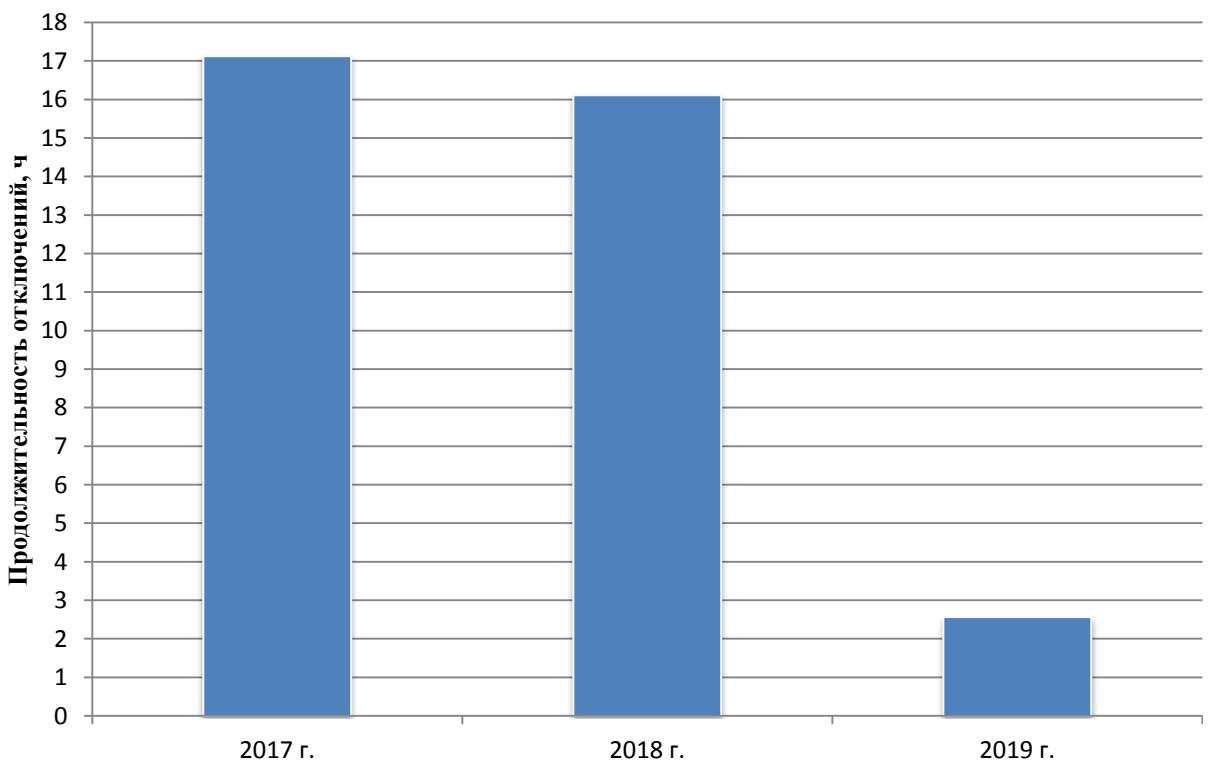


Рисунок 2.10 – Динамика продолжительности аварийных отключений по годам

### **2.3 Анализ аварийности и повреждаемости подстанций**

Количество аварийных отключений и длительность перерывов электроснабжения потребителей, питающихся от подстанций «Вершино-Биджа» и «Московская», приведено в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Показатели аварийности и повреждаемости подстанций

Год	2017		2018		2019	
	Кол-во отключ.	Время отключ., часов	Кол-во отключ.	Время отключ., часов	Кол-во отключ.	Время отключ., часов
Подстанция «Вершино-Биджа»	13	16,154	6	4,45	3	2,272
Подстанция «Московская»	12	17,123	17	16,115	3	2,564

На основании анализа аварийных отключений подстанций можно выявить характерные причины, на долю которых приходится самое большое количество повреждений и отключений. Это атмосферные (грозовые) перенапряжения, длительное воздействие ветровой нагрузки (обрывы и

схлестывания проводов), а также воздействия на электроустановки птиц (перекрытия изоляции), то есть повреждаемость сельских электрических сетей в значительной степени обусловлена погодными условиями и другими видами природного воздействия. Следует отметить, что распределение технических нарушений по сезонам года имеет следующий вид. Для подстанции «Вершино-Биджа»: зима – 9,09 %; весна – 9,09 %; лето – 68,18 %; осень – 13,63 %. Для подстанции «Московская»: зима – 16,66 %; весна – 6,66 %; лето – 50 %; осень – 26,6 %. То есть 63,46 % отключений и повреждений произошло в период с мая по август.

На рисунке 2.11 показано время отключения в процентах в зависимости от вида повреждения. Данные приведены суммарно по двум подстанциям.



Рисунок 2.11 – Структура аварийных отключений подстанций «Вершино-Биджа» и «Московская» по продолжительности

На долю технологических нарушений работы воздушных линий электропередачи приходится 77%, нарушений работы самих подстанций – 8%,

остальные технологические нарушения обусловлены повреждением и отключением оборудования потребителей электрической энергии.

Около 38% всех технических нарушений не приводили к нарушению электроснабжения потребителей за счет резервирования и работы сетевой автоматики.

#### **2.4 Влияние на аварийность подстанций воздействия птиц на электроустановки**

На рисунке 2.12 представлена доля отключений из-за воздействия на ЭУ птиц в Усть-Абаканском РЭС.

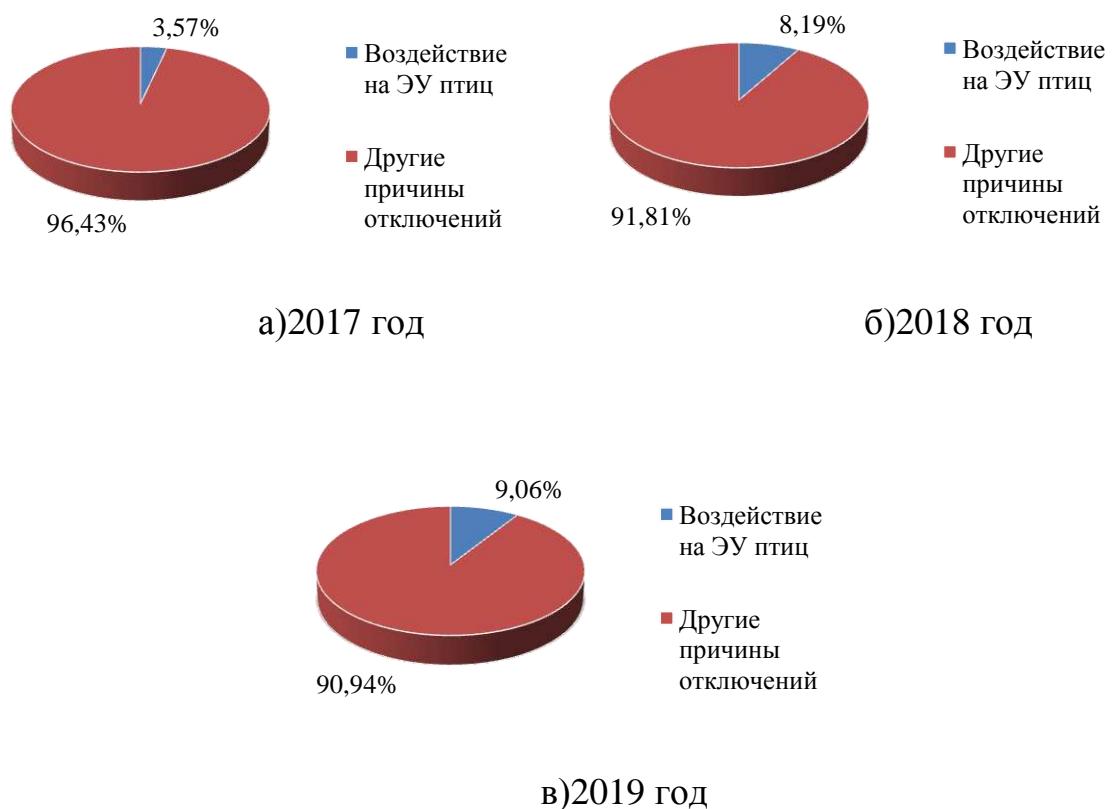


Рисунок 2.12 – Доля отключений из-за воздействия на ЭУ птиц в Усть-Абаканском РЭС в: а)2017 году; б) 2018 году; в)2019 году.

По рисунку 2.12 видно, что количество аварийных отключений из-за воздействия на электроустановки птиц в Усть-Абаканском РЭС с каждым

годом возрастает. В 2017 году было 3,57%, а в 2019 году возросло практически в 3 раза.

На рисунке 2.13 представлена доля отключений на ПС «Вершино-Биджа» и ПС «Московская» в общем количестве аварийных отключений по РЭС из-за воздействия на ЭУ птиц.

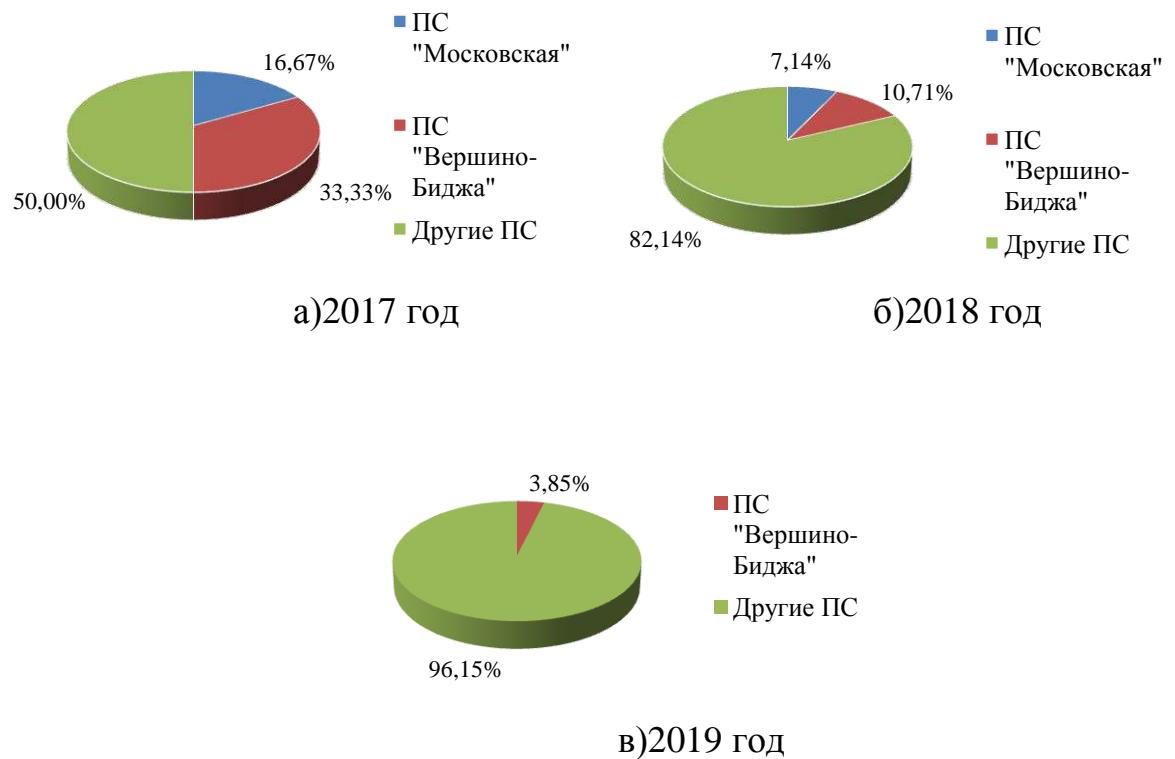


Рисунок 2.13 – Доля отключений на ПС «Вершино-Биджа» и ПС «Московская» в общем количестве аварийных отключений по РЭС из-за воздействия на ЭУ птиц в: а)2017 году; б) 2018 году; в)2019 году.

Количество аварийных отключений из-за воздействия на ЭУ птиц на ПС «Вершино-Биджа» в каждом году имеет больший процент, чем на ПС «Московская».

Суммарный процент аварий на рассматриваемых подстанциях в 2017 году составил 50% от общего количества отключений по РЭС из-за воздействия на ЭУ птиц, в 2018 году – 17,85%, в 2019 году – 3,85%.

### **3 Расчет показателей надежности**

Расчет надежности систем электроснабжения сводится к определению одного или нескольких количественных показателей на основе исходных характеристик надежности оборудования [7].

При проведении исследований необходимо учитывать специфику сельских электрических сетей – большую протяженность, разветвленность и малую плотность нагрузок, что усложняет задачу повышения надежности. Большое число глухих ответвлений не секционированных сетей приводит к отключению всей линии при повреждении в любой точке. Указанное обстоятельство диктует необходимость рационального размещения средств секционирования с целью локализации поврежденного участка сети.

В настоящее время имеются технические средства для обеспечения необходимого уровня надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. Однако широкое их использование сдерживается из-за больших затрат. Сетевое резервирование в условиях сельских сетей чаще всего экономически нецелесообразно и не применяется. Кольцевые перемычки между линиями соседних районных подстанций лишь отчасти решают задачу сетевого резервирования, и их строительство во многих случаях также не всегда оправдано. Проблему повышения надежности следует рассматривать как технико-экономическую, сопоставляя затраты на проведение дополнительных мер с уменьшением ущерба от перерывов электроснабжения.

Особенностью функционирования систем электроснабжения является то обстоятельство, что отказ элемента системы может не локализоваться в нем самом, а может привести к отключению не отказавших элементов и коммутационных устройств. Поэтому структурная схема надежности отличается от электрической схемы и возникает самостоятельная задача по составлению расчетных схем сложных систем.

Второй составляющей надежности системы электроснабжения является функциональная надежность, обусловленная особенностями режимных

реализаций в электрической схеме, ограничениями режимов и пропускных способностей элементов при изменении структуры в различных состояниях.

Деление на структурную и функциональную составляющие носит условный характер ввиду их взаимосвязи и взаимной обусловленности.

Показателем надежности назовем величину, характеризующую одну или несколько свойств, определяющих надежность системы.

В качестве показателей, количественно характеризующих надежность участка сети и ее элементов, рекомендуется использовать:

1. Параметр потока отказов  $\omega$  (при простейшем параметре потока отказов  $\omega = \lambda$ ), т.е. среднее количество отказов в единицу времени (обычно год), отнесенные к одному элементу, отказ/год. Для линий электропередачи параметр потока отказов может относится к 1 км линии и измеряется в отказ/(км\*год).

2. Среднее время восстановления (аварийного ремонта)  $T_B$ , год/отказ.

3. Параметр потока преднамеренных (плановых) отключений  $\omega_p$ , простой/год.

4. Средняя продолжительность одного преднамеренного отключения  $T_p$ , год/простой.

5. Коэффициент готовности (вероятность работоспособного состояния в промежутках между плановыми ремонтами)  $K_g$ , о.е.

6. Вероятность вынужденного простоя (вероятность неработоспособного состояния в промежутках между плановыми простоями)  $K_v$ , о.е.

7. Вероятность безотказной работы (вероятность того, что в пределах заданного времени или наработка не произойдет отказа)  $P(t)$ , о.е. Вероятность безотказной работы применяется для невосстанавливаемых систем. Для сетей его рекомендуется использовать до первого отказа, при этом  $t$  принимается равным году.

Перечисленные показатели надежности являются техническими характеристиками и позволяют сопоставлять между собой надежность нескольких альтернативных вариантов построения сети, а также проверять

соответствие уровня надежности рассматриваемого варианта требованиям технического задания на проектирование объекта.

Из рассматриваемых показателей параметр потока отказов, параметр потока преднамеренных отключений, среднее время плановых и аварийных отключений, являются базовыми и позволяют рассчитать другие показатели.

Ниже, в таблице 3.1 приведены усредненные данные по показателям надежности элементов электрических сетей [8].

Таблица 3.1 – Показатели надежности элементов электрических сетей

Элементы сети	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$\omega$ , отказ/год	Тв, час
Воздушные ЛЭП на железобетонных опорах(число аварийных отключений на 100 км)	10	7,6	5
Трансформаторы	35	0,01	70

Исходные данные для оценки эксплуатационной надежности ЛЭП и силовых трансформаторов представлены в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 – Исходные данные для оценки эксплуатационной надежности ЛЭП 10 кВ

Фидер	Число аварийных отключений			Длина линии, км
	2017	2018	2019	
ПС «Вершино-Биджа»				
80-05	7	2	1	93,858
80-04	2	1	0	7,516
80-09	2	3	0	17,521
ПС «Московская»				
77-17	5	8	1	41,219
77-12	3	7	2	16,034
77-06	2	2	0	4,401

Таблица 3.3 – Исходные данные для оценки эксплуатационной надежности силовых трансформаторов 35/10 кВ

Трансформатор	Число аварийных отключений		
	2017	2018	2019
ПС «Вершино-Биджа»			
1Т	1	0	1
2Т	1	0	1

### 3.1 Параметр потока отказов $\omega$

Поток отказов электрооборудования – это среднее количество отказов восстановливаемого электрооборудования в единицу времени за рассматриваемый период времени при условии замены отказавших изделий новыми [9].

Вычисление данных по числу отключений не представляет определенных трудностей и выполняется путем суммирования данных по формуле 3.1:

$$\omega = \frac{\sum \frac{\Delta r_i}{L_i}}{n} \quad (3.1)$$

где  $\Delta r$  – число отключений  $i$ -й линии;

$L$  – длина линии, км;

$n$  – число лет.

Для примера рассчитаем параметр потока отказов для ПС «Вершино-Биджа» в 2017 году.

$$\omega = \frac{\frac{7}{93,858} + \frac{2}{17,521} + \frac{2}{7,516}}{1} = 0,454$$

Дальнейший расчет идет аналогично, результаты расчетов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты обработки статистических данных по числу аварийных отключений ЛЭП 10 кВ

ПС «Вершино-Биджа»					
Аварийные отключения					
Год	2017	2018	2019	Среднее значение $\omega - \omega_c = 0,263$ отказ/км·год	
$\Delta r$	11	6	1		
$\omega$	0,454	0,325	0,01		
ПС «Московская»					
Аварийные отключения					
Год	2017	2018	2019	Среднее значение $\omega - \omega_c = 0,653$ отказ/км·год	
$\Delta r$	10	17	3		
$\omega$	0,763	1,085	0,111		

По среднестатистическим данным параметр потока отказов ЛЭП 10 кВ для 100 км равен 7,6 отказ/год, то есть 0,076 отказ/км\*год. Полученные средние значения параметр потока отказов для ПС «Вершино-Биджа» и ПС «Московская» намного превышают среднестатистические.

Параметр потока отказов для 1Т ПС «Вершино-Биджа» в 2017-2019 гг:

$$\omega_c = \frac{1 + 1}{3} = 0,66 \text{ отказ/год.}$$

Параметр потока отказов для 2Т ПС «Вершино-Биджа» в 2017-2019 гг. так же равен 0,66 отказ/год.

По среднестатистическим данным параметр потока отказов для трансформаторов 35/10 кВ составляет 0,01 отказ/год. Средние значения потока отказов трансформаторов превышают среднестатистические.

### 3.2 Среднее время восстановления

Наиболее широко применяемым показателем ремонтопригодности электрооборудования, используемого в СЭС, является среднее время восстановления. Это среднее времяостояния электрооборудования, связанное с обнаружением и устранением одного отказа [8]. Среднее время восстановления рассчитывается по формуле 3.2:

$$T_B = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^n \tau_i \quad (3.2)$$

где  $\tau_i$  – время обнаружения и устранения  $i$ -го отказа;

$m$  – количество отказов.

Результаты расчетов среднего времени восстановления представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Среднее время восстановления (аварийного ремонта)

ПС «Вершино-Биджа»			
Аварийные отключения			
Год	2017	2018	2019
Тв, час	1,45	0,74	1,74
ПС «Московская»			
Аварийные отключения			
Год	2017	2018	2019
Тв, час	1,9	0,94	0,85

Среднестатистическое время восстановления ЛЭП 10 кВ равно 5 часам.

Полученные средние значения времени восстановления намного меньше среднестатистического.

Среднее время восстановления 1Т ПС «Вершино-Биджа»:

$$T_{B.c} = \frac{0,11 + 0,4}{3} = 0,17 \text{ час}$$

Среднее время восстановления 2Т ПС «Вершино-Биджа»:

$$T_{B.c} = \frac{0,08 + 0,128}{3} = 0,208 \text{ час}$$

Среднестатистическое время восстановления трансформаторов 35/10 кВ равно 70 часам. Можно сделать вывод, что время восстановления трансформаторов ПС «Вершино-Биджа» незначительное.

## **4 Выбор мероприятий для повышения надежности электроснабжения**

Мероприятия по обеспечению системной надежности и надежности электроснабжения потребителей направлены на поддержание экономически и социально приемлемого гарантированного уровня надежности, оцениваемого определенной совокупностью базовых показателей [10].

В результате анализа аварийных отключений и их причин на ПС "Вершино-Биджа" и ПС "Московская" было выявлено, что воздействие на электроустановки птиц имеют постоянный характер и количество отключений по РЭС достаточно высоко. По этой причине отключаются как силовые трансформаторы, так и воздушные линии электропередач.

Так же проблему взаимодействия птиц и ЭУ рассматривают с экологической точки зрения. Внедрённые в окружающую среду электроустановки нередко выступают аналогами природных субстратов, необходимых для распределения птиц в пространстве. Крайними результатами взаимодействия животных и электроустановок являются «биоповреждения» электротехники, вызываемые организмами и «биоцидное» действие электротехнических устройств на организмы [11].

Необходимость защиты птиц от высокого напряжения электроустановок определена рядом международных документов (конвенций, резолюций и деклараций) по охране биоразнообразия, а также федеральным законом №52-ФЗ «О животном мире» от 24.04.1995 (ст. 28)[12], постановлением Правительства РФ от 13.08.1996 № 997 (раздел VII п.п.33-34)[13] и Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе»[14], Политикой инновационного развития, энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Россети»[15].

Предлагаю разработать мероприятия по обеспечению орнитологической безопасности электроснабжения для защиты электроустановок от воздействия

птиц и уменьшения продолжительности перерывов в электроснабжении, а также для сохранения редких и исчезающих видов птиц.

Орнитологическая безопасность электроснабжения – отсутствие взаимного негативного воздействия птиц и объектов электроснабжения (объектов электросетевого хозяйства).

На принадлежность электроустановки к птицеопасным объектам указывает наличие в её составе соответствующих составных конструктивных элементов:

- 1) токопроводящих траверс со штыревой изоляцией:
  - а) металлическая (либо железобетонная, деревянная и др., имеющая неизолированный токопроводящий материал – арматуру, специальный заземляющий проводник) траверса имеет место для присаживания на неё птиц на расстоянии вытянутого крыла от неизолированного токонесущего провода;
  - б) конструкция траверсы позволяет птице перекрыть крыльями две либо три фазы (одновременно коснуться двух или трёх токонесущих проводов),
- 2) наличие действующих заземляющих устройств на траверсе со штыревой изоляцией:
  - а) металлический проводник выполнен в виде проволочной перемычки, объединяющей траверсу с металлической арматурой железобетонной стойки опоры (вариант заземления через тело опоры);
  - б) металлический проводник соединяет траверсу с землёй, проходя по поверхности стойки опоры вдоль всей стойки (применяется для деревянных, реже железобетонных опор),
- 3) наличие неизолированных токонесущих проводов на траверсе со штыревой изоляцией:
  - а) к изолятору крепится токонесущий алюминиевый, стальной либо алюминиево-стальной провод, доступный для касания птицей, сидящей на заземленной траверсе (либо доступный для присаживания птицы в зоне возможного касания заземлённой траверсы);

4) наличие близко расположенных фазовых проводов (расстояние между фазами менее размаха крыльев птиц, обитающих в данной местности):

а) траверса имеет вид горизонтально расположенной балки с расположенными на ней штыревыми изоляторами, удалёнными друг от друга на расстоянии менее 1,5 м.

5) наличие подвесной изоляции с недостаточным отступом оголённого провода от заземлённой траверсы (менее 0,5 м). На принадлежность электроустановки к птицеопасным объектам также указывает отсутствие специальных птицезащитных устройств, предусмотренных для данного вида конструкции ЭУ.

Орнитоцидные воздушные ЛЭП 6-10 кВ берут начало с понизительных подстанций, имеющих выходную мощность 6-10 кВ. Как правило, на таких подстанциях имеются неизолированные выходные ячейки и порталы распределительных устройств, оснащённые штыревыми изоляторами, близко расположеными друг к другу, что делает их опасными для птиц.

Потенциальная опасность поражения птиц электрическим током на ЛЭП и сопутствующих электроустановках заключена в наличии доступных для птиц неизолированных токоведущих элементов (проводов и контактов) и заземлённых конструкций (опорных стоек, траверс и др.). При этом решающую роль играют габариты и взаимное расположение указанных конструктивных элементов. Поражение электрическим током происходит в момент замыкания цепи, когда в промежутке между заземляющим элементом и электрическим проводом оказывается одна или несколько птиц либо в момент, когда птица закорачивает своим телом промежуток между двумя фазовыми токоведущими элементами (проводами, контактами).

Также причиной междуфазного короткого замыкания и пережога проводов, вследствие перекрытия изолирующего воздушного промежутка, в результате подскока (колебания) провода, может стать одновременный взлёт с провода стаи птиц и схлестывания, в результате возникающих колебаний

проводов разных фаз. Иногда большие стаи птиц становятся причиной обрыва и падения проводов на землю.

Загрязнения изоляции и набросы на провода и изоляторы ВЛ приводят к перекрытиям и отключениям ВЛ, большим ущербам от перерыва электроснабжения потребителей, повреждению электрооборудования.

Несомненно, прогрессивным аспектом модернизации объектов электроснабжения является применение самонесущих изолированных проводов, которые существенно снижают риск поражения птиц электричеством, но экономически необоснованно [11].

## **5 Выбор технических средств обеспечения орнитологической безопасности электроснабжения**

Понятие «специальное птицезащитное устройство» законодательно закреплено в Постановлении Правительства Российской Федерации от 13.08.1996 года №997 «Об утверждении требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи» [16].

Это понятие позволяет избежать ошибки при выборе нужных изделий среди множества защитных устройств, имеющих разные, зачастую взаимоисключающие, целевые и функциональные характеристики.

В нашем случае специальное птицезащитное устройство – это диэлектрическое изделие, специально сконструированное и предназначенное для предотвращения поражения птиц электрическим током на воздушных линиях электропередачи мощностью от 6 кВ и выше.

Напротив, защитное устройство, изначально разработанное для защиты ЛЭП или иных объектов от негативного воздействия птиц, не может называться специальным птицезащитным, поскольку в действительности оно является объектозащитным устройством (например, устройство для защиты ЛЭП от птиц правильно называть «специальным ЛЭП-защитным устройством»).

Различные антиприсадные агрессивные (отпугивающие, заградительные, колючие, ударяющие слабым током и т.п.) ЛЭП-защитные устройства и приспособления, применяемые широко в практике защиты ЛЭП от птиц, не должны использоваться в качестве основного оборудования для защиты птиц от гибели на ЛЭП. Недопустимо под видом проведения птицезащитных мероприятий применять ЛЭП-защитные устройства, которые нередко приводят к обратному эффекту – повышают уровень орнитологической опасности оснащаемой электроустановки.

Следует обратить внимание на слово «устройство». Оно означает некое инженерно-техническое изделие с заведомо заданными параметрами. Недопустимо путать данное понятие с понятием «приспособление». Например, применение вместо специального ПЗУ какого-либо птицезащитного приспособления (холостого изолятора, деревянного бруска, пластиковой упаковки, отрезка полиэтиленовой трубы и др.) неправомерно. Их использование в определённых случаях может быть оправдано лишь в качестве вспомогательных средств в комбинации со специальными ПЗУ для усиления свойств последних.

При выборе оптимальных устройств необходимо учитывать, что свойства и качество ПЗУ определяются, как их внешними конструкционными характеристиками (конфигурация, габариты и др.), так и физикохимическими свойствами материалов, применяемых при их изготовлении (устойчивость к факторам внешней среды, фото- термоустойчивость, пожаробезопасность и др.).

Прежде всего, специальные птицезащитные устройства должны обладать определёнными диэлектрическими свойствами (запрещается использовать неизолированные металлические ПЗУ), так как их главное назначение – изоляция участков токонесущих проводов в местах их крепления к изоляторам, а также находящихся под напряжением контактов или вводов. ПЗУ должны соответствовать габаритам птиц, обитающих в данной местности (как правило, от мелких воробышков до крупных – орлов и аистов) [11]. Согласно современной зарубежной практике, минимально допустимая длина птицезащитного кожуха для ПЗУ нового поколения рекомендуется не менее 1400 мм (Директива VDE-AR-N 4210-11 Союза немецких электротехников «Охрана птиц на воздушных линиях электропередачи среднего напряжения») [17].

Среди большого разнообразия средств защиты птиц от поражения электрическим током на электросетевых объектах необходимо безошибочно отбирать конструкции ПЗУ, отвечающие требованиям орнитологической

безопасности, а также отраслевым техническим требованиям, предъявляемым к элементам воздушных ЛЭП.

Разновидности устройств защиты птиц:

1. Устройства защиты птиц изолирующего типа

Защищают птиц от непосредственного контакта с проводами, арматурой ВЛ и иными не изолированными элементами оборудования ВЛ, такими как изоляторы, вводы и выводы трансформаторов, защитное оборудование.

2. Устройства защиты птиц насестного типа

Устройства насестного типа создают условия для безопасной посадки птиц и защищают птиц от контакта с токоведущими и заземленными частями опор. Устанавливаются на горизонтальных полках уголков траверс ВЛ.

3. Устройства защиты птиц маркерного типа

Воздушные шары-маркеры используются в качестве визуального индикатора проводов и тросов ВЛ. Делают элементы ВЛ более заметными для птиц во время полёта.

4. Устройства защиты птиц антиприсадочного типа

Устройства защиты птиц от поражения электрическим током на ВЛ антиприсадочного типа предназначены для защиты гирлянд изоляторов от загрязнения продуктами жизнедеятельности птиц и самих птиц от поражения электрическим током на ВЛ 6 – 750кВ. Устройства устанавливается на траверсе ВЛ рядом с местом крепления изолятора или гирлянды изоляторов и препятствует посадке птицы на траверсу в зоне его защиты. Кроме того, оно обладает отпугивающим эффектом за счет колебаний устройства, вызываемых воздействием ветра.

5. Устройства защиты птиц антипосадочного типа

Предназначены для защиты гирлянд изоляторов от загрязнения продуктами жизнедеятельности птиц и самих птиц от поражения электрическим током. Устройство устанавливается на траверсе ВЛ над местом крепления гирлянды изоляторов и препятствует посадке птицы на траверсу в

зоне его защиты. Кроме того, оно обладает отпугивающим эффектом за счет колебаний устройства, вызываемых воздействием ветра [18].

На рисунке 5.1 представлены разновидности птицезащитных устройств на примере продукции ООО «МЗВА»[19].

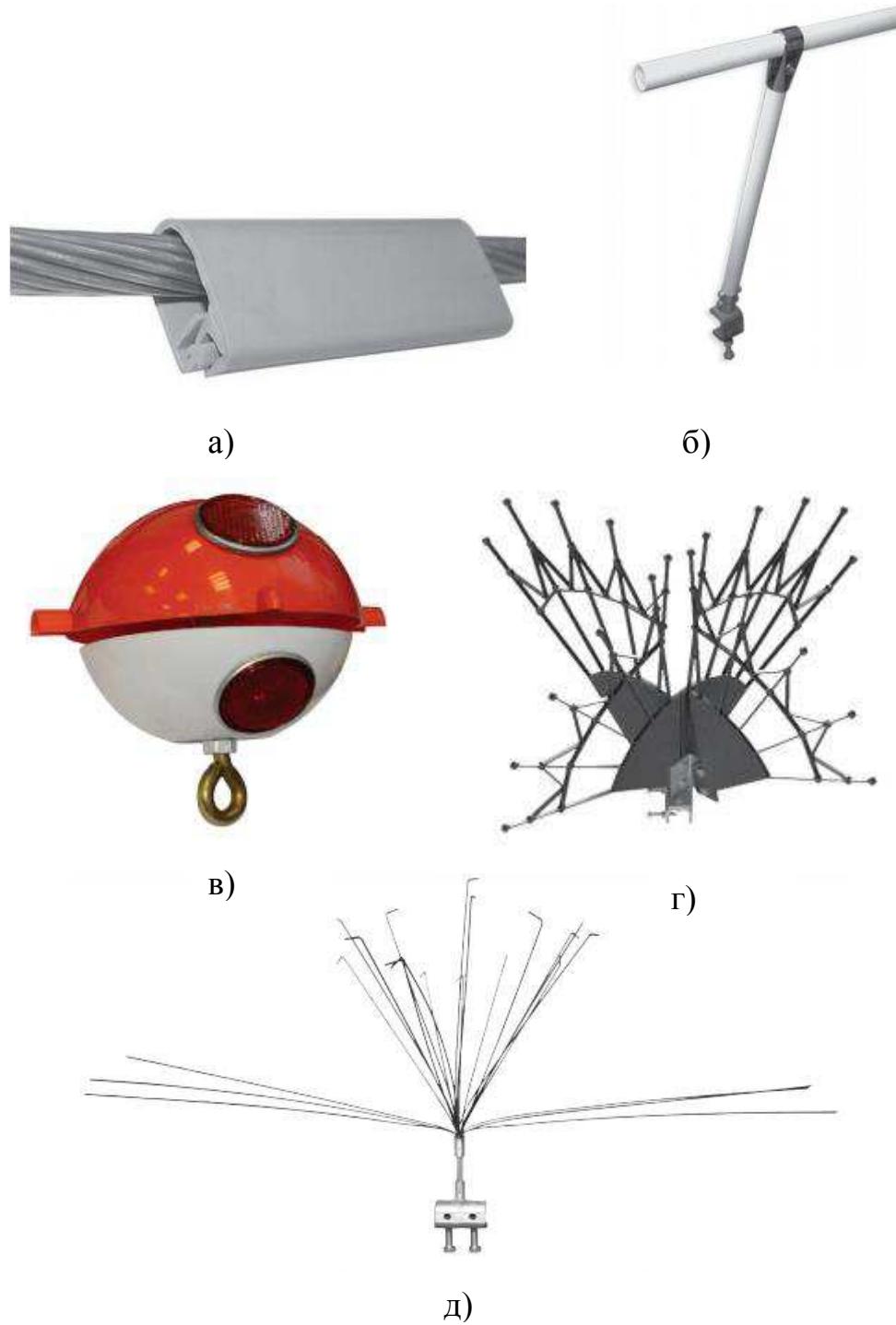


Рисунок 5.1 – Птицезащитные устройства: а) изолирующего типа ЗП-КП; б) насестного типа ЗП-Н1; в) маркерного типа ММ-01; г) антиприсадочного типа ЗП-АП; д) антипосадочного типа ЗПК.

В настоящее время в России ПЗУ производят компании: ООО «МЗВА»[19], ООО «Эко-НИОКР»[20], ООО «НПП Авис»[21], ООО «ИТС»[22], ООО «НТЦ Практик-новатор»[23], ООО «Тайко Электроникс РУС»[24].

Сравним характеристики корпусов для защиты птиц на ЛЭП нескольких компаний в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Сравнение характеристик корпусов для защиты птиц

Название компании	Название корпуса для защиты птиц	Цена, руб	Электрическая прочность изоляции, кВ	Электрическое сопротивление изоляции, МОм	Характеристики окружающей среды, °C
«Эко-НИОКР»	ПЗУ-6-10кВ-МЛ-2	400	12	20	От -45 до +50
«НПП«Авис»	ПЗУ-6-10кВ-line	350	12	20	От -60 до +120
«НТЦ«Практик-новатор»	ПЗУ-6-10кВ-МЛ-2(К3)	420	12	20	От -45 до +50
«Тайко Электроникс РУС».	BCIC 3313	3465	24	нет данных	От -40 до +60

Для сведения к минимуму аварий из-за воздействия птиц на ЭУ предлагаю воспользоваться современными птицезащитными устройствами, предназначенными для подстанций и ЛЭП компании ООО «НПП Авис».

Для установки на промежуточные опоры ЛЭП выбираем ПЗУ-6-10кВ-line. Представляет из себя сборное устройство, состоящее из двух частей: верхнего элемента и нижнего элемента. Верхний элемент имеет надёжную защёлку, обеспечивающую гарантированное соединение с нижним элементом.

На рисунке 5.1 представлены конструктивные элементы ПЗУ-6-10кВ-line.



Рисунок 5.1 – Конструктивные элементы ПЗУ-6-10кВ-line

ПЗУ-6-10кВ-line предназначено для защиты птиц от поражения электрическим током и для защиты изоляторов от вредного влияния окружающей среды. Уникальная конструкция обеспечивает вращение по вертикальной оси двух составных частей, что позволяет без изгибающих нагрузок устанавливать устройство на изоляторе. Изготавливается из атмосфераустойчивого полимера. Крепление ПЗУ-6-10кВ-line к проводу осуществляется многоразовыми фиксаторами, применение которых позволяет сократить время монтажа до 8 раз и обеспечивает возможность монтажа без отключения линии.

Для установки на анкерно-угловые опоры ЛЭП выбираем ПЗУ-6-10кВ-corner. ПЗУ-6-10кВ-corner представляет собой сборное устройство, состоящее из четырех составных частей: двух верхних и двух нижних элементов. Заложенная в конструкцию возможность копирования угла поворота линии является выгодной отличительной особенностью изделия.

Устройство выполняет роль изоляционного материала, исключающего возможность короткого замыкания между токоведущими частями ЛЭП и заземленными конструкциями и короткого замыкания траверсами. При посадке любых птиц на штыревой изолятор, траверсу или провод контакт траверсами является невозможным, так как конструкция, габариты и изоляционные свойства изготовления ПЗУ полностью ограничивает это.

На рисунке 5.2 представлено ПЗУ-6-10кВ-corner.

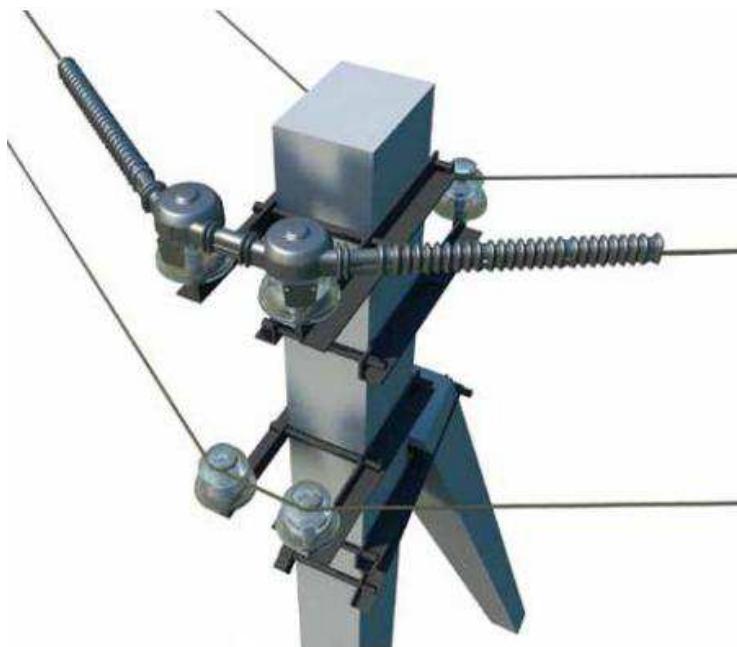


Рисунок 5.2 – ПЗУ-6-10кВ-corner

Конструкция и материал изготовления птицезащитных устройств производства ООО "НПП "Авис":

- позволяет производить низовой осмотр ЛЭП;
- дает возможность без демонтажа устройства проворачивать изделие вдоль продольной оси, что позволяет провести полноценный верховой осмотр линии (контроль целостности изолятора и вязки провода);
- предотвращает скопление льда, снега, воды, пыли, птичьего помета как на ПЗУ, так и под устройством;
- позволяет устанавливать ПЗУ на ВЛ с комбинированным использованием натяжных изоляторов типа ПС-70Е и штыревых изоляторов.
- позволяет эксплуатировать изделия в течение 45 лет (расчетный показатель, основанный на эксплуатационных свойствах материала)[21].

## **6 Расчет показателей надежности после применения системы защиты от воздействия птиц**

Для оценки эффективности были выполнены расчеты показателей надежности воздушных линий 10 кВ после применения системы защиты от птиц.

Исходные данные для оценки эксплуатационной надежности ЛЭП и силовых трансформаторов после применения системы защиты от воздействия птиц представлены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Исходные данные для оценки эксплуатационной надежности ЛЭП 10 кВ

Фидер	Число аварийных отключений			Длина линии, км
	2017	2018	2019	
ПС «Вершино-Биджа»				
80-05	5	0	1	93,858
80-04	2	0	0	7,516
80-09	2	3	0	17,521
ПС «Московская»				
77-17	4	6	1	41,219
77-12	2	7	2	16,034
77-06	2	2	0	4,401

Таблица 5.2 – Исходные данные для оценки эксплуатационной надежности силовых трансформаторов 35/10 кВ

Трансформатор	Число аварийных отключений		
	2017	2018	2019
ПС «Вершино-Биджа»			
1T	0	0	0
2T	0	0	1

При применении ПЗУ на ПС «Вершино-Биджа» количество аварийных отключений за 3 года уменьшилось на 8 отключений и составляет 14, вместо 22 аварийных отключений. На ПС «Московская» количество аварийных отключений за 3 года уменьшилось на 4 отключения и составляет 26, вместо 30 аварийных отключений.

## **6.1 Параметр потока отказов $\omega$**

Параметры потока отказов после применения системы защиты от воздействия птиц представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты обработки статистических данных по числу аварийных отключений ЛЭП 10 кВ после применения ПЗУ

ПС «Вершино-Биджа»			
Аварийные отключения			
Год	2017	2018	2019
$\Delta r$	9	3	1
$\omega$	0,433	0,133	0,01

ПС «Московская»			
Аварийные отключения			
Год	2017	2018	2019
$\Delta r$	8	15	3
$\omega$	0,676	0,96	0,111

По среднестатистическим данным параметр потока отказов ЛЭП 10 кВ для 100 км равен 7,6 отказ/год, то есть 0,076 отказ/км·год. Полученные средние значения параметр потока отказов для ПС «Вершино-Биджа» и ПС «Московская» также превышают среднестатистические.

Параметр потока отказов для 2Т ПС «Вершино-Биджа» в 2017-2019 гг:

$$\omega_c = \frac{1}{3} = 0,33 \text{ отказ/год.}$$

По среднестатистическим данным параметр потока отказов для трансформаторов 35/10 кВ составляет 0,01 отказ/год. Средние значения потока отказов трансформаторов превышают среднестатистические.

## **6.2 Среднее время восстановления**

Среднее время восстановления после внедрения мероприятий практически не изменилось. Потому что в основном на двух подстанциях либо АПВ было успешное, либо удавалось оперативно найти место аварии и устранить её. Среднее время восстановления после применения системы защиты от воздействия птиц представлено в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Среднее время восстановления (аварийного ремонта) после применения ПЗУ

ПС «Вершино-Биджа»				
Аварийные отключения				
Год	2017	2018	2019	Среднее значение Тв– Тв.с =1,21 час
Тв, час	1,42	0,47	1,74	
ПС «Московская»				
Аварийные отключения				
Год	2017	2018	2019	Среднее значение
Тв, час	1,87	0,85	0,85	Тв– Тв.с =1,19 час

Среднестатистическое время восстановления ЛЭП 10 кВ равно 5 часам.

Полученные средние значения времени восстановления меньше среднестатистического.

Среднее время восстановления 2Т ПС «Вершино-Биджа»:

$$T_{v.c} = \frac{0,128}{3} = 0,042 \text{ час}$$

Среднестатистическое время восстановления трансформаторов 35/10 кВ равно 70 часам. Можно сделать вывод, что время восстановления трансформаторов ПС «Вершино-Биджа» незначительное.

## **7 Оценка экономической эффективности применения птицезащитных устройств**

Рассчитаем экономический эффект применения птицезащитных устройств на примере фидера 77-12 подстанции «Московская».

На рисунке 7.1 представлена поопорная схема ВЛ-10 кВ фидера 77-12 села Московское.

Всего опор - 219 шт.

В том числе промежуточных: 182 шт.

промежуточных - угловых: 25 шт.

анкерных - концевых: 2 шт.

анкерных - угловых: 12 шт.

Для анкерных - угловых используем ПЗУ-6-10кВ-corner. Необходимо 12 птицезащитных устройств типа ПЗУ-6-10кВ-corner стоимостью 570 рублей.

Для промежуточных, промежуточных – угловых и анкерных - концевых используем ПЗУ-6-10кВ -line. Необходимо 209 птицезащитных устройств типа ПЗУ-6-10кВ-corner стоимостью 350 рублей.

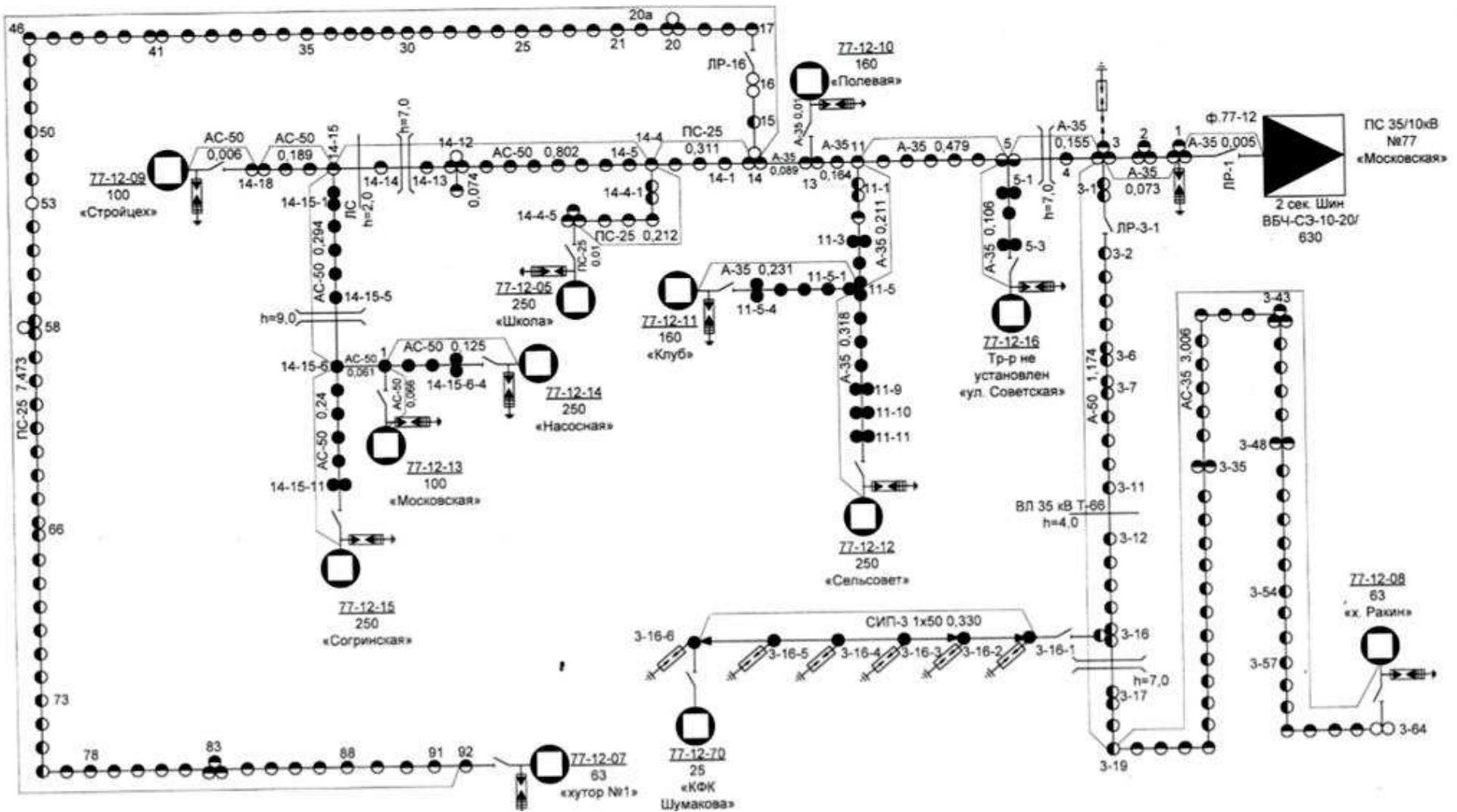


Рисунок 7.1 – Поопорная схема ВЛ-10 кВ ф. 77-12 с. Московское

## **7.1 Расчет капитальных затрат**

Капитальные затраты – это единовременные денежные средства, которые необходимы для строительства новых объектов, развития и реконструкции действующих электрических сетей.

Капитальные затраты формируются из затрат на изыскательские, проектные и подготовительные работы; стоимости оборудования; стоимости строительных и монтажных работ; затрат на эксплуатацию строительных механизмов; стоимости отчуждения земли и переустройства других объектов[8].

По формуле 7.1 определим капитальные затраты.

$$K = n_o * K_{ПЗУ} * n_{\phi} \quad (7.1)$$

где  $n_o$  – количество опор;

$K_{ПЗУ}$  – капитальные вложения в птицезащитное устройство;

$n_{\phi}$  – количество фаз.

Капитальные затраты на ПЗУ-6-10кВ-corner:

$$K_{ПЗУ-6-10кВ-corner} = 12 * 570 * 3 = 20520 \text{ руб.}$$

Капитальные затраты на ПЗУ-6-10кВ-line:

$$K_{ПЗУ-6-10кВ-line} = 209 * 350 * 3 = 219450 \text{ руб.}$$

Суммарные капитальные затраты на ПЗУ:

$$K = 20520 + 219450 = 239970 \text{ руб.}$$

## **7.2 Определение ущерба от перерывов электроснабжения**

Перерывы в электроснабжении могут привести к недоотпуску и порче продукции, нарушению и прекращению технологических процессов, отрицательному влиянию на состояние животных.

Аналитическое выражение для определения ущерба имеет вид:

$$Y = y_0 W_{п.э.} \quad (7.2)$$

где  $y_0$  – удельный ущерб от недоотпуска 1 кВт·ч электроэнергии;  
 $W_{\text{п.э.}}$  – количество недоотпущеной электроэнергии за время перерывов электроснабжения потребителей.

Удельный ущерб учитывает ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителю и ущерб энергосистемы, вызываемый недоиспользованием оборудования, а также затраты на ремонтно-восстановительные работы. Правительство РФ рекомендует с учетом зарубежного опыта этот коэффициент принимать равным 1,5 ... 4 долл/кВт·ч, т.е. в ценах 2009 г. это будет 50 ... 140 руб/кВт·ч.

Объем недоотпуска электроэнергии за время перерывов в электроснабжении зависит от потребляемой мощности и продолжительности перерывов.

Объем недоотпуска электроэнергии складывается из величин недоотпущеной электроэнергии по отдельным участкам сети в связи с авариями и плановыми отключениями[8]:

$$W_{\text{п.э.}} = \sum_{z=1}^Z P_z k_{oz} \tau_{nz} \quad (7.3)$$

где  $Z$  – количество расчетных участков сети;

$P_z$  – мощность трансформаторных подстанций по  $z$ -му участку сети, кВт;

$k_{oz}$  – коэффициент одновременности включения электроприемников по  $z$ -му участку сети (при отсутствии реальных данных  $k_{oz} = 0,6$ );

$\tau_{nz}$  – суммарная продолжительность отключений за год по  $z$ -му участку сети, ч.

Определим объем недоотпуска электроэнергии из-за аварийных отключений по причине воздействия на электроустановки птиц за 2017-2019 гг. по формуле 7.3:

$$W_{\text{п.э.}} = 1316,8 * 0,6 * 1,6519 = 1304,4 \text{ кВт}$$

Определим ущерб от перерывов электроснабжения по формуле 7.2:

$$y = 100 * 1304,4 = 13044 \text{ руб.}$$

### **7.3 Определение срока окупаемости**

Самым простым индикатором целесообразности инвестиций является простой срок окупаемости. Срок окупаемости – это продолжительность времени от начала реализации проекта до того момента, когда чистый доход от его реализации покроет его начальную стоимость [25].

Простой срок окупаемости (PP) рассчитывается в годах по следующей формуле:

$$PP = CI/SE \quad (7.4)$$

где  $CI$  – капитальные затраты на реализацию мероприятий;

$SE$  – экономия в стоимостном выражении.

Определим простой срок окупаемости по формуле 7.4:

$$PP = \frac{239970}{13044} = 18,4 \text{ лет.}$$

Критерием эффективности в данном случае является приемлемый срок окупаемости для инвестора. Эксплуатация ПЗУ возможна в течение 45 лет.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Выпускная квалификационная работа выполнена по материалам из журнала учета данных по всем прекращениям передачи электрической энергии, произошедших на объектах Усть-Абаканского РЭС ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» за 2017-2019 гг.

В ходе выполнения работы выполнен статистический анализ аварийных отключений и их причин; произведены расчеты основных показателей надежности; предложены мероприятия по повышению надежности электроснабжения; выполнен анализ экономической эффективности мероприятий по повышению надежности электроснабжения.

Цель выпускной квалификационной работы, заключающаяся в разработке предложений по снижению аварийных отключений подстанций «Московская» и «Вершино-Биджа» Усть-Абаканского РЭС, достигнута, все поставленные задачи решены в соответствии с заданием.

Практическая значимость работы обусловлена тем, что теоретические и практические рекомендации проведенного анализа могут быть использованы специалистами электросетевых компаний при проектировании и обслуживании электрических сетей.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Анашкин, С. С. Способы повышения надежности электроснабжения потребителей в сельской местности / С. С. Анашкин, А. П. Борисовский, Ю. Е. Ерохина. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2018. – № 3 (189). – С. 34-36. – URL: <https://moluch.ru/archive/189/47932/> (дата обращения: 19.06.2020).
2. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – с.59
3. Выпускная квалификационная работа по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» : метод. указания / сост. Н. В. Дулесова; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2017. – 62 с.
4. Надежность системы электроснабжения [Электронный ресурс] URL: [https://studbooks.net/2132673/matematika\\_himiya\\_fizika/raschet\\_pokazateley\\_nadezhnosti\\_sistemy](https://studbooks.net/2132673/matematika_himiya_fizika/raschet_pokazateley_nadezhnosti_sistemy) ( Дата обращения 14.06.2020).
5. Шеметов А.Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006.
6. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.
7. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: курс лекций / сост. Н. В. Дулесова ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ, 2016–227с.
8. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Петров Д.В. Технико-экономические расчеты распределительных электрических сетей. – Ростов-на-Дону: «Терра Принт», 2009. – 132 с.
9. Александров, Д. С. Надёжность и качество электроснабжения предприятий: учебное пособие / Д. С. Александров, Е. Ф. Щербаков.– Ульяновск : УлГТУ, 2010. – 155 с.

10. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. /Воропай Н. И., Ковалёв Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.
11. Салтыков А.В., Джамирзоев Г.С. Руководство по обеспечению орнитологической безопасности электросетевых объектов средней мощности (методическое пособие). Махачкала: АЛЕФ, 2015. – 75 с.
12. Федеральный закон от 24 апреля 1995 №52-ФЗ «О животном мире»
13. Постановление Правительства Российской Федерации от 13 августа 1996 года № 997 «Об утверждении Требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи».
14. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», ПАО «Россети».
- 15 . СТО 34.01-2.2-010-2015. Птицезащитные устройства для воздушных линий электропередачи и открытых распределительных устройств подстанции, ПАО «Россети».
16. Об утверждении Требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи. – Постановление Правительства РФ № 997 от 13 августа 1996 Г.
17. Директива VDE-AR-N 4210-11 Союза немецких электротехников «Охрана птиц на воздушных линиях электропередачи среднего напряжения». – 39 с.
18. Птицезащитные устройства на ВЛ 10кВ [Электронный ресурс] URL: <https://velsnab.ru/ptitsezashchitnye-ustroystva/> ( Дата обращения 07.07.2020).
19. МЗВА. Комплексные решения в области птицезащитных устройств для линий электропередачи [Электронный ресурс] URL: <https://mzva.ru/katalog> ( Дата обращения 10.07.2020).

20. Эко-НИОКР. Специальные птицезащитные устройства для воздушных ЛЭП и подстанций [Электронный ресурс] URL: <https://birdprotect.ru> ( Дата обращения 10.07.2020).

21. Научно-производственное предприятие «Авис» [Электронный ресурс] URL: <http://avis-pro.ru> ( Дата обращения 10.07.2020).

22. Птицезащитные устройства [Электронный ресурс] URL: <http://rrrcn.ru/ru/electrocutions/bpd> ( Дата обращения 10.07.2020).

23. Научно-технический центр “Практик-новатор» [Электронный ресурс] URL: <https://practic-novator.ru> ( Дата обращения 10.07.2020).

24. Тайко Электроникс РУС [Электронный ресурс] URL: <https://terussia.ru> ( Дата обращения 10.07.2020).

25. Формирование пакета мероприятий по повышению энергоэффективности МКД. Оценка экономической эффективности пакета мероприятий. [Электронный ресурс] URL: [https://open.nnov.ru/theme/assets/documents/Формирование\\_пакета\\_мероприятий\\_по\\_повышению\\_энергоэффективности\\_МКД.pdf](https://open.nnov.ru/theme/assets/documents/Формирование_пакета_мероприятий_по_повышению_энергоэффективности_МКД.pdf)(Дата обращения 12.07.2020).

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 25 наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Лещинская Н.Г.  
(ФИО)

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал  
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

Электроэнергетика  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедры  
Г.Н.Чистяков  
подпись инициалы, фамилия  
«27 » 07 2020 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование специальности)

Анализ показателей надежности работы ПС «Московская» и ПС «Биджа» Усть-  
Абаканского РЭС  
(наименование темы)

Руководитель Евд «26 07 2020г. доцент каф. ЭЭ.к.т.н  
подпись, дата

Е.В.Платонова  
инициалы , фамилия

Выпускник М «24» 07 2020г  
подпись дата

Н.Г.Лещинская  
инициалы , фамилия

Нормоконтролер Л «17» 07 2020г  
подпись, дата

И.А.Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2020