

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ – МСХА имени К.А. ТИМИРЯЗЕВА»
(ФГБОУ ВО РГАУ–МСХА имени К.А. Тимирязева)

На правах рукописи

ТИШКОВ ВИТАЛИЙ ВЛАДИМИРОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СЕЛЬСКИХ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА БАЗЕ
НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ**

Специальность 4.3.2 Электротехнологии, электрооборудование и
энергоснабжение в агропромышленном комплексе

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
кандидат технических наук, доцент
Белов Сергей Иванович

Москва, 2023г.

Содержание

Введение	5
Глава 1. Анализ показателей надежности сельских распределительных электрических сетей	13
1.1 Основные показатели надежности систем электроснабжения сельских распределительных электрических сетей	13
1.2 Потребители электрической энергии в системе электроснабжения предприятий АПК в составе Балашихинских распределительных электрических сетей	15
1.3 Оценка показателей надежности сельскохозяйственных потребителей	19
1.4 Эксплуатируемое оборудование электросетевого комплекса	20
1.5 Повреждения электрооборудования	23
1.5.1 Общая статистика повреждений в исследуемом объекте	23
1.5.2 Повреждения кабельных линий	24
1.5.3 Повреждения воздушных линий	28
1.5.4 Повреждения в оборудовании ТП, РП	33
1.6 Экономические потери от повреждений, происходящих в Балашихинских распределительных электрических сетях	35
1.6.1 Потери от недоотпуска электрической энергии	35
1.6.2 Расчет ущерба, наносимого сельскохозяйственным потребителям	38
1.7 Результаты анализа статистических данных об уровне надежности	39
1.8 Система технического обслуживания и ремонта в сельских распределительных электрических сетях	40
Выводы по главе 1	42
Глава 2. Обоснование и выбор применения информационных технологий для задач по повышению показателей надежности	44
2.1 Направления деятельности информационных технологий в системе электроснабжения	44
2.2 Технологии, применяемые в электроэнергетике	45
2.3 Применение облачных технологий для хранения и анализа информации о параметрах и отказах элементов электрических сетей	48

2.4 Нейронные сети в электроэнергетическом комплексе.....	53
Выводы по главе 2.....	58
Глава 3. Оценочные показатели для формирования модели будущей нейронной сети.....	60
3.1. Введение оценочных показателей распределительной электрической сети	60
3.2 Индексы важности	61
3.3 Индексы ненадежности	65
3.4 Индекс технического состояния оборудования (ИТС)	70
3.5 Выбор набора критериев и весовых коэффициентов для расчета ИТС	76
3.5.1 Формирование критериев.....	76
3.5.2 Формирование весовых коэффициентов	78
3.6 Качественная оценка технического состояния оборудования	81
3.7 Система ранжирования порядка проведения работ ТООР.....	81
Выводы по главе 3.....	83
Глава 4. Применение нейронных сетей в прогнозировании показателей надежности электрических сетей	84
4.1 Нейронные сети и их особенности	84
4.2 Прогнозирование с <u>использованием</u> нейронных <u>сетей</u>	91
4.3 Формирование языкового алгоритма нейронной сети.....	100
Выводы по главе 4.....	102
Глава 5. Применение методики прогнозирования работ по ТООР с учетом оценки показателей надежности полученных с помощью нейронных сетей для Балашихинских электрических сетей	103
5.1 Расчет оценочных показателей для выбранной части оперативной схемы Балашихинской электрической сети	103
5.2 Расчет оценочных показателей для участка электрической сети	105
5.2.1 Расчет индексов важности	105
5.2.2 Расчет индексов ненадежности	109
5.2.3 Расчет индекса технического состояния.	117
5.3 Ранжирование работ ТООР по результатам проведенных расчетов.....	120
5.4 Экономический эффект от применения методики прогнозирования.....	121

5.5 Прогнозирование работ по ТОиР в Балашихинских электрических сетях в краткосрочном периоде.	122
5.6 Оценка эффективности примененной стратегии повышения надежности электрических сетей.....	125
Выводы по главе 5.....	128
Заключение.....	129
Список использованной литературы.....	131
Приложения	141

Введение

Актуальность исследования. Распределительные электрические сети 0,4-35 кВ в процессе эксплуатации имеют самый весомый недостаток - технологические нарушения, которые образуются в отказе различных элементов электрических сетей. Основными оценочными показателями работоспособности электрических сетей является частота отказов и недоотпуск электрической энергии. Аварийные и плановые отключения несут в себе большие экономические потери от недоотпуска электрической энергии и ущерб, наносимый потребителям. Система электроснабжения теоретически формируется в соотношении полученного уровня надежности электроснабжения к рациональному использованию экономических затрат, средств и оборудования, которое способствует к качественному уровню необходимого продукта-электрической энергии, что выполняет главный смысл всего электроэнергетического комплекса в целом. Система планово-предупредительных ремонтов (ППР) предполагает производить необходимые технические мероприятия по поддержанию необходимого уровня надежности, но на сегодняшний день не всегда способна удержать показатели надежности в необходимых рамках.

Современные электрические сети, располагающиеся в сельских районах нашего государства, характеризуются повышенным уровнем износа электрооборудования, несовершенством электрических схем питания, большой протяженностью воздушных и кабельных линий 6-10 кВ, физическим и моральным устареванием оборудования. В процессе исследования было установлено, что частота отказов ω для потребителей II и III категории превышает допустимые значения времени перерывов в год более 9,2 и 72 час/год соответственно. Недоотпуск электрической энергии и затраты на аварийно-восстановительные работы сельскохозяйственным потребителям составляет около 2-4 % от всего годового недоотпуска электросетевыми организациями Балашихинских электрических сетей и наносимый ущерб составляет около 5-20% от годового ущерба всех потребителей согласно годовым отчетам электросетевых организаций.

Для восстановления и поддержания необходимого уровня надежности необходимо произвести комплексные мероприятия технического и организационного характера. Одним из наиболее перспективных и качественных направлений являются строительство новых трансформаторных подстанций, кабельных и воздушных линий, но данный процесс имеет в большие временные промежутки и затраты. Основываясь на международном и отечественном опыте реализованных проектов повышения надежности с использованием современных информационных технологий, выделяются важные параметры их работы: малые экономические затраты и минимальное время вхождения в эксплуатацию.

Правительство РФ и министерство энергетики РФ особое внимание уделяет повышению энергоэффективности и энергосбережения, а также занимаются вопросами применения перспективных направлений, которые в краткосрочный период способны поддержать необходимый уровень надежности, что прямо отразится на всех отраслях экономики нашего государства в целом.

Для качественного изменения показателей надежности за счет внесения изменений в систему технического обслуживания и ремонта (ТОиР) необходимо сформировать оценочные показатели уровня надежности единичного элемента электрической сети, которые дадут оценку реального технического состояния, степени важности и ненадежности такого элемента для участков и всей сети в целом. На их основе необходимо сформировать математическую модель, которая позволит грамотно производить технические мероприятия согласно системе ППР и выработать методику проведения таких мероприятий, что позволит восстановить и поддерживать необходимый уровень надежности. Применение нейронных технологий для прогнозирования таких оценочных показателей позволит производить планирование технических мероприятий на различные временные промежутки и производить планирование таких работ.

Сформированная методика определения показателей надежности с применением интеллектуальных технологий на основе нейронных сетей позволит обслуживать и ремонтировать наиболее важные и изношенные элементы

электрической сети, тем самым уменьшая количество отказов, недоотпуск электрической энергии и ущерб, наносимый потребителям.

Степень разработанности темы исследования. Повышенный износ электрических сетей приводит к более частым технологическим нарушениям или отказам оборудования, что способствует увеличению экономических потерь от недоотпуска электрической энергии электросетевыми организациями и ущербу, наносимым потребителям. Большая протяженность и обширный объем единиц оборудования в электрических сетях не позволяют быстро производить реконструкционные работы по замене неисправных элементов электрической сети. Проводимые работы по ТОиР зачастую проводятся без учета реального состояния оборудования. Ряд элементов электрических сетей подвергается ремонту, хотя еще не израсходован запас надежности для их дальнейшей эксплуатации. Кроме того, следует отметить существующую систему планово-предупредительных ремонтов, которая часто подвергается критике со стороны электросетевых организаций в процессе планирования мероприятий, способствующих снижению расходов на работы по ТОиР. Для решения данной проблемы необходимо определить перспективное направление повышения надежности электрических сетей за счет более рационального определения объемов планово-предупредительных ремонтов за счет применения современных информационных технологии.

Проблемой повышения надежности распределительных электрических сетей занимались многие ученые, среди которых: И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, Д.Н. Удинцев, В.М. Расторгуев, А.В. Виноградов, С.С. Анашкин, А.С. Ванин, А.В. Ланин, С.В. Авраменко, В.А. Буторин, Н.И. Воропай, Ю.Б. Гук, Г.Ф. Ковалев, Л.М. Рыбаков, Д.С. Стребков, О.И. Хомутов и др. в работах которых представлены методы повышения показателей надежности распределительных электрических сетей, рекомендации по их повышению и пути развития.

Однако анализ вышеуказанных работ показал, что еще недостаточно изучены такие проблемы как:

-оценка уровня реального технического состояния, важности и ненадежности единичного элемента электрических сетей

-использование рациональных приемов при определении работ ТОиР;

Целью работы. Разработка методики прогнозирования оценочных показателей элементов электрических сетей с использованием нейронных сетей, и на её основе, адекватно производить планирование работ по ТОиР с учетом физического состояния оборудования, которое влияет на очередность и на уровень надежности в целом.

На защиту выносятся:

- 1) Методика обработки статистических данных показателей надежности распределительных электрических сетей.
- 2) Оценочные показатели единичного элемента электрической сети, учитывающие важность, ненадежность и реальный уровень технического состояния.
- 3) Методика ранжирования перечня работы по ТОиР.
- 4) Нейронная сеть на базе программного комплекса MATLAB Simulink прогнозирующая показатели надежности элементов электрической сети с учетом накопленной информации.

Объект научных исследований. Сельскохозяйственные потребители в распределительных электрических сетях.

Предмет научных исследований. Показатели надежности в распределительных электрических сетях.

Задачи исследования:

- 1) Выполнить анализ показателей надежности сельскохозяйственных потребителей различных категорий надежности;
- 2) Произвести выбор современных информационных технологий на основе международного и отечественного опыта для повышения надежности распределительных электрических сетей;
- 3) Сформировать оценочные показатели надежности единичного элемента электрической сети и на их основе определить систему ранжирования порядка проведения работ ТОиР;

- 4) Составить инженерный и языковой алгоритм работы нейронной сети на основании сформированных оценочных показателей;
- 5) Применить сформированную нейронную сеть для прогнозирования оценочных показателей надежности участка Балашихинских распределительных электрических сетей;
- 6) Произвести оценку экономической эффективности предложенной методики прогнозирования по различным показателям и сравнить применяемую стратегию повышения надежности с опытом применения других стратегий в распределительных электрических сетях по различным показателям.

Методика исследования. Научные исследования проводились с применением методов статистической обработки данных, методов инженерного эксперимента, компьютерного моделирования и произведение вычислений как аналитическими, так и численными методами.

Научная новизна исследований включает:

1. Методику обработки статистических данных электросетевых организаций показателей надежности элементов существующих электрических сетей;
2. Оценочные индексы надежности электрических сетей, учитывающие важность, ненадежность и реальное техническое состояние элементов СЭС;
3. Итоговый показатель, отражающий многокритериальное свойство единичного элемента СЭС;
4. Методика составления перечня работ по ТОиР, с учетом прогнозируемых данных от нейронной сети на базе программного комплекса MATLAB Simulink на основе полученных статистических показателей электрической сети.

Достоверность исследований. Математический аппарат соответствует решаемой научной задаче, что доказывается сравнительными показателями расчетных и экспериментальных данных. В результате обработки документации Балашихинских электрических сетей, обслуживаемых электросетевой организацией ЗАО «Электросетьэксплуатация» были получены необходимы информационные данные, которые взяты за основу диссертационного исследования.

Теоретическая и практическая ценность исследований.

Теоретическая значимость работы заключается в проведении анализа статистических данных существующих электрических сетей по различным параметрам и определении перспективных информационных технологий для задач повышения уровня надежности электрических сетей.

Практическая значимость работы заключается в формировании оценочных показателей, их прогнозирования на основе нейронных сетей и методике формирования рационального перечня работ по техническому обслуживанию и ремонту, которые позволят уменьшить количество отказов в электрических сетях, что снизят экономические потери от недоотпуска электрической энергии и ущерб, наносимый электропотребителям.

Положения, выносимые на защиту:

- 1) Методика обработки статистических данных показателей надежности распределительных электрических сетей.
- 2) Оценочные показатели единичного элемента электрической сети, учитывающие важность, ненадежность и реальный уровень технического состояния.
- 3) Методика ранжирования перечня работ по ТОиР.
- 4) Нейронная сеть на базе программного комплекса MATLAB Simulink прогнозирующая показатели надежности состояния элементов электрической сети с учетом накопленной информации.

Апробация научных результатов. Обсуждались и докладывались основные положения и результаты диссертационной работы на международных и российских научно-технических конференциях:

- Международная научно-практическая конференция «Наука - общество - технологии - 2017», РИО ИЦИПТ, Уфа, 30 мая 2017 г.
- XXII Студенческая международная научно-практическая конференция «Научное сообщество студентов: Междисциплинарные исследования», АНС «СибАК», Новосибирск; 5 июня 2017 г.

- Международная научная конференция, посвященная 130-летию Н.И. Вавилова, РГАУ-МСХА имени К.А. Тимирязева, Москва; 7 декабря 2017 г.

- Международная научная конференция молодых учёных и специалистов, посвящённая 150-летию со дня рождения В. П. Горячкина и 175-летию со дня рождения К. А. Тимирязева, РГАУ-МСХА имени К.А. Тимирязева, Москва; 6 июня 2018 г.

- Научно-техническая конференция «Техногенная энергобезопасность и энергоресурсосбережение», МИЭЭ, Москва, 5 июля 2018 г.

- Международная научная конференция профессорско-преподавательского состава, посвященная 175-летию со дня рождения К.А. Тимирязева, РГАУ-МСХА имени К.А. Тимирязева, Москва, 5 декабря 2018 г.

- Международная научно-техническая конференция «Наука без границ и языковых барьеров», Орловский ГАУ, г. Орел, 19 апреля 2019 г.

- Международная научная конференция молодых ученых и специалистов, посвященной 150-летию А.В. Леонтовича, РГАУ-МСХА имени К.А. Тимирязева, г. Москва, 4 июня 2019 г.

- 2-я Международной молодежной конференции 2020 года по радиоэлектронике, электротехнике и энергетике (REEPE), МЭИ, г. Москва, 9 апреля 2020 г.

- Международная научно-практическая конференция «Современная наука как фактор и ресурс передового развития», МЦНП «Новая наука», г. Петрозаводск, 18 сентября 2023 г.

Публикации научных работ. По теме опубликовано 18 печатных научных работ, в том числе 3 работы рецензируемых изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией Российской Федерации, 1 работа включена в научную базу Scopus, 13 работ в прочих изданиях, 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (№2023616934 от 04.04.2023 г.) (всего 4,06 авторских печатных листов).

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованной литературы и приложений. Общий объем

работы 150 страниц, содержит 16 таблиц, 36 рисунков и шесть приложений. Библиография включает 103 наименования.

Личный вклад соискателя.

Личный вклад соискателя заключается в:

-формулировании задач исследования, проведении анализа показателей надежности распределительных электрических сетей;

-определении перспективных современных информационных технологий имеющие успешное практическое применение для решения задач по повышению надежности распределительных электрических сетей;

-разработке оценочных показателей элементов электрической сети, оценивающих важность, ненадежность и реальный уровень технического состояния;

-разработке системы ранжирования работ ТОиР и нейронной сети, прогнозирующих предложенные оценочные показатели.

Глава 1. Анализ показателей надежности сельских распределительных электрических сетей

1.1 Основные показатели надежности систем электроснабжения сельских распределительных электрических сетей

Основной комплексной проблемой электроснабжения сельских потребителей, которые имеют свое начало от частного сектора (пригородных территорий) и заканчиваются крупными аграрными предприятиями на сегодняшний день становится нестабильный уровень надежности распределительных электрических сетей. Данная проблема зачастую обусловлена отдалённостью от центров питания, повышенным износом электрооборудования и зачастую неправильной системой эксплуатации оборудования. Как итог — это рост числа отказов оборудования (технологических нарушений), увеличение перерывов в электроснабжении и самое главное — это убытки, которые несут как конечный потребитель, так и поставщик электроэнергии. Зачастую отключения в системе электроснабжения сопровождаются различными видами потерь, которые отражаются в цене конечного продукта, попадающего на стол потребителя. Поэтому повышение надежности системы электроснабжения становится первоочередной задачей для всех участников рыночных взаимоотношений, которые становятся зависимыми от поступающей электроэнергии надлежащего качества.

Решением данной проблемы занимались и продолжают заниматься многие отечественные ученые, такие как И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, С.С. Анашкин, А.С. Ванин, А.В. Ланин, С.В. Авраменко, В.А. Буторин, Н.И. Воропай, Ю.Б. Гук, Г.Ф. Ковалев, Л.М. Рыбаков, Д.С. Стребков, О.И. Хомутов и др. При решении этой задачи ведут свои исследовательские работы ведущие производственные организации и корпорации, которые производят и поставляют на территории нашей страны электрооборудование и технические средства для его эксплуатации такие как ABB, General Electric и Schneider Electric, IEK, TDM и т.д.

Показатели, отражающие реальный уровень надежности электрической сети, выражаются во временных промежутках отключений в год (ч/год), которые определены для различных групп электропотребителей. В соответствии с ПУЭ все электроприемники по надежности электроснабжения разделяются на три категории: I, II, III. В Российском объединении Сельэнергопроект (ОАО «РОСЭП») разработаны Методические рекомендации по обеспечению нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

Потребители I категории не допускают перерывов в электроснабжении и снабжаются электроэнергией от 3-х источников питания (два основных и один источник бесперебойного питания (ИБП)), резервирующие друг друга в автоматическом режиме, и допускают, перерыв только на время срабатывания коммутационных аппаратов и вторичных элементов. Соответственно допустимое время перерыва $\tau=0$.

Потребители II категории должны быть обеспечены двумя источниками питания, которые взаимно резервируют друг друга. Допустимая частота отказов ω_{II} зависит от типа электроприемников, различающихся по допустимой продолжительности перерывов τ (показана в таблице 1.1).

Таблица 1.1 - Допустимые продолжительности перерывов электроснабжении для потребителей II категории

τ , ч	ω_{II}	Нагрузка, кВ*А	Время час/год
$\tau \leq 0,5$	2,5	Любая	1,25
$\tau \leq 4$	2,3	Любая	9,2
$4 \leq \tau \leq 10$	0,1	Более 120	1
$4 \leq \tau \leq 10$	0,2	≤ 120	2

Для потребителей III категории допускается иметь один источник питания. Допустимая частота отказов ω_{III} ($\tau \leq 24$) = 3 отказа в год, 72 часа/год.[98]

Рассмотрев статистические показатели технологических нарушений и плановых отключений, были установлены показатели времени перерывов:

$$\tau_I = 0,2 - 0,7 \text{ ч;}$$

$$\tau_{II} = 0,8 - 1,3 \text{ ч};$$

$$\tau_{III} = 7 - 36 \text{ ч};$$

Данные значение выходят за пределы допустимого и требуют произвести необходимые мероприятия по их восстановлению. Рассмотренным выше показателям надежности электроснабжения, стоит отметить, что главной причиной больших потерь потребителей стали временные простои от недополученной электрической энергии, которые порой не укладываются в нормативные значения.

1.2 Потребители электрической энергии в системе электроснабжения предприятий АПК в составе Балашихинских распределительных электрических сетей

В связи с постановлением от 07.08.2013 года об утверждении государственной программы Московской области "Энергоэффективность и развитие энергетики" принято решение об объединении всех электрических сетей в единую энергосистему под управление АО «Мособлэнерго» [53]. С течением времени на всей территории Московской области происходило постепенное формирование филиалов в каждом из городских округов таких как: г. Люберцы, г. Электротгорск, г. Балашиха и д.р. Структура и формирование электрических сетей Московской области имеет ряд похожих характеристик и их уместно сравнить с единичным субъектом данного региона, который имеет в своем составе ряд потребителей агропромышленного комплекса на пригородных территориях.

С января 2015 года сформирован Балашихинский филиал АО «Мособлэнерго» и совместно с ЗАО «БЭЛС», который обслуживает распределительные сети 0,4-10 кВ на территории городского округа Балашиха площадью 97,8 км². Численность населения городского округа составляет более 260 тысяч человек и город разделен на 30 микрорайонов бытового сектора системы электроснабжения.

Балашихинские распределительные электрические сети имеют в своем составе более 100 тыс. потребителей различных уровней напряжения и категорий надежности. (рис. 1.1)

В основном территория городского округа состоит из городских улиц и проспектов, но около 25% территории относится к площадям частного сектора.

Наиболее крупные промышленные предприятия такие как:

- Московский авиационно-ремонтный завод ДОСААФ (МАРЗ);
- Балашихинский опытный химический завод (БОХЗ);
- Балашихинский литейно-механический завод (БЛМЗ);
- Балашихинский завод автомобильных кранов (БАКМ);
- Балашихинский кислородный завод и д.р. [47, 48]

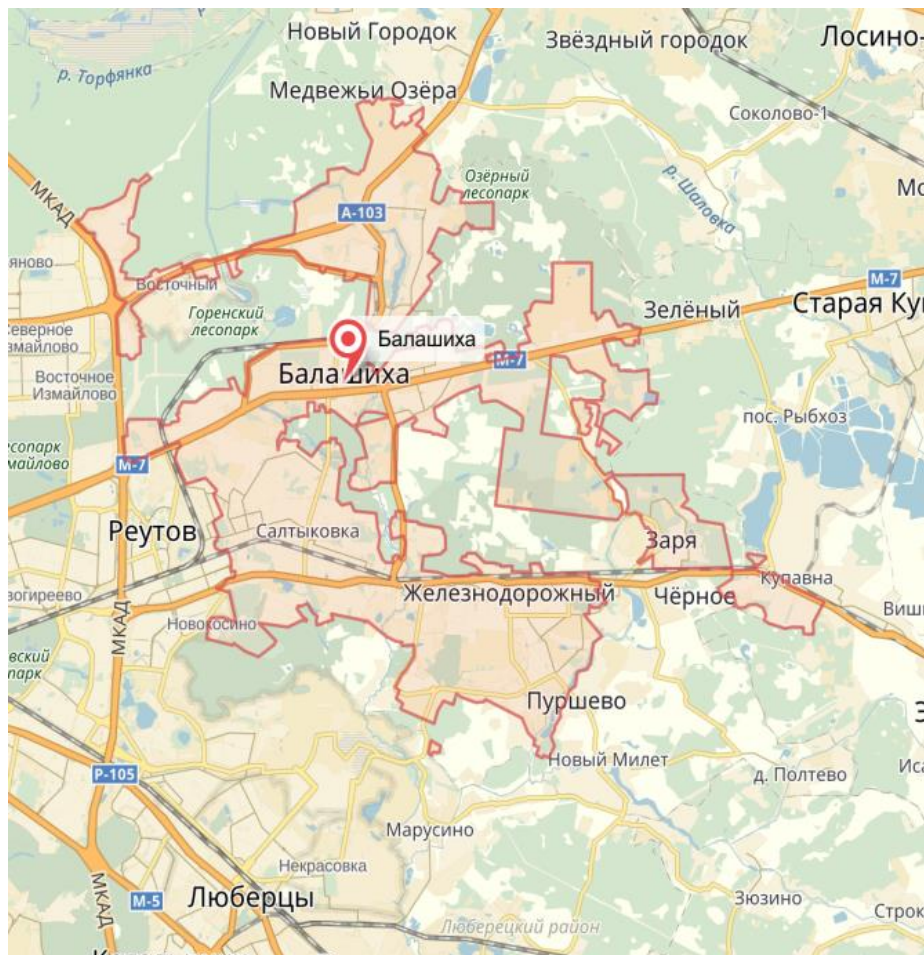


Рисунок 1.1 - Площадь города Балашиха

Эти предприятия питаются по линиям 6-10 кВ и являются наиболее значимыми с точки зрения потребления электрической энергии и имеют первую категорию надежности, но фактически электросетевые организации предоставляют

категорию II, т.к. не занимаются эксплуатацией автономных резервных источников питания различных видов. Данные автономные источники находятся в управлении и эксплуатации самих потребителей.

Вторая часть потребителей второй категории — это больницы, школы, социально значимые предприятия, которые в основном имеют уровень напряжения 0,4 кВ.

К потребителям третьей категории относятся:

- 38 микрорайонов жилого сектора;
- 16 населенных пунктов сельского типа;
- продовольственные объекты и др. [11, 12]

Среди них имеются потребители агропромышленного комплекса (АПК) и прилегающие потребители сельского хозяйства, к которым относятся:

- 1) Жилые дома в населенных пунктах (деревня, село, поселок, поселок городского типа, хутор и т.д.).
- 2) Коммунально-бытовые потребители (больницы, школы, магазины, бани и т. д.).
- 3) Производственные потребители колхозов и совхозов (животноводческие фермы, зерноочистительные пункты, хранилища сельскохозяйственной продукции, котельные и т. д.).
- 4) Предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции (молокозаводы, консервные заводы, мясокомбинаты и т. д.).

В городском округе Балашиха имеются:

- 15 населенных пунктов;
- более 400 жилых домов;
- 20 детских садов;
- 9 школ;
- более 300 магазинов;
- 12 сельскохозяйственных предприятий по выработке и переработке сельскохозяйственной продукции;

Зачастую данные объекты из-за плотной застройки и быстроразвивающейся инфраструктуры городов и различных комплексов находятся по соседству и по факту становятся частью электросетевого комплекса города в составе новообразованных микрорайонов или округов. Четкая грань между сельским и городским потребителем порой не имеет ярко выраженной характеристики.

На рисунке 1.2 представлена диаграмма потребителей, получающих электрическую энергию от Балашихинских распределительных электрических сетей. [2]

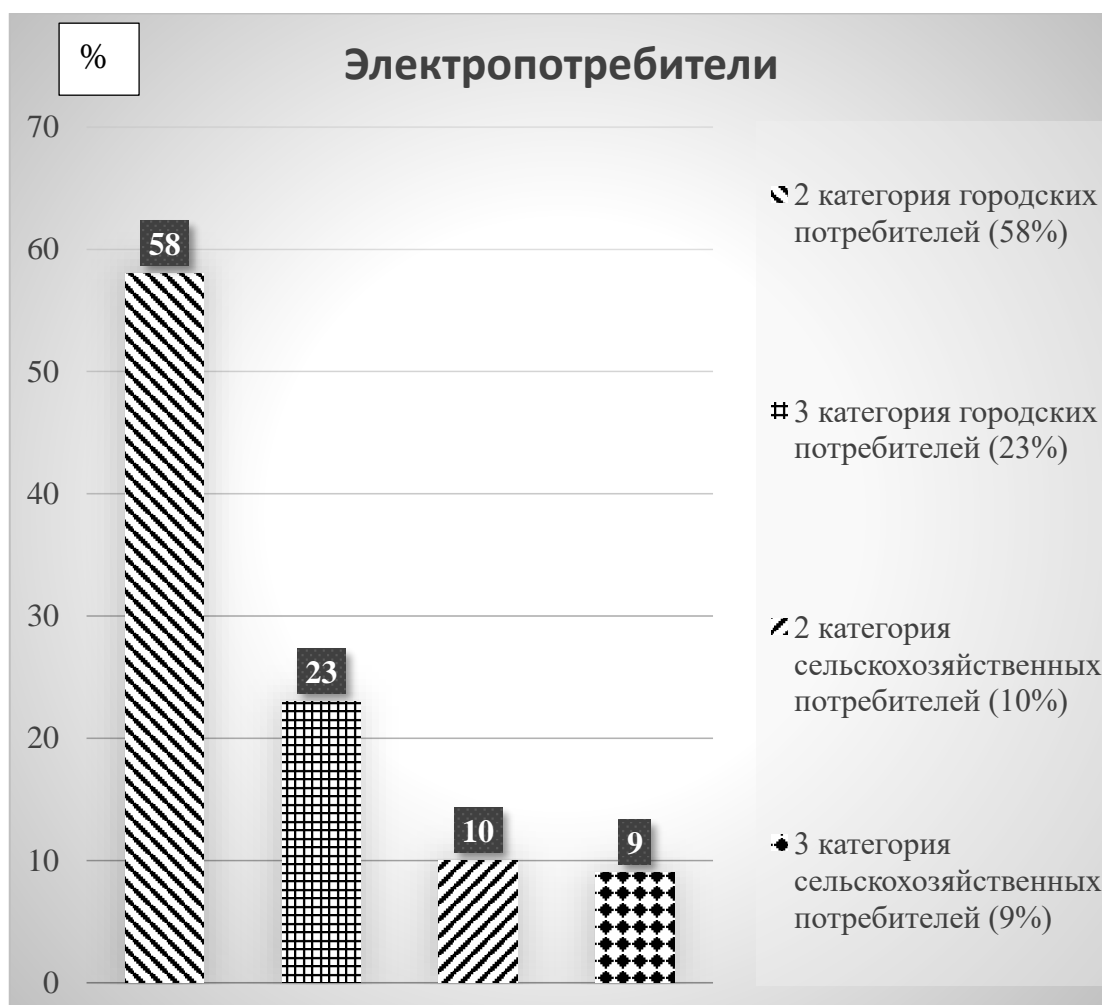


Рисунок 1.2 - Потребители электрической энергии Балашихинских электрических сетей

1.3 Оценка показателей надежности сельскохозяйственных потребителей

За отчетный период были исследованы и рассчитаны основные показатели надежности потребителей агропромышленного комплекса в составе Балашихинских электрических сетей различных категорий надежности, что позволяет дать критическую оценку.

Расчет оценки произведен для основных крупных агропромышленных предприятий и объектов, объединенных в подгруппы: в основу взяты нормативные промежутки времени с 2016 г. по 2018 г., для которых имеется полная информационная картина практически всех происходящих технологических нарушений в двух электросетевых организациях АО «Мособлэнерго» и ЗАО «ЭЛЭКС». (таблица 1.2) [30]

Таблица 1.2 - Основные показатели аварийности и повреждаемости сельскохозяйственных потребителей в Балашихинских ЭС

№ п/п	Абонент (категория)	Число отказов, шт	Время плановых отключений для проведения ТОиР, ч	Суммарное время длительности восстановления повреждений, ч	Количество поврежденных элементов, шт	Недоотп. э/э с 2016 по 2018 гг., тыс. кВт*ч	
1	Тепличные комплексы (3шт) II кат.	2016	2	0	18	2	
		2017	3	4,2	13	3	
		2018	1	0	29	1	
2	Зверосовхоз (1шт) II кат.	2016	2	3,4	13	3	
		2017	2	2	6	2	
		2018	1	0	4	2	
3	Коммунал.-бытовые потребители (> 2 тыс) II-III кат.	2016	15	69,2	80	15	
		2017	18	45,1	67	21	
		2018	13	32,8	59	13	
4	Агроинженерные предприятия (9шт) II кат.	2016	9	4,8	48	9	
		2017	19	2,2	101	19	
		2018	5	3,2	34	5	
Итого			89			94	101,597

Технологические нарушения (отказы), происходящие за отчетный период, имеют несколько особенностей, которые обусловлены конструкцией самой сети в целом. Отключения в случае КЗ кабельных, воздушных линий и другого

оборудования происходят в «голове», т.е. в питающей РТП (РП), что затрудняет изначальный поиск повреждения, а затем оперативной подачи питания по резервной схеме. Зачастую, оперативные службы выходили за регламентированное время поиска повреждения и восстановления питания, который составляет 2 часа с момента отключения. Процесс восстановления электроснабжения также усложняет отсутствие «глаз» у оперативного персонала в виде диспетчерской системы с набором необходимых датчиков и устройств, несущих вспомогательные функции.

Если провести сравнительный анализ нескольких единичных потребителей электроэнергии и нормированных показателей надежности, утвержденных в Российском объединении Сельэнергопроект (ОАО «РОСЭП»), то можно отметить, что присутствуют лишь единичные случаи соблюдения данных норм как по II категории, так и по III категории надежности электроснабжения.

Согласно расчетным данным, имеющимся в [учебник Лещинская) для участков электрической сети, состоящих из нескольких кабельных линий и двух трансформаторов теоретически расчетное время перерыва за год системы электроснабжения 35/10/0,4 кВ не должна превышать более 50 часов, что не соответствует реальным значениям на некоторых участках Балашихинских электрических сетей.

По результатам расчетов очевидно, что реальные показатели надежности потребителей АПК не соответствуют нормативным требованиям и несут в себе большие экономические потери, которые отражаются в ценообразовании сельскохозяйственной продукции. Поэтому необходимо провести исследование событий, возникающих в Балашихинских электрических сетях, оценить эксплуатируемое оборудование и методы его эксплуатации.

1.4 Эксплуатируемое оборудование электросетевого комплекса

На балансе электросетевых организаций ЗАО «БЭЛС» и АО «Мособлэнерго» имеются различные виды электросетевых объектов. [19,20]

Применяется оборудование трех уровней напряжений: 0,4 кВ, 6 кВ и 10 кВ. включающие:

- 820 трансформаторных подстанций (ТП, РП);
- 1730 километров кабельных линий;
- 600 километров воздушных линий;
- Около 4 тыс. коммутационных аппаратов (автоматических выключателей различного исполнения, разъединителей, рубильников, короткозамыкателей и отделителей и т.д.)
- Ограничители перенапряжения;
- Системы релейной защиты;

Основной особенностью являются применение кабельных линий 6-10 кВ марок АСБ и ААБ, которые проложены в период 70-80хх годов и характеризуются частыми отказами и повреждениями.

Подстанции и РП обладают достаточно широкой разновидностью оборудования. Выделим основные структурные элементы, на которых чаще всего происходят технические неполадки и повреждения.

Отдельно выделяется оборудование, которое в процессе эксплуатации и работы приводит к возникновению несчастных случаев или технологических нарушений в результате ошибок персонала.

Это следующие виды оборудования: [61]

1) Распределительные устройства 6-10 кВ вертикальной сборки направления фаз; (опасны при работе оперативного и ремонтного персонала, так как токоведущие части не изолированы и не огорожены от персонала, что ведет к возможности несчастных случаев, а также попадания инородных предметов, а также электрическому пробую от токопроводящей пыли и повышенной влажности)

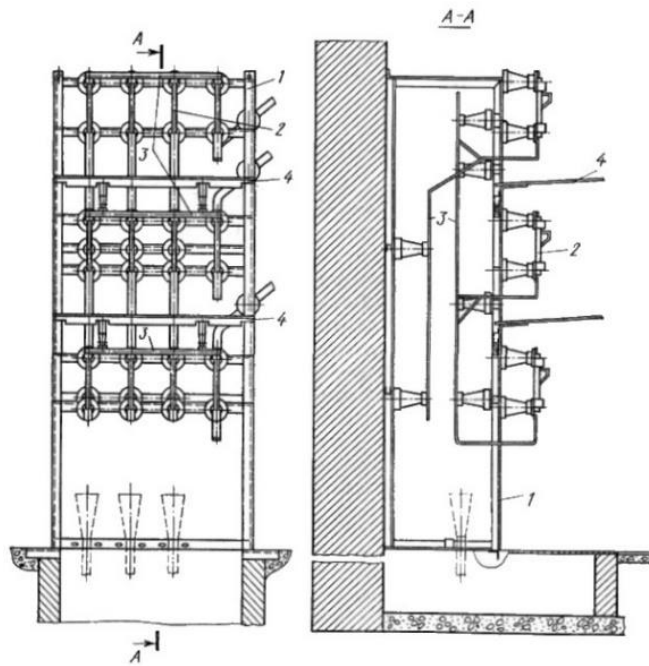


Рисунок 1.3 - Вертикальное распределительное устройство 6-10 кВ

2) Щитовое оборудование (ЩО-70)-более безопасно для персонала и позволяет производить работы без «погашения» всего оборудования, так как каждый узел электрооборудования КЛ или ВЛ представлен в виде отдельных ячеек. Но в силу износа и более частого требуемого ремонта возникают случаи пробоя изоляторов и частичного разрушения оборудования за счет перенапряжений в сети, также имеется возможность попадания инородных тел в распределительное устройство (рис. 1.4).



Рисунок 1.4 - Щитовое оборудование 6-10 кВ

Оборудование воздушных линий представляет собой изолированные токоведущие части типа СИП, которые имеют большую надежность и долгий срок эксплуатации. Такие линии снабжают электрической энергией около 80% сельскохозяйственных и 40 % городских потребителей различных категорий надежности. Минимальное количество неизолированных линий, а именно около 7 % от общего количества ВЛ имеют малую протяженность и, как следствие, минимальное количество отказов от общего числа.

1.5 Повреждения электрооборудования

1.5.1 Общая статистика повреждений в исследуемом объекте

В период эксплуатации возникает разное количество повреждений оборудования, которое составляет 446 случаев отказа оборудования. Проведен статистический анализ повреждений в сети с 01.01.2016 года по 31.12.2018 года:

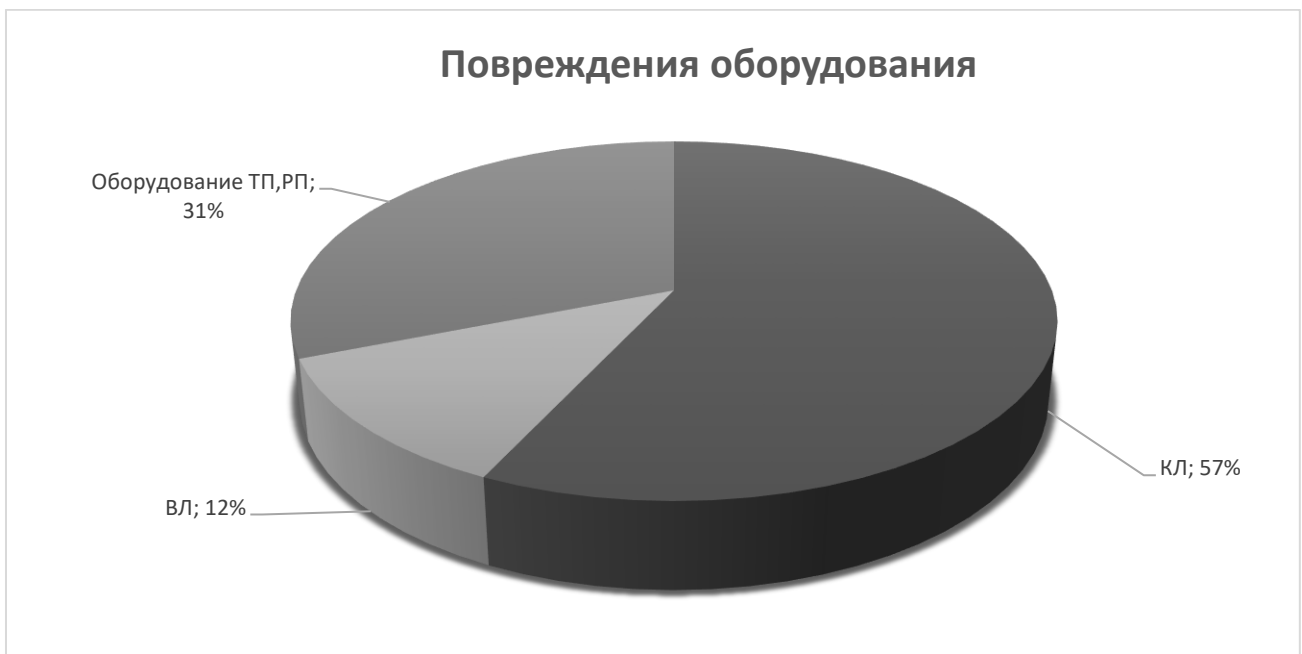


Рисунок 1.5 - Процентная диаграмма повреждений в сети

Исходя из данных, был произведен более детальный анализ по каждому из видов оборудования с разбором по каждому виду повреждений, классу напряжений, маркам оборудования и времени появления повреждений.

1.5.2 Повреждения кабельных линий

За отчетный период в электрических сетях Балашихинского филиала было зафиксировано 223 повреждения кабельных линий различных классов напряжений. Проведен анализ по нескольким критериям:

- А. Основные группы повреждений;
 - В. Повреждения по классам напряжений;
 - С. Статистика по временам года;
 - Д. Статистика по маркам и сечениям кабельных линий;
- А. Основные группы повреждений.

Выделены четыре основные группы повреждений, которые повсеместно случаются в электрических сетях при эксплуатации кабельных линий:

1. Старение изоляции;
2. Нарушение технологии прокладки;
3. Механические повреждения по вине человека (раскопка трактором, повреждения из-за незнания трассы КЛ);
4. Повреждения вследствие подвижек грунта;

Ниже приведена процентная диаграмма по основным видам повреждений КЛ:

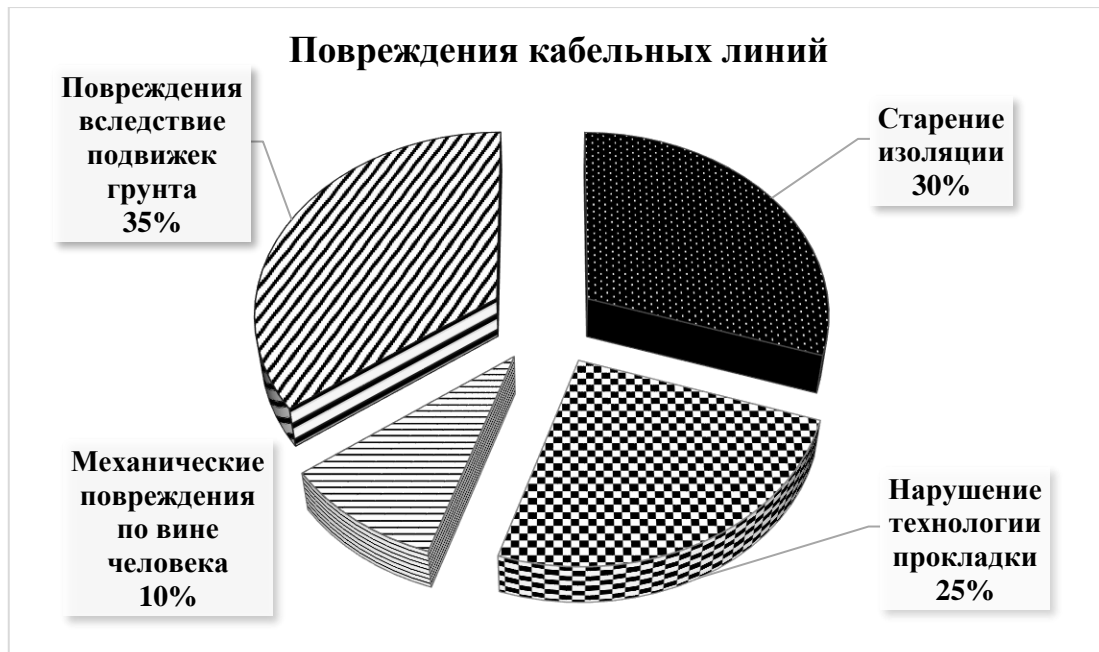


Рисунок 1.6 - Причины повреждений кабельных линий

В. Повреждения по классам напряжений.

Проведен анализ повреждений по классам напряжений электрической сети.

В сети имеются три класса напряжений: 0,4кВ, 6 кВ, 10 кВ.

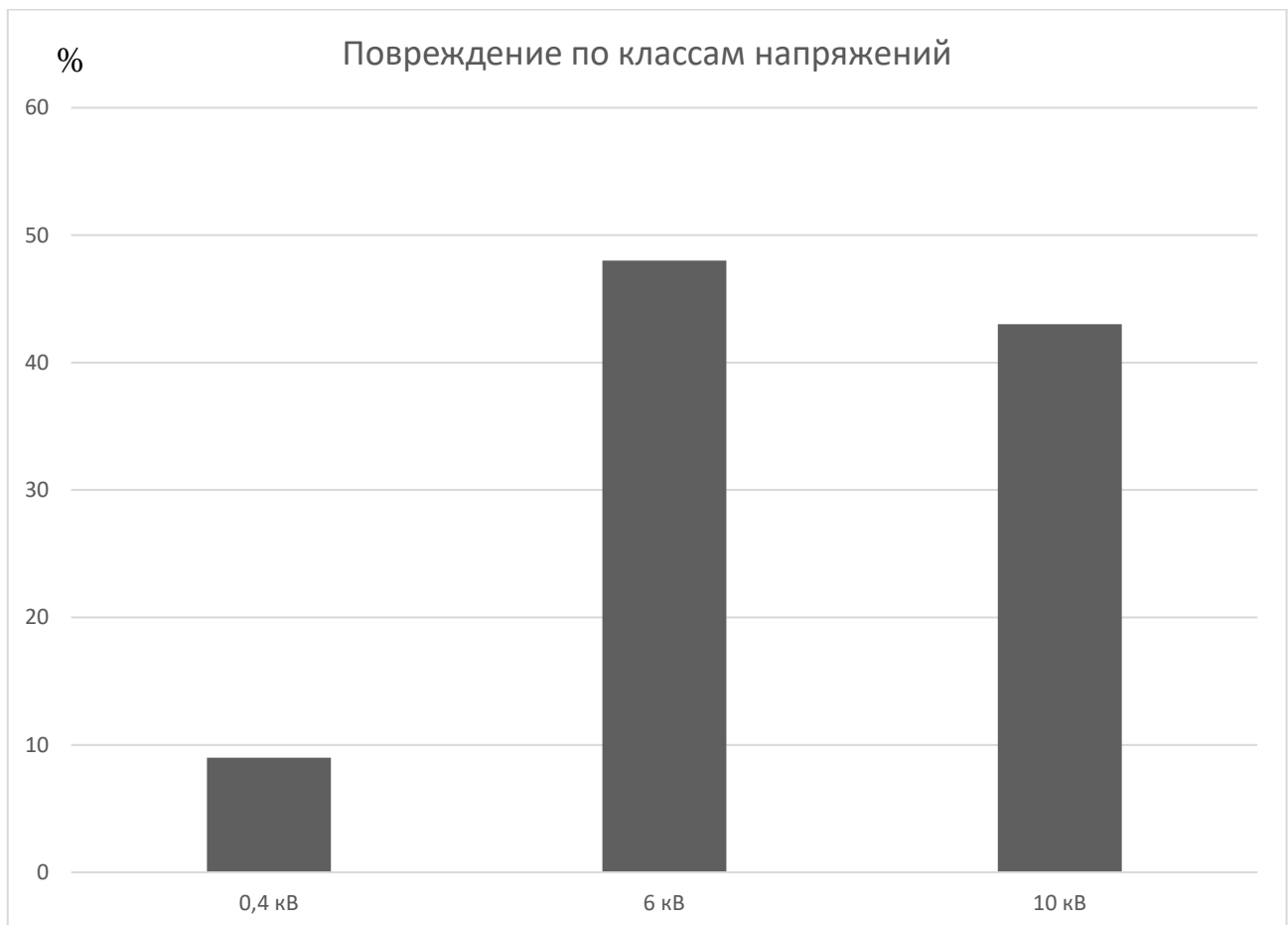


Рисунок 1.7 - Статистика повреждений по классам напряжений

С. Статистика по временам года.

Основной проблемой, как сказано ранее, являются повреждения кабельных линий при эксплуатации изношенных старых кабельных линий марок ААБ и АСБ, которые из-за износа подвергаются механическим повреждениям из-за подвижек грунта в осенне-весенние периоды года.

На рисунке 1.8 приведена диаграмма возникающих среднестатистических повреждений за год по каждому месяцу:

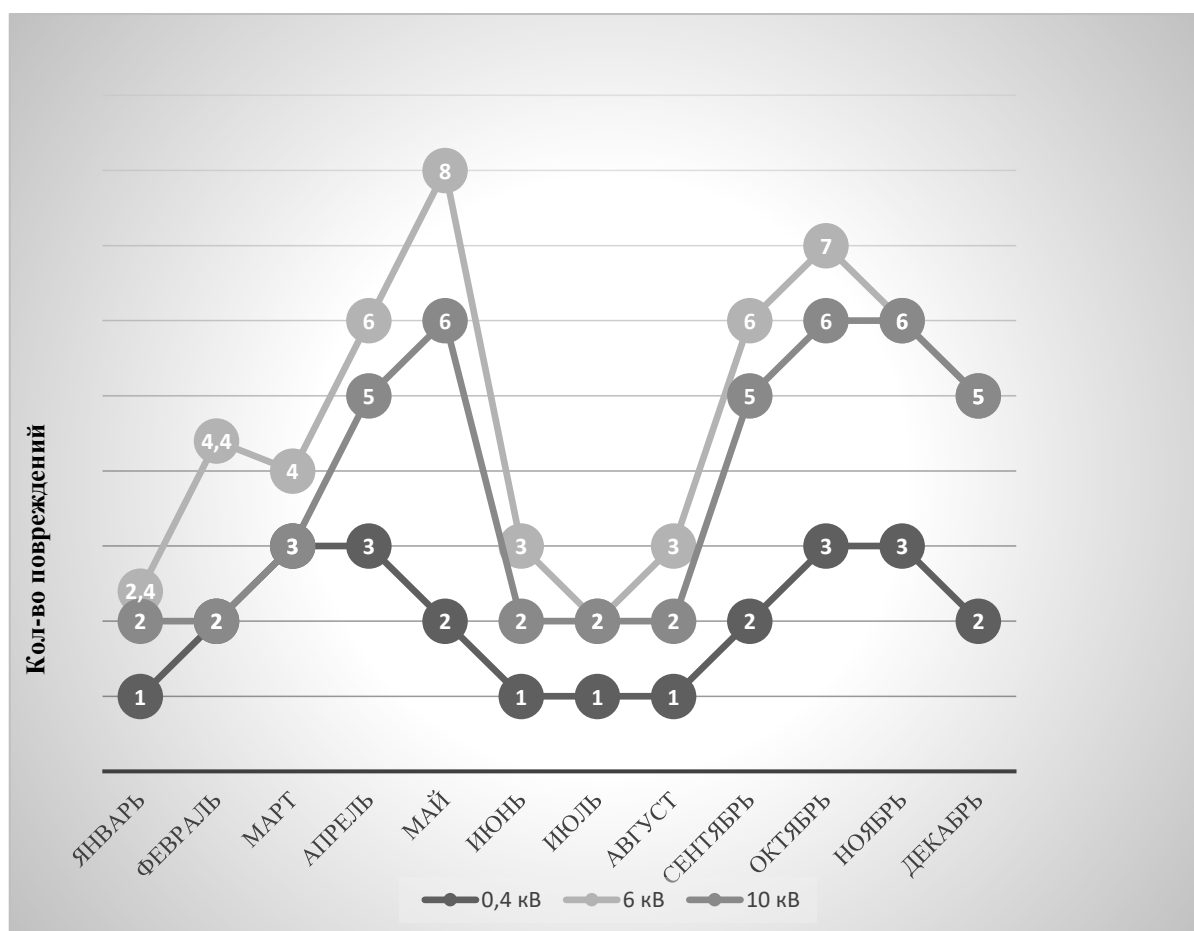


Рисунок 1.8 - Статистика повреждений КЛ за год

Д. Статистика по маркам и сечениям.

Кабельные линии Балашихинского района представлены тремя основными марками: ААБ, АСБ и АПВ. Модификации кабельных линий имеют различия лишь по наличию брони и толщине внешнего слоя.

Основной проблемой данных кабельных линий — это превышение нормативных сроков эксплуатации и большое количество повреждений в кабельных муфтах.

Таблица 1.3 - Статистика повреждений КЛ 0,4 кВ за год

Сечение кабеля	Марка кабеля		
	АСБ и модификации (45%)	ААБ и модификации (25%)	АПВ и модификации (30%)
35	10%	14%	12%
50	35%	25%	20%
70	25%	25%	30%
95	8%	11%	18%
120	7%	10%	15%
150	5%	5%	5%
185	5%	5%	5%
240	5%	5%	5%

Таблица 1.4 Статистика повреждений КЛ 6-10 кВ за год

Сечение кабеля	Марка кабеля		
	АСБ и модификации (55%)	ААБ и модификации (15%)	АПВ и модификации (30%)
35	-	-	-
50	-	-	-
70	5%	-	-
95	5%	20%	25%
120	15%	20%	10%
150	10%	25%	5%
185	5%	10%	5%
240	60%	25%	55%

1.5.3 Повреждения воздушных линий

За отчетный период в электрических сетях Балашихинского филиала было зафиксировано 78 повреждений воздушных линий различных классов напряжений.

Произведен анализ по нескольким критериям:

- А. Причины повреждений;
- В. Повреждения по классам напряжений;
- С. Статистика по временам года;
- Д. Статистика по маркам и сечениям;

А. Причины повреждений.

Выделим три основные группы повреждений, которые повсеместно случаются в электрических сетях при эксплуатации воздушных линий:

1. Падение деревьев на ВЛ высотой более 15 м; (охранная зона ВЛ 0,4 кВ-5 м; ВЛ 6,10 кВ-10 м); [1]
2. Загнивание деревянных и деформация железобетонных опор;
3. Иные повреждения; (ослабление зажимов, сваривание жил и т.д.)

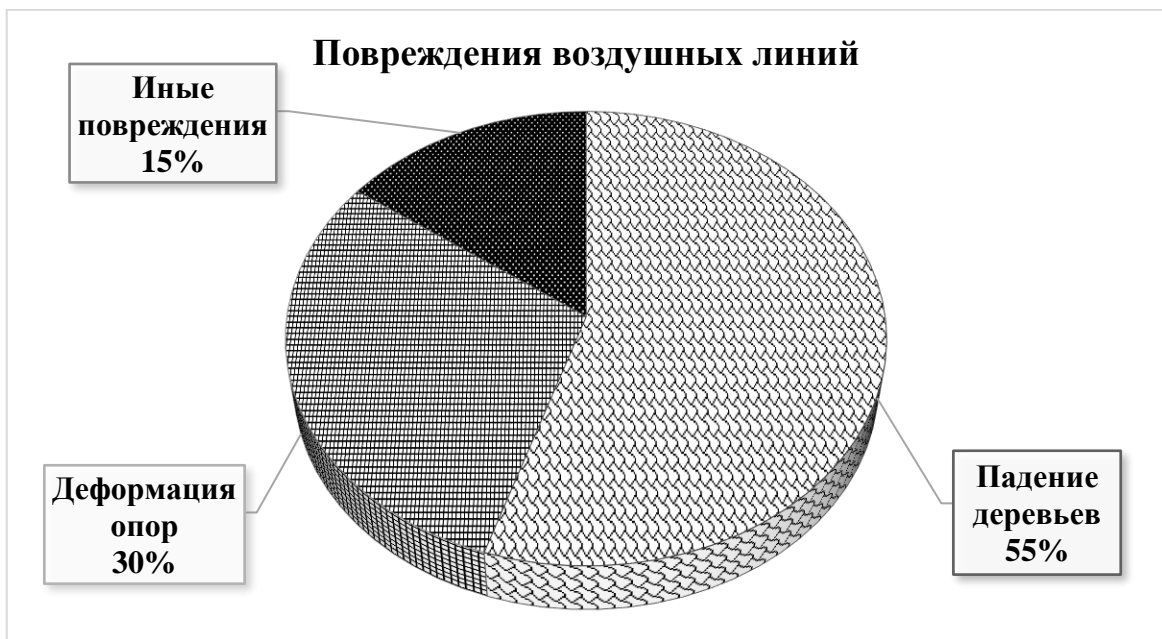


Рисунок 1.9 - Повреждения воздушных линий

В воздушных линиях преимущественно применяются марки изолированных проводов СИП-1, СИП-2, СИП-3, СИП-4, СИП-5 и СИП-Т на напряжении 0,4 кВ

(93%), что позволяет избежать возможности перехлеста и КЗ на землю одной из жил.

Для напряжения 6-10 кВ (7%) воздушные линии выполнены из неизолированного провода, но их протяженность очень мала и выполнены они на железобетонных опорах, поэтому частота повреждений невысокая.

Отдельным пунктом, который входит в состав иных повреждений, можно выделить частный сектор, у которого происходят перерывы в электроснабжении по двум наиболее частым причинам:

1. Перегорание плавких вставок на опорах в связи с превышением допустимых нагрузок по пропускной способности проводников и отсутствием селективности защитных аппаратов-80%;
2. Отказы электрических счетчиков учета электрической энергии из-за прекращения связи маршрутизатора с системой АСКУЭ-20%.

В. Повреждения по классам напряжений.

Анализ повреждений электрической сети проведен для трех классов напряжений: 0,4кВ, 6 кВ,10 кВ., что представлено на рисунке 1.10.

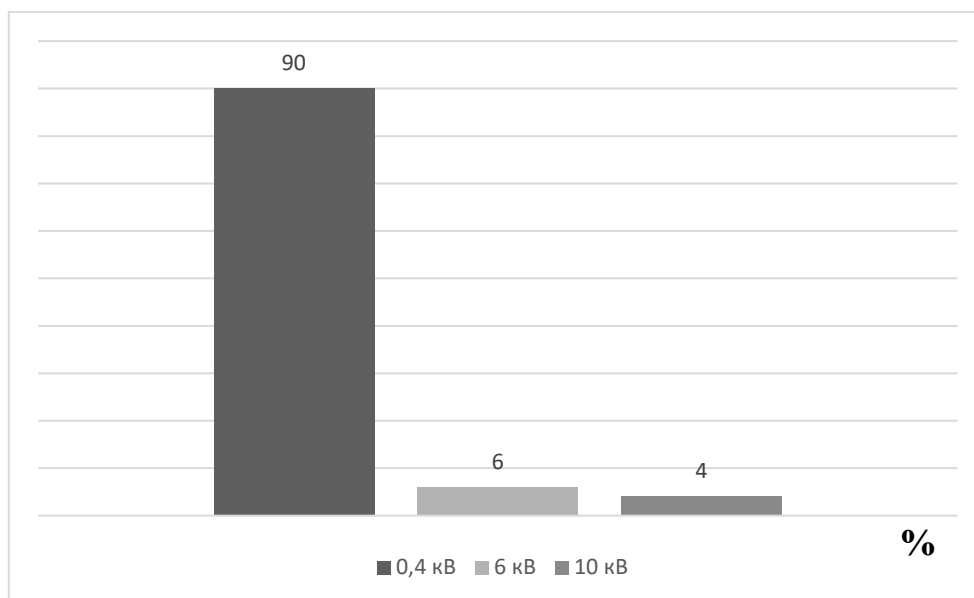


Рисунок 1.10 - Повреждения по классу напряжений

Воздушные линии напряжением 6-10 кВ проходящие в лестном массиве имеют одну общую причину повреждений: перехлест жил и обрывы

неизолированных проводников из-за падения деревьев, и ослабление натяжения на анкерных опорах.

С. Статистика по временам года.

На основе проведенного анализа в диссертации составлена диаграмма среднестатистических повреждений за год для каждого месяца на рисунке 1.11.

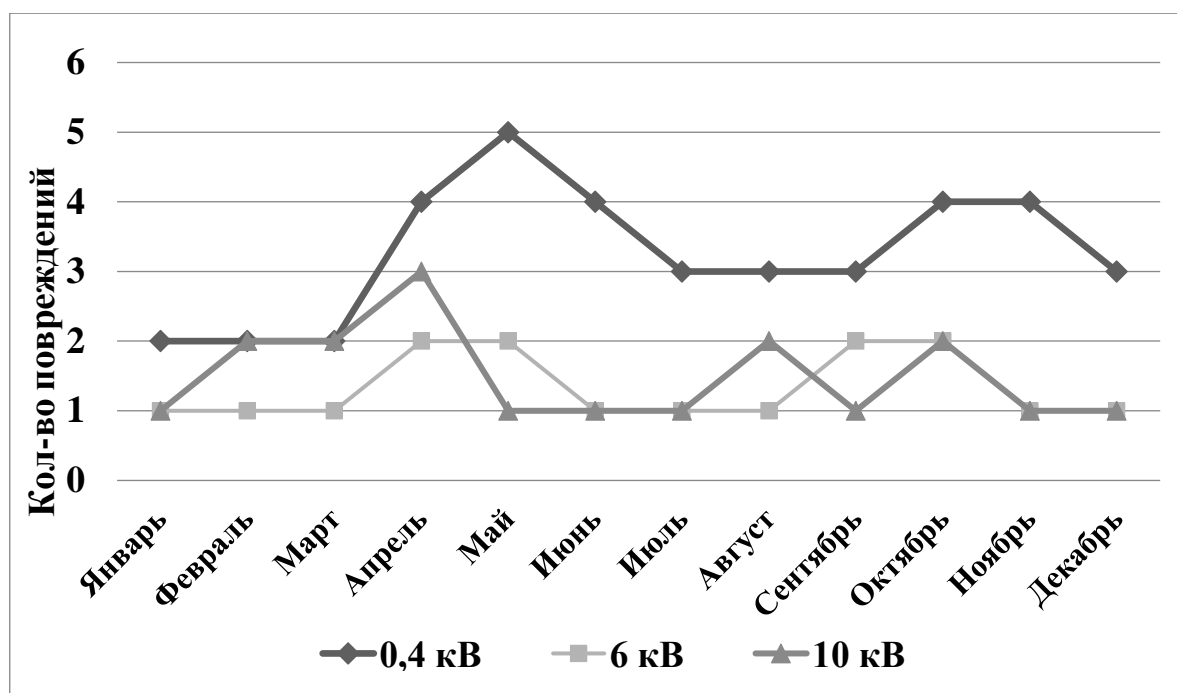


Рисунок 1.11 - Статистика повреждений ВЛ за год

Д. Статистика повреждений по маркам и сечениям.

В сетях 0,4 кВ все токоведущие жилы выполнены из проводов марок СИП в различных модификациях, которые представлены на рисунке 1.12.

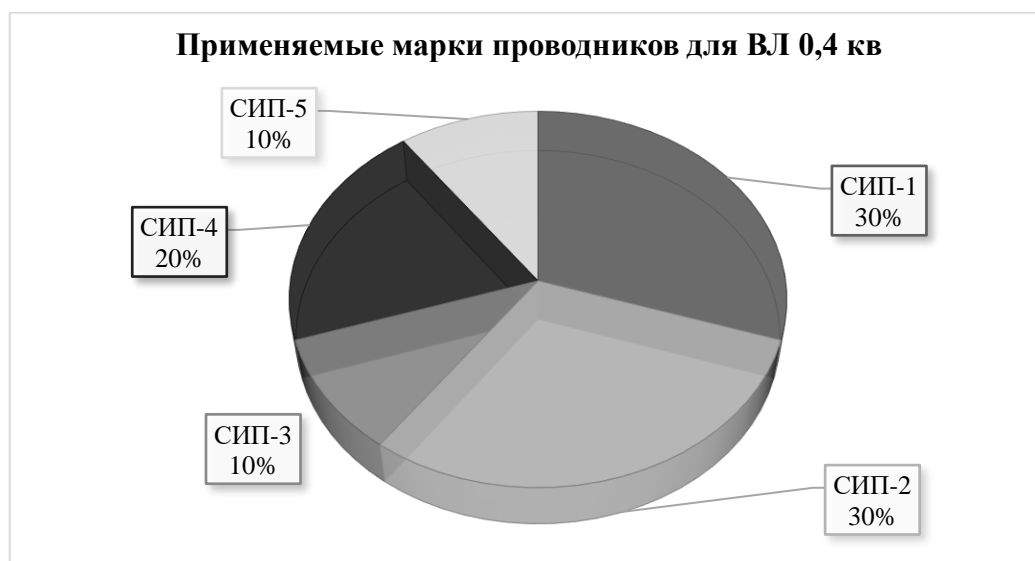


Рисунок 1.12 - Основные марки провода, применяемые на ВЛ 0,4 кВ

В таблице 1.5 приведены результаты анализа повреждений воздушных линий по каждому виду проводника и его сечению для каждого класса рассматриваемых напряжений.

Таблица 1.5 - Статистика повреждений ВЛ 0,4 кВ

Сечение провода, мм ²	Марка провода				
	СИП-1	СИП-2	СИП-3	СИП-4	СИП-5
1×16+1×25	6%	2%	-	-	-
2×16	30%	32%	-	-	-
2×25	20%	21%	-	-	-
3×16+1×25	3%	4%	-	-	-
3×25+1×35	3%	3%	-	-	-
3×35+1×50	2%	4%	-	-	-
3×50+1×70	1%	3%	-	7%	6%
3×70+1×95	2%	3%	-	4%	5%
3×95+1×95	1%	3%	-	5%	4%
3×120+1×95	4%	3%	-	3%	4%
4×16	13%	10%	-	46%	41%
4×25	15%	12%	-	35%	40%
1×50	-	-	-	-	-
1×70	-	-	-	-	-
1×120	-	-	-	-	-
1×150	-	-	-	-	-

В сетях 6-10 кВ дополнительно применяют проводники марок А, АС, Ап, М в различных модификациях и сечениях, но основным проблемным местом являются проводники серии АС, которые имеют высокую загрузку с превышенным периодом эксплуатации и они представлены на рисунке 1.13.

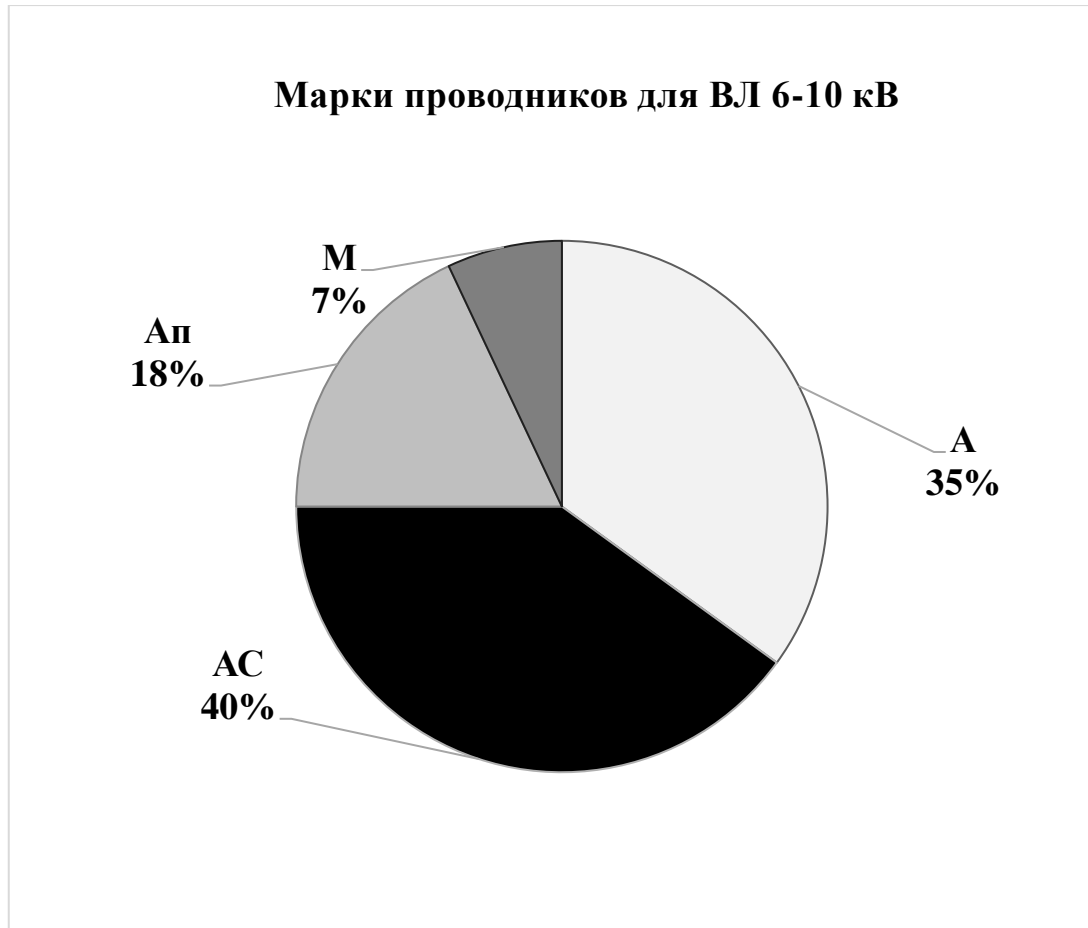


Рисунок 1.13 - Основные марки провода, применяемые на ВЛ 6-10 кВ

Анализ повреждений воздушных линий по каждому типу проводника и его сечению для каждого класса напряжения представлен в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Статистика повреждений ВЛ 6-10 кВ

Сечение провода, мм ²	Марка провода			
	А	АС	Ап	М
10	16%	-	13%	5%
16	21%	-	41%	39%
25	56%	-	24%	41%
35	7%	-	12%	15%
50	-	56%	10%	-
70	-	29%	-	-
95	-	15%	-	-

1.5.4 Повреждения в оборудовании ТП, РП

Основными видам оборудования наиболее часто повреждаемыми являются:

1. Силовые трансформаторы;
2. Масляные выключатели напряжением 6-10 кВ;
3. Выключатели нагрузок напряжением 6-10 кВ;
4. Разновидности проходных и опорных изоляторов различных классов

напряжений;

За отчетный период в электрических сетях Балашихинского филиала было зафиксировано 145 повреждений оборудования ТП и РП.

Произведен анализ по нескольким критериям:

- A. Причины повреждения;
- B. Повреждения по классам напряжений;
- C. Статистика по временам года;

A. Причины повреждений.

Основные причины технологических нарушений:

- 1) Физическое старение изоляции (опорные и проходные изоляторы 50-60х годов приходят в негодность, виниловая и бумажная изоляция стареет из-за перепадов температур);
- 2) Перекрытие фарфоровой изоляции;
- 3) Механические повреждения оборудования после короткого замыкания, перенапряжений и перегрузок;
- 4) Перекрытия оборудования за счет проникновения инородных предметов на токоведущие части;
- 5) Внутренние повреждения в трансформаторах и перегрузка; (рис.1.14)

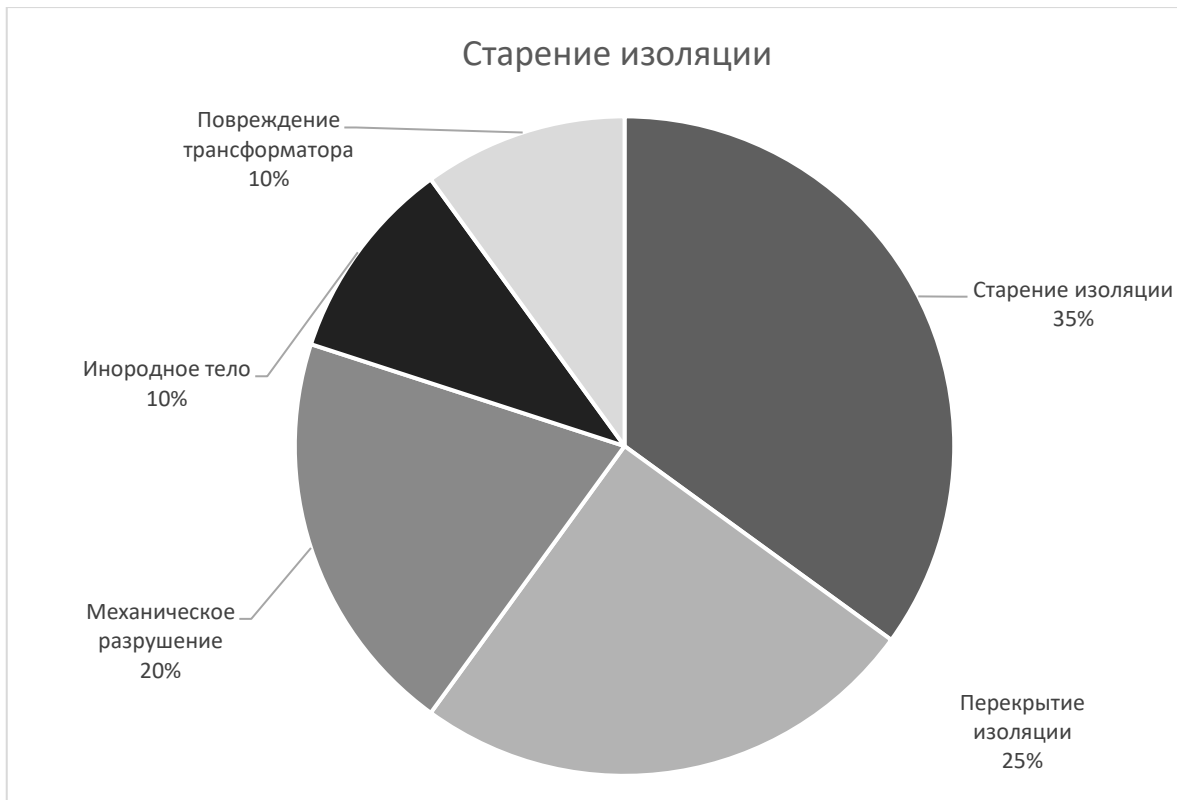


Рисунок 1.14 - Виды повреждений оборудования ТП, РП.

В. Повреждения по классам напряжений.

Основным местом повреждения в оборудовании ТП и РП является РУ 0,4 кВ, которое часто недостаточно защищено от внешней среды и имеет большой износ. (рис. 1.15)

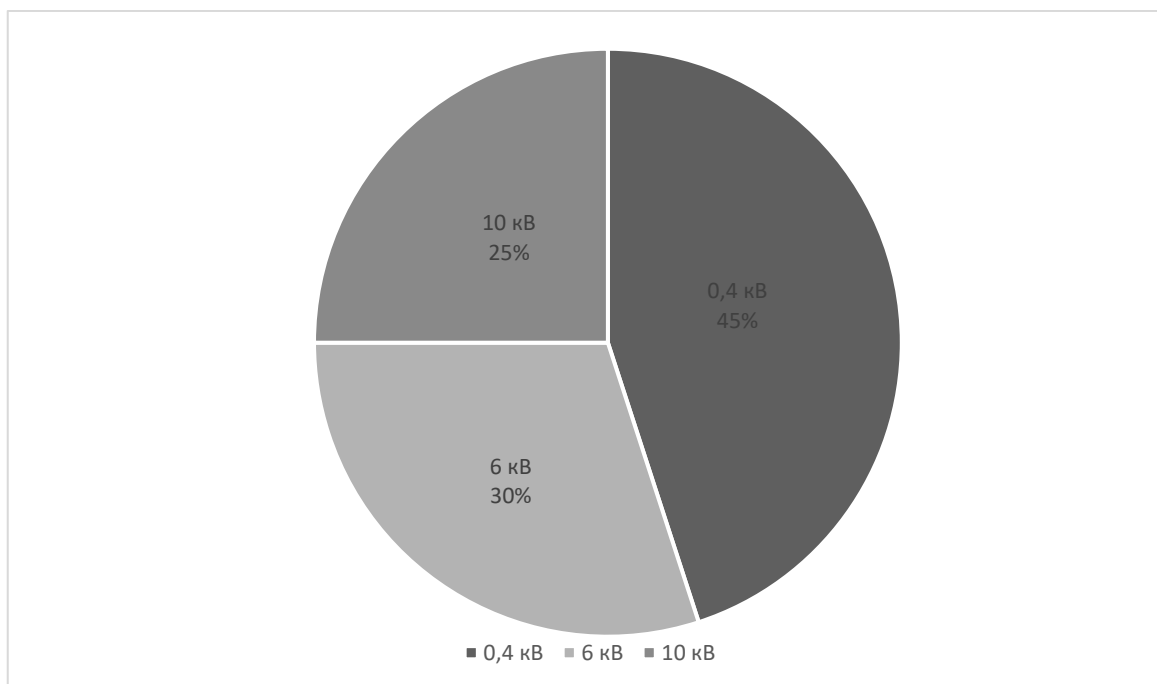


Рисунок 1.15 - Повреждения по классам напряжений

С. Статистика повреждений по временам года.

Анализ среднестатистической диаграммы возможных повреждений для каждого месяца года приведен на рисунке 1.16.

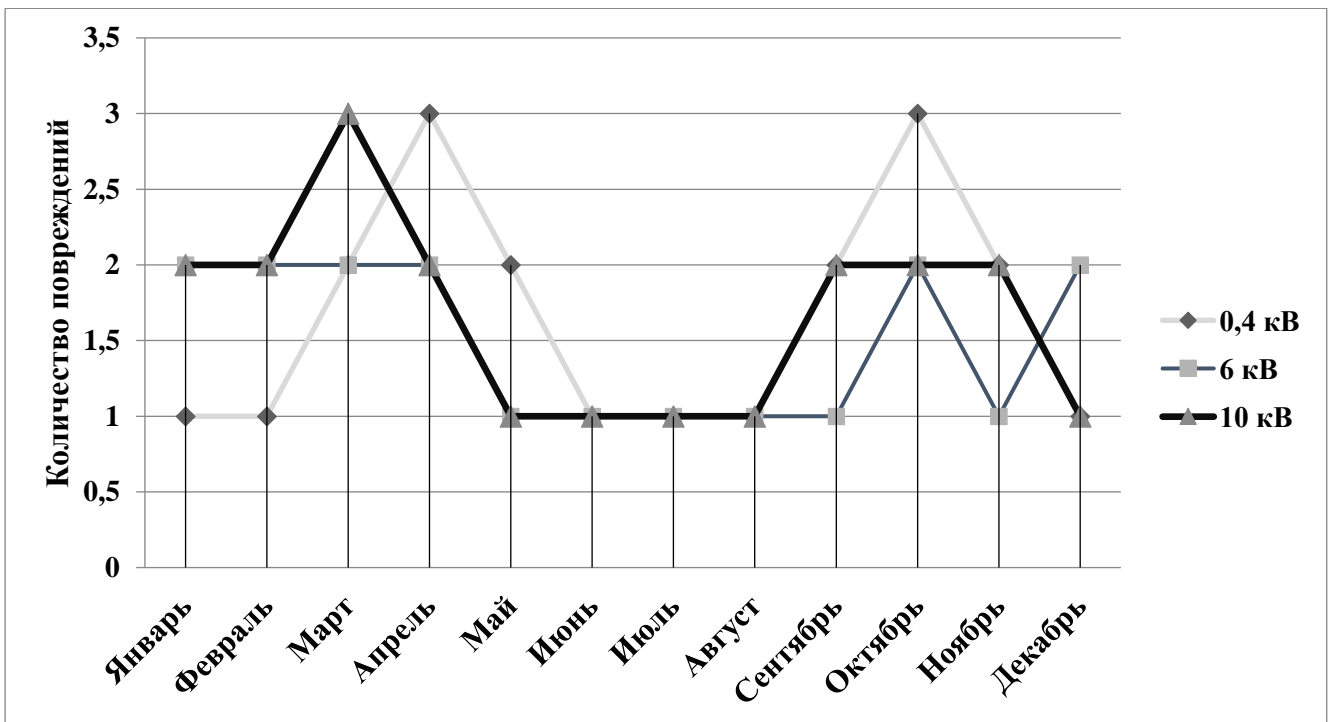


Рисунок 1.16 - Статистика повреждений по временам года

Как видно из графика, наибольшая часть повреждений приходится на осенне-весенний период по причине повышенных нагрузок и высокой влажности от частичного подтопления помещений распределительных устройств.

1.6 Экономические потери от повреждений, происходящих в Балашихинских распределительных электрических сетях

1.6.1 Потери от недоотпуска электрической энергии

В процессе аварийных отключений возникают простои электрооборудования, которые за время оперативных переключений и аварийных ремонтов не получают электрическую энергию и, как следствие, несут в себе большие экономические потери. Эти потери касаются:

- электросетевых организации, которые транспортируют электроэнергию (потери от недоотпуска и аварийного ремонта);
- потребители, которые получают электроэнергию (потери от нарушений производственных и других процессов). [11,12]

Чем больше значения отключенных мощностей P и времени перерыва t , тем более тяжкие экономические потери понесут обе стороны (энергосистема и потребители).

В методике [12] стоимость недоотпущенной электроэнергии определяется так:

$$i = i_0 * W_{\text{отк}} = i_0 * P * t; \quad (3)$$

, где i_0 - стоимость недоотпущенной электроэнергии [руб./кВт*ч];

$W_{\text{отк}}$ - недоотпущенная электроэнергия из-за отключения [кВт*ч];

Стоимость единичного отключения зависит от места произошедшего повреждения в электрической сети и типа потребителя, который эти потери понес.

Расчет экономических потерь, которые понесли электросетевые организации вследствие технологических нарушений проведен с учетом статистических данных.

Они состоят из двух частей: потери от недоотпуска электрической энергии и потери на ликвидацию аварийных ситуаций. [60]

$$i = i_{\text{нээ}} + i_{\text{авар.р.}} = (W_{\text{отк}} * Y) + (n * H_{\text{эо}}); \quad (4)$$

, где

$i_{\text{нээ}}$ -потери от недоотпущенной электроэнергии [руб.];

$i_{\text{авар.р.}}$ -потери на аварийный и ремонтно-восстановительные работы [руб.];

$W_{\text{отк}}$ - недоотпущенная электроэнергия из-за отключения [кВт*ч];

Y - стоимость транспорта киловатт-часа электрической энергии до потребителя [руб./кВт*ч]; Цена электроэнергии составляет от 0,8 руб до 1,3 руб./кВт*ч; в зависимости от точки присоединения потребителя к энергосистеме (принято усредненное значение 1,1 руб./кВт*ч). [18]

$H_{\text{Э0}}$ -усредненная стоимость восстановления единицы отказавшего оборудования [руб./ед.]. В его стоимость входят все ремонтные и вспомогательные мероприятия на единицу оборудования. Она изменяется в зависимости от вида, сечения, марки и места нахождения единицы оборудования.

n -количество единиц аварийно-ремонтируемого оборудования;

Согласно статистическим данным, за отчетный период произошло 446 технологических нарушений (рис. 1.3):

- 223 случая повреждения кабельных линий;
- 145 случая повреждения оборудования ТП, РП;
- 78 случаев повреждения воздушных линий;

Согласно годовым отчетам ЗАО «БЭЛС» и АО «Мособлэнерго» недоотпуск электроэнергии составили 4 679 130 кВт*ч. [19, 20]

Поэтому рассчитаем потери от недоотпуска электроэнергии:

$$i_{\text{нээ}} = W_{\text{отк}} * Y = 3\,851\,130 * 1,1 = 5\,147\,043,00 \text{ руб.};$$

Из общего числа технологических нарушений имеются 73 случая перерывов электроснабжения у сельскохозяйственных потребителей и недоотпуск электроэнергии составляет 101 597 кВт*ч на сумму 111 756,7 руб., что составляет около 2.17 % от общего недоотпуска электрической энергии. [51]

Для определения потерь от проведенных аварийно-восстановительных работ взяты усредненные цены ремонта элементов СЭС для каждого вида оборудования.

ВЛ-17238 руб./км;

КЛ-33726 руб./км;

Оборудование ТП, РП-62123 руб./ед; [87]

Рассчитаем потери от аварийно-восстановительных работ:

$$i_{\text{авар.р}} = n * H_{\text{Э0}} = (223 * 33726) + (145 * 62123) + (78 * 17238) = 25\,394\,255,00 \text{ руб.};$$

Общие потери за отчетный период составили:

$$i = i_{\text{нээ}} + i_{\text{авар.р}} = 5\,147\,043 + 25\,394\,255 = 30\,541\,298 \text{ руб.};$$

Согласно годовым отчетам, электросетевых компаний ЗАО «БЭЛС» и АО «Мособлэнерго» за 2016 - 2018 г.г. они ежегодно транспортируют около 500 млн.

кВт*ч и экономические потери, составляющие в сумме от 2 до 4 % от дохода за трансформацию электрической энергии, является существенным.

1.6.2 Расчет ущерба, наносимого сельскохозяйственным потребителям

Потери сельскохозяйственных потребителей, от аварийных отключений, определяются по формуле:

$$R = y_0 * W_{\text{НП}}; \quad (4)$$

, где y_0 -удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителю 1 кВт*ч электроэнергии [руб/кВт*ч]; Стоимость зависит от типа сельскохозяйственного объекта. [76]

$W_{\text{НП}}$ - недоотпущенная электроэнергия из-за отключения [кВт*ч];

За отчетный период произошло 73 случая отказа оборудования на различных объектах сельскохозяйственных предприятий.

Значения недоотпуска электроэнергии для каждого из сельскохозяйственных объектов, расположенных на территории городского округа Балашиха, составили:

- Тепличные комплексы: 6 случаев, 8912 кВт*ч;
- Зверосовхоз: 5 случаев, 7867 кВт*ч;
- Коммунально-бытовые потребители: 46 случаев, 45 867 кВт*ч;
- Аграрно-инженерные потребители: 33 случаев, 39 671 кВт*ч;

Удельный ущерб y_0 для каждого из с/х объектов принят равным:

- Теплицы: 360 руб./ кВт*ч;
- Зверосовхоз: 230 руб./ кВт*ч;
- Коммунально-бытовые потребители: 4,25 руб./ кВт*ч;
- Промышленные потребители: 89,34 руб./ кВт*ч;

Определим общий ущерб всем с/х объектам составляем:

$$\begin{aligned} R &= y_0 * W_{\text{НП}} = (360 * 8912) + (230 * 7867) + (4,25 * 45867) + (89,34 * 39 671) \\ &= 12 301 079,00 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

Проведенные расчеты показали, что экономические потери достаточно велики. Данный показатель ориентировочно может составлять около 5-20 % от общих потерь, которые ежегодно несут потребители электрической энергии по всему городскому округу Балашиха из-за недостаточного уровня надежности электрической сети.

1.7 Результаты анализа статистических данных об уровне надежности

В результате проведенного анализа повреждений и среднегодовой статистики следует отметить, что основной причиной повреждений является физический и моральный износ оборудования, который требует реконструкции и полной замены.

Основным проблемным местом электрических сетей являются кабельные линии марок АСБ и ААБ, которые отказывают очень часто, и плановая замена таких кабельных линий требует большого количества времени и затрат. Также старые распределительные устройства совместно с изоляторами представляют собой особый риск продолжительных отключений сетевых абонентов и возможных дополнительных затрат за счет установок на их место передвижных дизельных электростанций. Отсутствие оперативной информации о состоянии оборудования, а также таких показателей как: температура помещений, обмоток трансформаторов, влажности, основных показателей качества электрической энергии и уровня нагрузки основных узлов оборудования так же увеличивает время восстановления электроснабжения из-за продолжительной работы оперативно-выездных бригад и принятия решений дежурным диспетчером электрической сети.

Именно проблемные элементы электрической сети требуют постоянной диагностики для выявления ухудшения показателей надежности и предупреждения возможных отказов.

В связи с тем, что замена оборудования требует больших экономических, физических затрат и это приводит к необходимости проведения оптимизации работ

ремонтных и оперативных подразделений для повышения качества функционирования сетей и их надежности, поэтому необходимо исследовать действующую систему технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

1.8 Система технического обслуживания и ремонта в сельских распределительных электрических сетях

Для формирования стабильной (безотказной) работы электротехнического и электротехнологического оборудования в сельских распределительных электрических сетях на территории Российской Федерации, служит система планово-предупредительного ремонта (ППР). Преждевременный износ любой единицы электрической сети и его составных элементов выше допустимого зачастую приводит к отказу всего элемента электрической сети. Следовательно, главная задача мер технического обслуживания и ремонта электрооборудования является содержание в исправном техническом состоянии с минимальной возможностью отказа.

Система ППР (планово-предупредительный ремонт) оборудования состоит из двух составляющих - межремонтное обслуживание и периодическое проведение ремонтных работ. Ремонтные работы состоят из текущего, среднего и капитального ремонтов электрооборудования. [73]

Любой ремонт элемента электрической сети осуществляется согласно плана-графика, разработанного на основе нормативов ППР:

- продолжительности ремонтного цикла;
- продолжительности межремонтных и межосмотровых циклов;
- продолжительности ремонтов;
- категорий ремонтной сложности (КРС);
- трудоемкости и материалоемкости ремонтных работ.[85]

Межремонтное обслуживание заключается в следующих операциях: циклические осмотры элементов, соблюдение режимов работы, оценка уровня загрязнённости и нагрева, надежность работы коммутационной аппаратуры, уровня и наличия масла,

состояние сопротивления заземления, в случае мелкой неисправности- подтяжка болтовых соединений, смазка, устранение дефектов. Межремонтное обслуживание проводят оперативный и дежурный персонал, а также персонал, закрепленный непосредственно за отдельными узлами или элементами.

Межремонтное обслуживание заключается в предупредительном свойстве, его задача – определение элементов, которые подлежат текущему ремонту. Такие мероприятия проводят после диагностических работ в соответствии с выработкой и временем в эксплуатации.

Текущий ремонт представляет из себя минимальные работы с частичной разборкой элемента электрической сети.

В процессе текущего ремонта очищается электрооборудование от пыли и грязи, подлежат замене или восстановлению его отдельные элементы механизмов, ремонтируются мелкие неисправности и повреждения оборудования, восстанавливают гальванические свойства электрических соединений, устраняют дефекты изоляции, заменяют обгоревшие контакты силовых трансформаторов, выключателей нагрузки, масляных выключателей, автоматических выключателей, заменяют масло или доливают его, ремонтируют щёткодержатели с заменой щёток, пружин и гибких связей, подлежат очистке контакты реле или дугогасительные контакты пусковой аппаратуры от нагара и копоти или выполняют их замену и т.п.

При среднем ремонте заключается в восстановлении основных технических качеств электрооборудования согласно ГОСТ и техническими условиями заводов-изготовителей. Основное отличие среднего ремонта от текущего состоит в сложности ремонта и зачастую, ремонт электрооборудования может производиться в электроремонтных цехах, мастерских, но наиболее громоздкие элементы ремонтируются непосредственно на местах его установки силами ремонтных и ремонтно-восстановительных бригад.

Капитальный ремонт проводится в обязательном порядке после времени полного срока отработки. Капитальный ремонт несет в себе разбор всего узла и практически полную замену его отдельных элементов. [69,70]

Восстановленное электрооборудование подлежит проверке и испытанию в соответствии с ПТЭ. Проведенные работы по КР подлежат необходимой проработке документации по приёмки-сдачи ремонтных работ, к которому прилагают документацию о результатах диагностических и пуско-наладочных работ.

Межремонтный период образуется в виде промежутка времени работы электрооборудования между плановыми ремонтами. Таким образом, ремонтным циклом называют межремонтный период между двумя плановыми капитальными ремонтами.

Поэтому, чтобы было наиболее эффективное применение системы планово-предупредительных ремонтов оборудования крайне важна организация ведения документации, учитывающей диагностические параметры и сроки проведения прошлых видов ремонта, что в реалиях современной эксплуатации не реализовывается по причине снижений издержек в данном сегменте. На сегодняшний день более 50% всех сельских распределительных электрических сетей не имеют реальной информации о проводимых работах и реального технического состояния оборудования, которое уже подвергалось ремонту. Многие элементы имеют необходимый запас надежности, но подлежат ремонту по критерию времени нахождения в эксплуатации. Поэтому зачастую оценить проводимый ремонт на его качество не представляется возможным.

Подводя итог исследуемой системы ТОиР стоит отметить, что для повышения надежности необходимо внести комплексные изменения, которые позволят более качественно и рационально производить только необходимый вид работ на наиболее изношенных и в тоже время важных элементах электрической сети, что позволит даже при возможных отказах снизить количество потерь от недоотпуска электрической энергии, потерь на аварийный ремонт и потерь потребителей.

Выводы по главе 1

Анализ повреждаемости кабельных и воздушных линий электропередачи напряжением 0,4, 6, 10 кВ и экономических потерь электросетевых организаций и

потребителей Балашихинских распределительных электрических сетей показал, что уровень надежности электроснабжения сельских потребителей второй категории не соответствует нормативным требованиям и необходима разработка методики выбора оснащения мероприятиями и средствами повышения надежности в двух направлениях:

1. Применение современных технологий для сокращения времени обнаружения аварийных и ненормальных режимов, а также диагностики оборудования.
2. Разработка принципов технического обслуживания и ремонта, которые позволят прогнозировать и ремонтировать электрооборудование, подверженное будущим отказам в большей степени.

Первый вариант повышения надежности предполагает внедрение современной диспетчерской системы, которая в автоматическом режиме будет контролировать основные показатели электрической сети в различных узлах, а также различные диагностические критерии и оперативно их передавать на диспетчерский пункт. За счет системы многоканальной связи обеспечить надежность передачи данных и накапливать эту информацию в форме «базы знаний», которая в последствии станет важной частью прогнозирования будущих повреждений в электрической сети.

Второй вариант повышения надежности предполагает изменения в системе технического обслуживания и ремонта. На основании сформированной «базы знаний» и созданной многокритериальной модели нейронной сети, которая позволит прогнозировать проведение будущих ремонтов. Это позволит снизить вероятность отказов износившихся узлов, а также сократить экономические потери на техническое обслуживание. Для этого необходимо рассмотреть действующую систему технического обслуживания и ремонта, применяемую в распределительных электрических сетях на территории Российской Федерации. Определить проблемные места в данной системе и предложить пути усовершенствования системы технического обслуживания и ремонта в электрических сетях, что повысит показатели надежности и эффективность применения системы технического обслуживания и ремонта.

Глава 2. Обоснование и выбор применения информационных технологий для задач по повышению показателей надежности

2.1 Направления деятельности информационных технологий в системе электроснабжения

В современном мире ключевой отраслью экономики всех государств стала электроэнергетика, которая требует к себе повышенного внимания со стороны всех остальных отраслей, потребляющих ее продукт – электроэнергию. Порой улучшения показателей качества электрической энергии, а также ее количества напрямую зависят от вспомогательных элементов или применяемых технологий для улучшения таких показателей. В современном мире широко применяются системы цифровых и информационных технологий, которые залезли своими «щупальцами» практически во все отрасли отечественной и мировой экономики. Задачи, повседневно решающие технические службы электросетевых организаций, имеют острую необходимость в оптимизации их работы, которая позволит либо ускорить процессы работы, либо снизить ошибку человеческого фактора, которые в комплексе снизят возможность отказов или аварийных случаев на производстве.

Поэтому, Министерством энергетики РФ сформированы ряд основных перспективных технологий:

1. Комплексная система автономного сбора и распределения информации для оценки развития состояний энергетической системы в онлайн-режиме;
2. Коммуникационные системы распределения информации с низкотратными свойствами;
3. Системы, методы и оборудование управления электроэнергетическими объектами с учетом оптимизации стоимостных характеристик их жизненного цикла;
4. Комплексные системы управления интеграции, обработки, сбора, передачи для принятия решений на уровне взаимодействия электросетевых активов в круглосуточном режиме;

5. Аналитические системы по подготовке принятых решений на различных уровнях энергосистемы;

6. Для повышения эффективности управления энергосистемой формируется необходимое программное обеспечение (ПО) и алгоритмы мониторинга, анализа, прогнозирования и принятия решений;

7. Создание систем обеспечения секретности информационных ресурсов и оборудования систем управления электросетевыми объектами и т.д. [65,66

Наиболее перспективные направления электрических сетей пригородных территорий, характеризующиеся большим количеством отказов оборудования, являются:

- технологии обработки, сбора, интеграции, и передачи необходимой информации, которая необходима оперативным и ремонтным подразделениями.
- разработка программного обеспечения и алгоритмов прогнозирования различных показателей электрических сетей (например, электрических нагрузок).

2.2 Технологии, применяемые в электроэнергетике

В ходе проводимых исследований в рамках диссертации, были определены технологии, которые представляют значимость для энергетического комплекса РФ на сегодняшний день, и в частности, для распределительных электрических сетей уровнем напряжения от 110 кВ до 0,4 кВ. Такие технологии представлены на рисунке 2.1.[96,97]

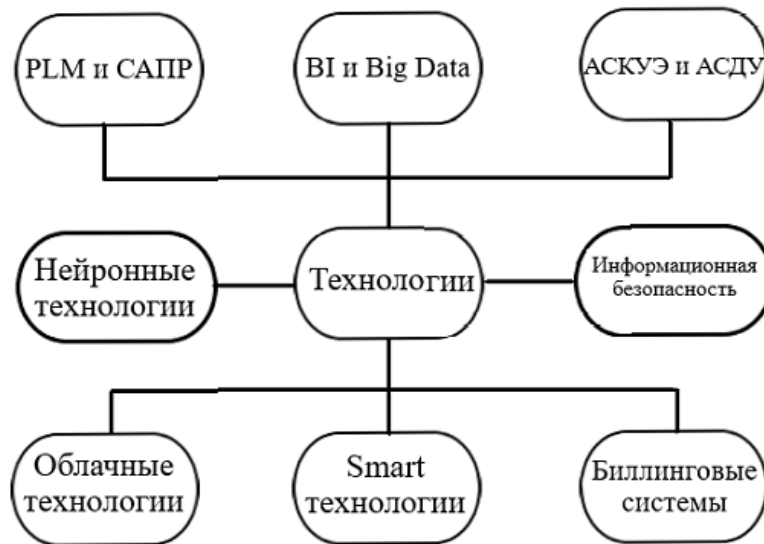


Рисунок 2.1 – Информационные технологии применяемые для задач повышения надежности распределительных электрических сетей

Технологии, которые зачастую используются в системе электроснабжения различных уровней напряжения являются: системы АСКУЭ (автоматическая система комплексного учета электрической энергии) и АСДУ (автоматическая система диспетчерского управления), нейронные технологии, облачные технологии и Smart технологии.

Системы АСКУЭ и АСДУ широко применяются в магистральных и распределительных электрических сетях. Они позволяют в режиме реального времени отслеживать различные показатели электрической сети и на их основании принимать оперативные решения. Также сбор информации об энергопотреблении позволяет выставлять счета на оплату электроэнергии потребителям.

Smart системы позволяют улучшить транспорт электрической энергии и занимаются вопросами энергоэффективности и энергосбережения. Так называемые «умные сети» отслеживают показатели и предлагают решения для снижения издержек на электроэнергию и делают транспортировку более качественной, которым как раз необходимо получать информацию от таких систем как АСКУЭ И АСДУ.

Облачные технологии позволяют удаленно передавать, сохранять и получать необходимый объем информации. Зачастую, многие данные электросетевых организаций, находящиеся на электронных и бумажных носителях, не обладают

возможностями быстрой передачи и преобразования. Подсчет различных параметров, создание отчетной документации используют данные сегодняшних показателей электрической сети. Для получения таких данных с «облака» пользователю достаточно иметь персональный компьютер и Интернет-сервис, на котором данная информация может храниться.

Нейронные технологии используются в виде информационных технологий, основанных на применении нейронных сетей. Искусственные нейронные сети — это комплексные системы, основанные аппаратно-программных инструментах, которые позволяют прогнозировать различные процессы. На сегодня широкое применение получили прогнозирование параметров электропотребления, которые и определяют динамику развития электрических сетей. От наиболее точного прогноза зависит как качество энергии, так и издержки, полученные в ходе эксплуатации электрических сетей.

Исследовав основные характеристики технологий, стоит отметить, что для задач технического обслуживания и ремонта возможно применения комплексно всех имеющихся и используемых технологий, но необходимо определить несколько малозатратных и быстро применяемых технологий, которые в краткосрочный период способны начать работать для повышения показателей надежности электрических сетей.

Проанализировав опыт применения технологий, применяемую инфраструктуру и минимальные затраты на внедрения технологии в аналогичные по объему эксплуатируемого оборудования в исследуемом объекте стоит выделить два направления: облачные технологии и нейронные технологии.

Данные технологии имеют главные и в тоже время экономически выгодные характеристики:

- для реализации минимальных задач необходим лишь персональный компьютер;
- главной направлением работы таких технологий является обработка информации о показателях электрических сетей;
- внедрение и окупаемость технологии возможна в короткие сроки.

2.3 Применение облачных технологий для хранения и анализа информации о параметрах и отказах элементов электрических сетей

Облачные технологии на сегодняшний день имеют широкое применение в различных бытовых задачах человека. Задачи, выполняемые такими технологиями, становятся доступными любому человеку за счет общедоступной сети Интернет или локализованной сетью, которые дают возможность получить необходимые ресурсы для дальнейшей деятельности.

Основой быстрых оперативных решений является сбор необходимой информации и ее ускоренная обработка. Применяемые на сегодня технологии зачастую не имеют возможности решить все необходимые задачи в обусловленные временные промежутки. Проблемы региональных электросетей, заключающиеся в высоких ценовых диапазонах уже, говорят о необходимости широкого применения облачных технологий.

Большинство электроэнергетических компаний получившие возможность применения разработанных технологий сегодня не часто используют облачные технологии, и подобная тенденция отслеживается во всем мире. Так по данным «TAdviser» в 2014 году среди различных энергетических компаний облачные технологии занимают 8 место по популярности их применения (35 проектов на 1 тысячу).

Порой внедрение облачных технологий в деятельность любой организации в области энергетического комплекса требует широких изменений в подходе их стратегии, методологии и управления. Поэтому данная технология становится лишь вспомогательным элементом, на который не решает важный ряд ключевых задач и несет в себе лишь форму дополнительной информации.

Особенности облачных технологий, которые зарекомендовали себя для решения задач повышения энергоэффективности:

1. Экономия от масштаба.
2. Разнообразие.
3. Гибкость.

4. Возможность обойти организационные вопросы [42].

Существует ряд значительных трудностей, которые не позволяют реализовать облачные технологии по принципу «исключительной собственности»:

- Большие вложения в создание собственного «облака», т.е. места хранения данных. Но порой данная проблема решается в получении услуги на основе договора аренды необходимого объема.
- Ряд зарубежных разработок порой не учитывают все особенности отечественного электроэнергетического комплекса и многие организации нуждаются в основных технических устройствах.
- Вопрос секретности и безопасности распределения данных, так как в современном мире это является стратегически важным направлением любого государства и права любой интеллектуальной собственности жестко регламентируются.
- Доступ к многокомпонентной системе становится очень зависимым от каналов связи.
- Внедрение облачных технологий в деятельность компаний требует изменений принципов работы персонала и проведения необходимого обучения с периодической переподготовкой, которые необходимы при внедрении новых элементов облачных технологий. [6].

На сегодня облачные технологии в электроэнергетике уже могут решать ряд задач для следующих областей:

1. Расчет стоимости;
2. Документооборот;
3. Комплексное управление проектом;
4. Проектирование;
5. Телефония;
6. Автоматизированный контроль над энергетическим объектом в период эксплуатации;

Средства реализации могут быть различны, например:

- Стандартные офисные программы и приложения (Пакет программ Office);

- Автоматизированные системы управления проектом (АСУП);
- Прикладное программное обеспечение для проектировщиков, инженеров (AutoCad, Compass);
- Бухгалтерские программы на базе 1С и т.д. [92]

Для комплексной оптимизации работы всех структурных подразделений электросетевых организации необходимо, чтобы сотрудники имели удаленный доступ к необходимым отчетам и показателям, которые позволят сократить количество бумажных носителей. На рисунке 2.2 представлен пример взаимодействий структурных подразделений электросетевых организаций, решающие повседневные задачи с применением облачных технологий.



Рисунок 2.2 – Структура работы электросетевой организации с использованием облачных технологий

Сегодня ряд задач электросетевых организаций, которые уже провели внедрение проектов с применением этой технологии. Одним из примеров становится внедрение референтной архитектуры интеллектуальной энергетической экосистемы компанией Microsoft Smart Energy Reference Architecture (SERA) [35].

Задачи повышения уровня надежности электросетевых объектов представляется возможным решать на основании следующих принципов:

1. Внедрение разных «облачных» центров обработки данных (ЦОД) в единое энергетическое «облако» – единый сформированный ЦОД, в которые входят все структурные элементы электроэнергетики: от генерации и до самого потребителя.
2. Формирование облачных технологий как в рамках отдельных «облаков» (поставщиков для различных компаний), так и в форме единого энергетического ЦОД. [78]

На рисунке 2.3 представлена система взаимодействия всех энергетических предприятий от генерации до уровня непосредственного распределения энергии потребителям с использованием облачных технологий, которые позволят заполучить наивысший уровень эффективности, результатом которого в перспективе станет повышение показателей надежности.

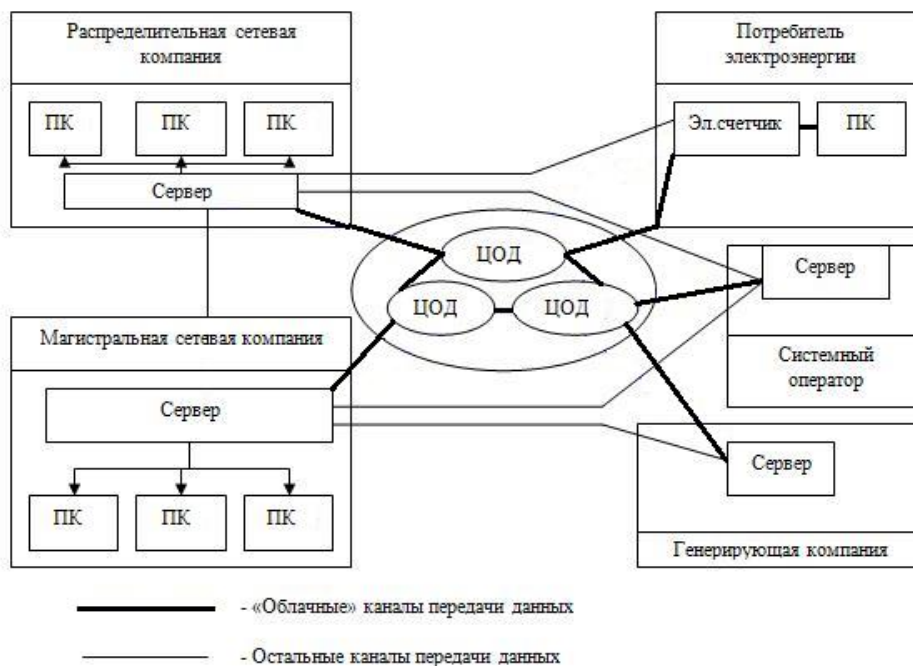


Рисунок 2.3 – Информационное пространство в электроэнергетике [93]

Необходимость центров обработки данных обусловлено сбором информации, которое позволит обмениваться с другими центрами обмениваться информацией и сформировать единое IT-пространство. Все «коллеги» данного пространства в виде генерирующих, распределительных, магистральных компаний и «Системного оператора» связываются по различным каналам связи (GPRS, GSM,

LTE, PLC, Ethernet и т.д.) [45]. Гибкость и интегрированность такой модели позволяет решать различные задачи, а различные каналы связи с центрами обработки данных позволяют иметь инструмент приспособленности к ним.

Согласно [82] существуют следующие виды (категории, сервисы) предоставляемых пользователям «облаков»:

1) Software as a Service (SaaS) – «Программное обеспечение как услуга», вид облачной технологии, обеспечивающий доступ множеству пользователей через web-браузер к единому приложению, разработанному и управляемому поставщиком-владельцем «облака»;

2) Infrastructure as a Service (IaaS) – «Инфраструктура как услуга», вид технологии, использующийся исключительно предприятиями, с предоставлением им различной ИТ-инфраструктуры (серверов, СУБД, сетевого оборудования, программных приложений) с применением технологии виртуализации;

3) Platform as a Service (PaaS) – «Платформа как услуга», технология, предоставляющая пользователям программные платформы с определенными характеристиками для разработки, тестирования, развертывания, поддержки веб-приложений;

4) Desktop as a Service (DaaS) – «Данные как услуга», технология, предоставляющая пользователям (дополнительно настраиваемые под свои задачи) полностью готовые к работе стандартизированные виртуальные рабочие места (доступ к программному комплексу необходимому работы);

5) Workspace as a Service (WaaS) – «Рабочее место как услуга», в отличие от технологии DaaS пользователи получают доступ только к программному обеспечению, а все вычислительные операции выполняют на собственных ПК;

6) Everything as a service (EaaS) – «Всё как услуга», вид сервиса, включающий в себя элементы всех вышеназванных видов решений и находящийся в данный момент времени в разработке или в тестовых вариантах.

Для минимальных задач по передаче, хранению и получению данных хотя бы для одного работника сетевой организации используется система Everything as a service (EaaS). Оперативно-диспетчерские и производственно-технические

подразделения будут иметь возможность быстро обмениваться и правильно хранить необходимые данные для работ по оперативному управлению, проектированию, планированию и т.д. [81]

2.4 Нейронные сети в электроэнергетическом комплексе

Нейронная сеть (искусственная нейронная сеть, ИНС) — математическая модель, а также её программное или аппаратное построение, сформированная по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей — сетей нервных клеток живого организма. Данное понятие установилось при исследовании процессов, протекающих в мозге, и при моделировании подобных процессов. Дебютной попыткой были нейронные сети У. Маккалока и У. Питтса [16]. Результатом разработки алгоритмов обучения, получаемые модели таких сетей, стали внедрять в практические задачи прогнозирования, распознавания образов (техническое зрение), в задачах управления различных механизмов и устройств.

Система из искусственных нейронов, связанных между собой, формирует будущую нейронную сеть отвечающие минимальным задачам. В отличии от современных процессов используемые в персональных компьютерах, данный вид имеет наиболее упрощенную форму. Единичный процессор в любой сети получает ряд входных сигналов, которые он получает и сигналами, которые он передает другим процессорам. Соединив такие процессоры в большую сеть с элементами управления, они способны решать ряд довольно сложных задач.

На основании опубликованных работ и материалов конференций ассоциации IEEE (Институт инженеров по электротехнике и электронике — Institute of Electrical and Electronics Engineers — международная некоммерческая ассоциация специалистов в области техники, мировой лидер в области разработки стандартов по радиоэлектронике и электротехнике) за последние два десятилетия утверждают,

что наиболее оправданы и имеют наивысшие результаты такие области использования ИНС:

- прогнозирование нагрузки;
- диагностика и локализация неисправностей;
- оптимизация распределения нагрузки;
- оценка надежности;
- динамическая устойчивость. [59]

Результатами работ IEEE становятся установившиеся основные тенденции и стабильная динамика развития использования ИНС в электроэнергетике.

Главными весомыми преимуществами использования нейронных сетей в электроэнергетике являются:

- возможность в режиме реального времени проводить очень быструю классификацию и обработку информации;
- нелинейное моделирование и фильтрация поступающих данных;
- эффективная работа при стохастических изменениях рабочих параметров;
- масштабируемость. [26]

Для электросетевых организаций результаты прогнозирования позволяют формировать баланс электроэнергии в энергосистеме, которое влияет на выбор режимных параметров и расчетных электрических нагрузок. Такие манипуляции создают баланс генерации и потребления — это основа стабильности всех уровней энергосистемы, его нарушение сказывается на качестве электроэнергии (как итог отклонение показателей частоты и напряжения в сети), что значительно понижает эффективность работы оборудования. Качественный прогноз позволяет грамотно распределить электрические нагрузки между объектами энергосистемы и это позволяет сохранять ценовой диапазон стоимости киловатт-часа путем регулирования загрузки оборудования, путем выработки своей продукции в часы пика, тем самым повысив свой доход.

На рисунке 2.4 представлена схема единичного нейрона, который состоит системы входных и выходных сигналов. Элементарный процессор имеет соединения (синапсы) с другими процессорами, имеющими определенный вес.

Передаточная функция (функция активации нейрона) преобразует сигнал активации для получения на выходе сигнала нейрона.

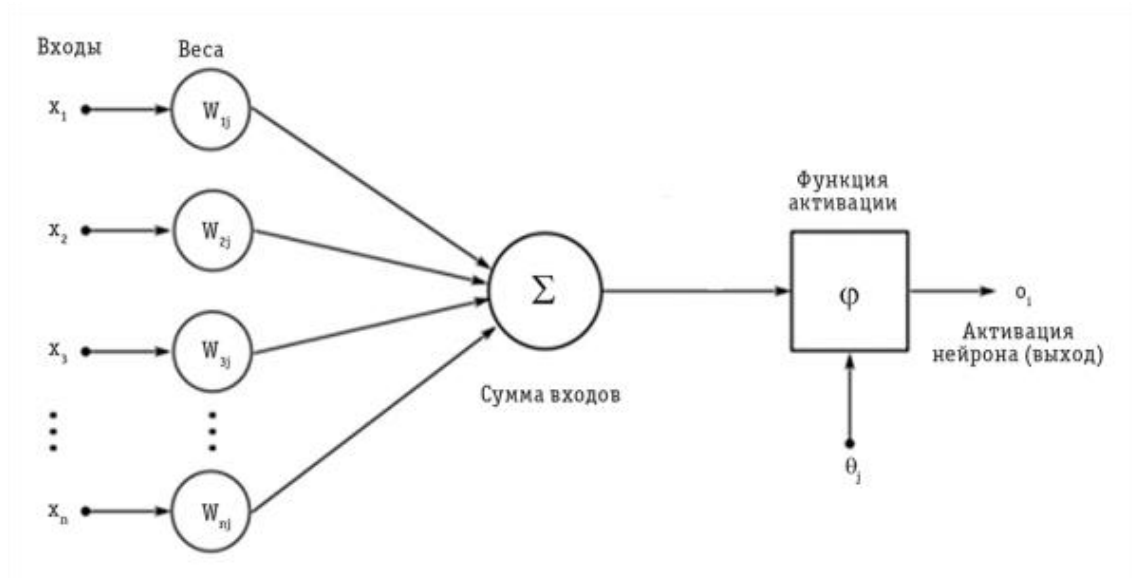


Рисунок 2.4 - Единичный нейрон

Все данные перед подачей на входы ИНС преобразуются в числовой вид, сеть их обрабатывает и на выходе мы получаем числовые данные, которые либо преобразуются в нужный вид или поддаются оценке под нужный критерий. Выбор нужной сети будет зависеть от конкретной задачи, а также от имеющегося типа объема данных. Нейронные сети имеют классификацию, представленную на рисунке 2.5, но зачастую при решении задач прогнозирования потребления электроэнергии применяют многослойный персептрон и сети Кохонена в определении построения потребления электроэнергии потребителям. [83,84]



Рисунок 2.5 - Классификация ИНС

Главной целью любой электросетевой организации для получения большого дохода является доставка своего продукта в необходимых объемах конечному потребителю электроэнергии с сохранением его главных параметров: напряжения и частоты. Эта задача решается в режиме онлайн, согласно всем характеристикам, которые важно регулярно отслеживать и при его изменениях вносить коррективы. Существуют два типа оценки подобных процессов, которые происходят с регулярной частотой на разных уровнях энергосистемы:

- 1) Динамические;
- 2) Статические.

В каждом виде подобные эксплуатационные состояния определяются следующим образом: [9, 34]:

- Стабильное состояние (нормальное). При таком состоянии запросы потребителей выполняются в нужном объеме без увеличения лимита.
- Критическое состояние. В таком состоянии часть показателей системы могут находиться в пределах установленных лимитов, но аварийный случай приводит к нестабильности всей системы.

- Экстренное состояние. Вся энергосистема попадает в диапазон аварийности вследствие увеличения установленных режимов.

Результатом применения нейронных сетей становится рост объема данных в процессе эксплуатации электрических сетей и необходимо уменьшить ошибку подобных данных. На основании предыдущего опыта установлено, что многослойный персептрон позволяет обучать нейронную сеть. Важнейшим преимуществом такой технологии становится возможность работы в онлайн режиме. Главной проблемой ИНС является выбор необходимых данных и перетренировка сети. Сети на основе многослойного персептрона для задач оценки безопасности энергосистемы применяют искусственные нейронные сети Хопфилда, которые являются одной из самых распространенных представленных на рисунке 2.6 [41].

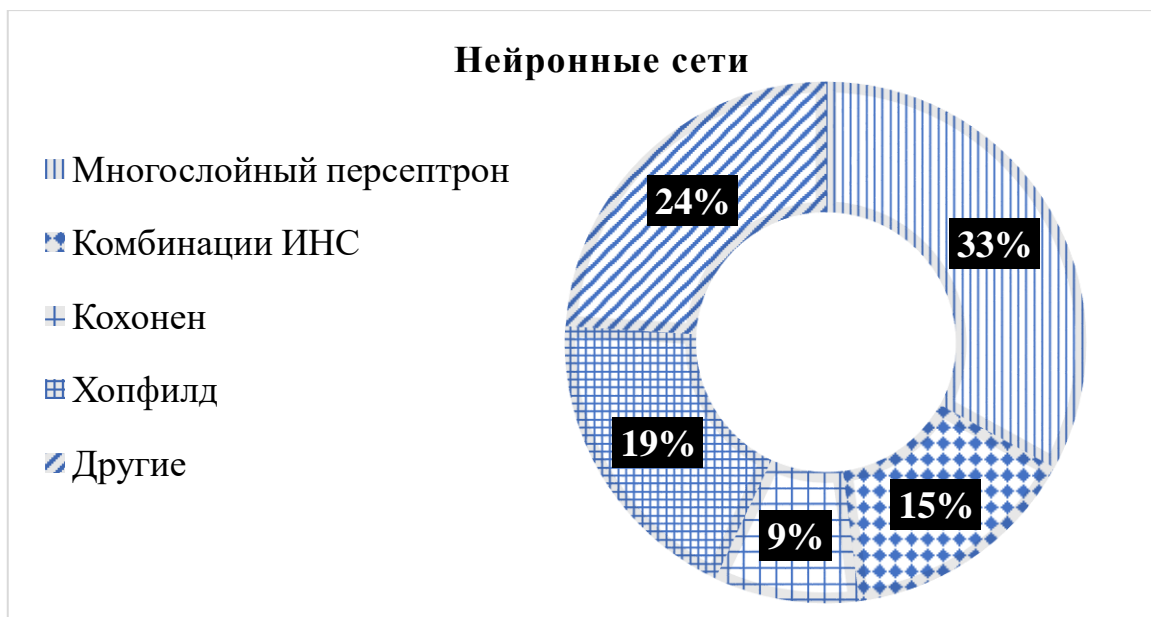


Рисунок 2.6 – Диаграмма применения нейронных сетей для прогнозирования показателей надежности

Нелинейность и динамичное развитие электрических сетей становится основным сигналом для широкого применения нейронных сетей. Развитие объемов оборудования электрических сетей и увеличение электропотребления в условиях жесткого соблюдения требований к безопасности и надежности наблюдаются проблемы оценки текущей системы безопасности и применение ИНС может способствовать урегулированию подобных проблем.

Выводы по главе 2

Анализ применяемых современных информационных технологий показал, что современная электрическая сеть на сегодняшний день, имеет необходимость повышения показателей надежности. Опыт применения таких технологий мировыми электросетевыми организациями имеет положительный опыт и дает большие возможности.

Придерживаясь принципа повышения надежности в процессе эксплуатации, путем изменений принципов технического обслуживания и ремонта необходимо решать две основные задачи:

- 1) Сбор, передача и хранения необходимой информации о показателях каждого элемента электрической сети;
- 2) Производить расчеты и прогнозирование будущих мер по ТОиР для каждого элемента электрической сети.

Исследовав применяемые технологии в электрических сетях на основании опыта, их применения установлено, что для выполнения задач подходят «облачные» и «нейронные» технологии.

Облачные технологии позволяют принимать, сохранять и передавать информацию удаленно, по различным каналам связи. Для получения такой информации необходимо иметь персональный компьютер и программный комплекс. В большом количестве предоставляемых на сегодня услуг возможно произвести их конкретный выбор, который в комплексе позволит сформировать собственное «облако» и использовать его по прямой необходимости.

Данная технология позволяет объединить как энергетическую систему в целом, так и контролировать ее отдельные участки.

Нейронные технологии представлены в виде искусственных нейронных сетей (ИНС). Любая нейронная сеть согласно своей поставленной задачи, решает вопросы прогнозирования какого-либо процесса. В энергетической сфере широкое применение получили процессы прогнозирования цен на электроэнергию, распределения нагрузки, оценку надежности и прогнозирования нагрузки.

Существует большое количество видов нейронных сетей, которые способны решать различные задачи и анализировать информацию за большой промежуток времени. Как правило, прогнозирование в электрических сетях имеет краткосрочный и среднесрочный период. Наиболее подходящие и имеющие опыт применения имеют ИНС с многослойным персептроном.

Для создания нейронной сети, необходимо задать алгоритм работы, на основании которых будет происходить прогнозирование выходных показателей.

Глава 3. Оценочные показатели для формирования модели будущей нейронной сети

3.1. Введение оценочных показателей распределительной электрической сети

Основной проблемой действующей системы планово-предупредительных ремонтов в электроэнергетике состоит в порядке очередности вывода в ремонт элементов электрических сетей. В основном ремонт имеет регламентированный характер и цикличность. Зачастую ремонт проводится на оборудовании, которое менее изношено и является менее значимым для участка сети, что при его отказе означает потеря напряжения на более меньшем количестве элементов электрической сети. Чтобы произвести корректировку данной системы технического обслуживания и ремонта необходимо задаться критериями или оценочными показателями, которые и будут отражать реальное техническое состояние, важность элемента на участке сети и его статистику отказов.

При определении оценочных показателей необходимо учитывать несколько факторов для каждого единичного элемента электрической сети:

- Насколько он важен в составе РУ, участка сети и сети в целом;
- Насколько он ненадежен в составе РУ, участка сети и в целом;
- Техническое состояния элемента зависящее от наработки на отказ, срока эксплуатации, проведенных ремонтных работ и т.д.

На основании вышеизложенных критериев предложен и сформулирован ряд показателей, которые называются оценочными индексами, выраженными в безразмерных величинах от 0 до 100 и отражающих суть каждого критерия, при этом учитываются методики оценки показателей надежности в ПАО «ФСК» и ПАО «Россети», которые частично провели работу в данном направлении и имеют ряд наработанных данных по магистральным электрическим сетям от 220 до 1150 кВ. [48, 49] Данные показатели будут являться основополагающими при формировании модели проведения регламентных работа по техническому обслуживанию и будут в полной мере отражать вышеизложенные факторы в

полном объеме. Данные показатели станут основополагающими при формировании необходимого более рационального алгоритма системы ТОиР в распределительных электрических сетях.

Ниже сформированы понятия:

1. Индекса важности (ИВ) - отражающий уровень необходимости в электрической сети, при отказе которого будут обесточены другие элементы электрической сети. Чем меньше элементов будет обесточено при отказе данного элемента, тем значение данного показателя будет ниже.

2. Индекса ненадежности (ИНН) - отражающий уровень возможного отказа элемента электрической сети на основании имеющихся статистических показателей и показателей надежности.

3. Индекса технического состояния (ИТС) - отражающие реальное техническое состояние оборудования за счет применяемых технологий диагностических исследований различных видов.

3.2 Индексы важности

При введении подобных показателей следует иметь ввиду как элемент электрической сети влияет на участок электрической сети и на всю сеть в целом, которая обслуживается электросетевой организацией и находится либо в оперативном управлении или оперативном введении.

Индекс важности разделяются на два вида:

ИВ1 – индекс важности рассматриваемой единицы оборудования в составе РУ, или участка ЛЭП (КЛ) в составе РЭС, или трансформатора в составе ПС;

ИВ2 – индекс важности РУ в составе электрической сети, или ЛЭП (КЛ) в составе электрической сети, или трансформатора в составе электрической сети. ИВ2 распространяется на все единицы оборудования, относящиеся к РУ (ЛЭП, ПС), для которого рассчитывается ИВ2.

Определим показатели группы первого индекса важности (ИВ1):

Индексы важности $IB1_{РУ}$ для единицы оборудования рассчитываются по степени последствия отказа единицы электрооборудования для РУ в целом;

Индексы важности $IB1_{ЛЭП}$ участка ЛЭП (КЛ) рассчитываются по последствиям отключения ЛЭП на общую величину передаваемой мощности через все ЛЭП РЭС;

Индексы важности $IB1_T$ трансформатора рассчитываются по последствиям отказа трансформатора на ТП в целом с учетом данных измерений резерва изоляции трансформатора.

Определим показатели группы второго индекса важности (ИБ2):

Индекс важности $IB2_{РУ}$ для распределительного устройства рассчитывается по последствиям отказа РУ для электрической сети в целом;

Индекс важности $IB2_{ЛЭП}$ для ЛЭП (КЛ) рассчитывается по последствиям отказа ЛЭП для электрической сети в целом;

Индекс важности $IB2_T$ для трансформатора рассчитывается по последствиям отказа трансформатора для электрической сети в целом.

Расчет индексов ИВ1 и ИВ2 необходимо проводить для каждого участка электрической сети. Как правило, многие участки Балашихинских распределительных электрических сетей имеют типовые схемы исполнения, можно производить универсальный расчет показателей *ИВ1* и *ИВ2*.

Индекс важности единицы оборудования в составе РУ, ПС, ЛЭП (ИВ1)

$IB1_{РУ}$ (по последствиям отказа единицы оборудования для распределительного устройства) - безразмерная числовая величина, нормируемая к 100 (0 – нет последствий, 100 – максимальные последствия), характеризующая степень влияния отказа единицы оборудования в составе схемы РУ на количество отключенных ветвей (присоединений) одного класса напряжения.

Все элементы схемы ранжируются по числу отключенных действием устройств РЗА присоединений, в результате отказа *i-того* элемента.

ИВ1 рассчитывается как отношение числа отключенных действием устройств РЗА присоединений, в результате отказа *i-той* единицы оборудования в

составе РУ к общему числу присоединений данного распределительного устройства.

$$ИВ1_{руi} = \frac{N_i}{N_{ру}} * 100; \quad (5)$$

, где

N_i – число присоединений отключенных, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ.

$N_{ру}$ – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

Индекс важности участка ЛЭП в составе РЭС (ИВ1_{ЛЭП})

Поскольку при формировании таблицы исходных данных для составления многолетних планов ТОиР ЛЭП в качестве расчетной единицы используется участок ЛЭП в зоне ответственности РЭС - ИВ1_{ЛЭП} должен быть рассчитан для указанного участка ЛЭП.

ИВ1_{ЛЭП} (по последствиям отказа участка ЛЭП) - безразмерная числовая величина, нормируемая к 100 (0 – нет последствий, 100 – максимальные последствия), характеризующая степень влияния отказа участка ЛЭП на общую величину передаваемой мощности через все ЛЭП в зоне ответственности РЭС; Рассчитывается применительно к участку ЛЭП, находящемуся в зоне ответственности РЭСа.

ИВ1_{ЛЭП} – это отношение максимальной загрузки, рассматриваемой ЛЭП (по 4 последним контрольным замерам) ЛЭП к её допустимой нагрузке, умноженное на 100 и умноженное на коэффициент номинального напряжения ЛЭП.

$$ИВ1_{jЛЭП} = 100 * S_j / \sum_{j=1}^{j_{max}} S_j; \quad (6)$$

, где:

S_j – максимальная передаваемая мощность j -той ЛЭП (по 4-м последним контрольным замерам);

j_{max} – общее количество ЛЭП в зоне ответственности РЭС;

Данный индекс рассчитывается по результатам контрольных замеров.

Индекс важности трансформатора в составе ТП-РП (ИВ1_Т)

IBI_T (по последствиям отказа трансформатора и наличия связи между РУ разных классов напряжения одной и той же ТП) - безразмерная числовая величина, нормируемая к 100 (0 – нет последствий, 100 – максимальные последствия), характеризующие степень влияния отказа трансформатора на работу ТП.

IBI_T рассчитывается как отношение числа 100 к общему числу трансформаторов на рассматриваемой ТП.

$$IBI_T = 100/n_T; \quad (7)$$

, где

n_T – количество трансформаторов связи между РУ различных классов напряжения одной ТП.

Индекс важности РУ, ЛЭП и трансформатора в составе сети (ИБ2)

$IB2$ (по последствиям отказа распределительных устройств (РУ) или ветвей (ЛЭП, трансформатор) для сети - безразмерная числовая величина, нормируемая к 100 (0 – нет последствий, 100 – максимальные последствия), характеризующая степень влияния отказа i -того РУ или ветви (ЛЭП (КЛ), трансформатор) в составе схемы сети на:

- математическое ожидание недоотпуска/ущерба потребителям узла;
- математическое ожидание недоотпуска располагаемой мощности электростанции / ущерба в точках присоединения к магистральной электрической сети, находящегося на границе балансовой принадлежности объектов по производству электрической энергии, и являющихся местом исполнения обязательства по выдаче мощности;
- математическое ожидание недоотпуска электроэнергии и мощности в точках присоединения к электрической сети, находящихся на границе балансовой принадлежности энергопринимающих устройств распределительных сетевых организации или покупателя электрической энергии, и являющихся местом исполнения обязательства по поставке электрической энергии.

Проводится расчет надежности электрической сети при всех включенных ее элементах (узлы и ветви) и фиксируется результирующая вероятность ограничения нагрузок в схеме сети ($Q_{огр. \text{результ}}$) (Ква.) и суммарный ущерб (руб.) от нарушений

электроснабжения i -того узла. Отключается i -ый узел, ветвь и проводится аналогичный расчет с фиксацией ограничения нагрузки по каждому узлу.

Проводится цикл аналогичных расчетов с последовательным восстановлением i -го элемента, отключением i -го элемента и определением вероятностей ограничения нагрузок i -го элемента и суммарного системного ущерба от нарушений электроснабжения для предварительно намеченной группы анализируемых элементов сети (узлов, ветвей).

Для каждого выбранного i -го элемента ветви вычисляются приросты вероятностей ограничений суммарной нагрузки системы или суммарных ущербов от нарушений электроснабжения как

$$\Delta Q_{огр\ сист(i)} = Q_{огр(i)} - Q_{огр\ результат} \quad (8)$$

$$\Delta Z_{ущ. сист(i)} = Z_{ущ(i)} - Z_{ущ\ результат} \quad (9)$$

Все анализируемые элементы ранжируются, по мере снижения прироста вероятности ограничения нагрузок и/или ущерба от нарушений электроснабжения. В зависимости от результатов расчета производится автоматическое ранжирование элементов сети, чем больше показатель важности, тем элемент выше в ранговом списке.

Методика расчета индексов последствий базируется на расчете режимов работы электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» при наличии в сети максимальных нормируемых возмущений в соответствии с требованиями «Методических указаний по устойчивости энергосистем». Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.

3.3 Индексы ненадежности

Индекс ненадежности, так же как индекс важности определяется совокупностью двух индексов ненадежности: индекса ненадежности единицы оборудования (ИНН1) и индексом ненадежности схемы объекта, на котором оно установлено (ИНН2).

Индекс ненадежности единицы оборудования РУ, ПС, ЛЭП (ИНН1).

Индекс ненадежности единицы оборудования (ИНН1) рассчитывается в относительных единицах от 0 до 100. Источниками информации для расчета ИНН1 являются база данных по аварийности электрооборудования и годовые отчеты РЭС.

Индекс ненадежности единицы электрооборудования (в том числе трансформатора) ИНН1 определяется – вероятностью отказа в течении года. Он рассчитывается как произведение параметра потока отказов (частоты отказов) оборудования на среднее время восстановления (в часах), отнесенное к числу часов в году.

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760; \quad (10)$$

, где:

$ИНН1_{iEO}$ -индекс ненадежности i – того типа электрооборудования;

$ППО_i$ -параметр потока отказов электрооборудования i -того типа;

t_{icp} -среднее время восстановления работоспособности электрооборудования i -того типа после аварии (технологического нарушения);

8760- число часов в году.

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i; \quad (11)$$

, где:

KO_i – количество отказов электрооборудования i -того типа за пятилетний период. Определяется по информации из базы данных по аварийности (оперативные журналы, отчеты и т.д.).

N_i – общее количество электрооборудования i -того типа. Определяется по последнему годовому отчету.

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i} \right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij}; \quad (12)$$

, где:

t_{ij} -время восстановления работоспособного состояния электрооборудования i -того типа после j -той аварии (технологического нарушения).

При отсутствии информации о времени восстановления работоспособного состояния оборудования в качестве индекса ненадежности единицы электрооборудования (*ИННИ*) в данной методике может использоваться параметр потока отказов (*ППО*).

Таблица параметров потока отказов и средних времен восстановления работоспособности с привязкой к маркам оборудования, на которые распространяется данные значения параметра потока отказов и времен восстановления работоспособности, должны рассчитываться индивидуально для каждого из улов электрической сети.

Поскольку при формировании таблицы исходных данных для составления многолетних планов ТОиР ЛЭП в качестве расчетной единицы присутствует участок ЛЭП в зоне ответственности РЭС, *ИННИ* должен быть рассчитан для указанного участка ЛЭП (КЛ).

ИННИ_{ЛЭП} рассчитывается аналогично *ИННИ_{ЕО}* и определяется возможностью отказа участка ЛЭП (КЛ) в течении года.

$$ИННИ_{ijЛЭП} = ППО_{jЛЭП} * L_{ijЛЭП} * t_{jcp} / 8760; \quad (13)$$

, где

ИННИ_{ijЛЭП} – индекс ненадежности *i* – того участка ЛЭП (КЛ);

ППО_{jЛЭП} – параметр потока отказов ЛЭП (КЛ);

L_{ijЛЭП} - протяженность *i* –того участка ЛЭП (КЛ);

t_{jcp} –среднее время восстановления работоспособности ЛЭП (КЛ) после аварии (технологического нарушения);

8760– число часов в году.

В случае отсутствия конкретных данных об отказах рассматриваемых линий их параметр потока отказов принимается в соответствии с каталожными данными.

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_j} \right) * \sum_{i=1}^{KO_i} t_i; \quad (14)$$

$$ППО_{ijЛЭП} = KO_j / (NN_j * \sum_{j=1}^{NN_j} L_{ij}) / 5; \quad (15)$$

, где:

$$KO_j = N_{jобщ} - N_{jвнешн};$$

$N_{jobц}$ – общее число отключений ЛЭП с неуспешными АПВ за последние пять лет;

$N_{jвнешн}$ – число отключений ЛЭП типа с неуспешными АПВ за последние пять лет, обусловленных внешними воздействиями сторонних организаций и лиц;

t_i – время восстановления i – той аварии ЛЭП;

NN_j – количество ЛЭП.

Индекс ненадежности РУ, Т, ЛЭП в составе сети (ИНН2)

Индекс ненадежности РУ ($ИНН2_{РУ}$) определяется совокупностью параметров потока отказов всех единиц оборудования, входящих в состав РУ и схемой соединения, рассматриваемого РУ. В данной методике в качестве индекса ненадежности РУ принята возможность отказа РУ в целом при отказе наиболее важной единицы оборудования в составе рассматриваемого РУ.

$$ИНН2_{РУi} = N_i / N_{РУ} \cdot 100; \quad (16)$$

, где

N_i – число отключенных присоединений, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ;

$N_{РУ}$ – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

Индекс ненадежности $ИНН2$ объекта в составе электрических сетей рассчитывается в относительных единицах от 0 до 100.

Индекс ненадежности трансформаторов связи между двумя РУ разного напряжения одной ПС рассчитывается исходя из количества трансформаторов (для трехфазного исполнения) или групп трансформаторов (для однофазного исполнения), установленных на ПС:

$$ИНН2_T = 100 * \beta; \quad (17)$$

, где

β – вероятность нахождения остальных трансформаторов в момент аварии с первым в неработоспособном состоянии определяется выражением:

$$\beta = (t_H / 8760)^{(n-1)} \quad (18)$$

, где

t_n - время нахождения трансформатора в отключенном состоянии в часах в течении года;

n – количество трансформаторов связи между РУ различных классов напряжения одной ТП (РП).

Чем больше трансформаторов связи работает параллельно, тем меньше $ИНН2_{Тр}$, и тем надежнее связь между РУ.

$ИНН2_{ЛЭП}$ – это количество отключений рассматриваемой ЛЭП (ВЛ, КЛ или КВЛ) с неуспешным АВП за последние 5 лет, отнесенное к общему количеству отключений с неуспешным АПВ всех ЛЭП (ВЛ, КЛ, ВКЛ) аналогичного вида и класса напряжения за те же 5 лет, умноженное на 100. [2]

$$ИНН2_{jЛЭП} = 100 * (N_{jобщ} - N_{jвнешн}) / \sum_{j=1}^{j_{max}} (N_{jобщ} - N_{jвнешн}); \quad (19)$$

, где:

$N_{jобщ}$ – количество отключений j -той ЛЭП с неуспешным АПВ за последние 5 лет;

$N_{jвнешн}$ – количество отключений j -той ЛЭП с неуспешным АПВ за последние 5 лет, обусловленных внешними воздействиями;

j_{max} – общее количество ЛЭП аналогичного вида и класса напряжения с рассматриваемой.

Данный индекс рассчитывается по данным оперативного персонала, или по данным из базы аварийности электрооборудования, по результатам расследования аварий и технологических нарушений.

При отсутствии необходимых для расчета данных индекс ненадежности ВЛ может быть рассчитан на основании средних значений параметра потока отказов ВЛ, умноженных на длину рассматриваемой ВЛ (данные имеются в годовых отчетах) и отнесенного к количеству отключений ВЛ аналогичного класса напряжения с неуспешным АПВ за предыдущий год (данные так же имеются в годовых отчетах).

3.4 Индекс технического состояния оборудования (ИТС)

Единица оборудования, для которой разрабатывается ИТС, на основании экспертных оценок, характеризуемые критерием. Формируется ряд подсистем, которые сформулированы в Приложении 1 и разделены по одной общей характеристике определяющей степень отказа оборудования при поломке одного из деталей единичного элемента электрической сети. Данные детали объединены в подсистемы. Показателем изменения состояния подсистемы является оценка критерия. Для каждой подсистемы устанавливается набор показателей – параметров.

Показателем соответствия параметра требованиям нормативно-технической документации является оценка параметра. Несоответствие параметра нормативному значению рассматривается как дефект. Для учета влияния параметров и критериев на техническое состояние используются весовые коэффициенты.

Таким образом, весь комплекс критериев, параметров и дефектов, влияющих на техническое состояние актива, являются основой для расчета ИТС. Принцип формирования ИТС приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Принцип формирования ИТС

ИТС	Критерий			Параметр			
Формула расчета ИТС	=	Вес критерия 1	Оценка критерия	=	Вес параметра 1	Оценка параметра	Значение параметра 1
				=	Вес параметра 2...n	Оценка параметра	Значение параметра 2...n
		Вес критерия 2	Оценка критерия	=	Вес параметра 1	Оценка параметра	Значение параметра 1

В общем случае, алгоритм расчета ИТС представляет собой средневзвешенное значение всех оценок критериев. Максимальное влияние оценки

критерия на итоговое значение ИТС зависит от количества критериев, их веса и определяется по формуле:

$$W = \frac{100 * W_{kki}}{\sum_i W_{kk}} ; \quad (20)$$

, где:

W – коэффициент, учитывающий влияние критерия i на итоговый индекс технического состояния;

W_{kki} - весовой коэффициент i -го критерия;

W_{kk} - весовые коэффициенты всех критериев.

Для нормализации влияния результата оценки критерия на результат расчета ИТС, количество критериев должно быть установлено в диапазоне от 3 до 5 включительно. Графическое изображение влияния критериев на ИТС изображено на рисунке 3.1.

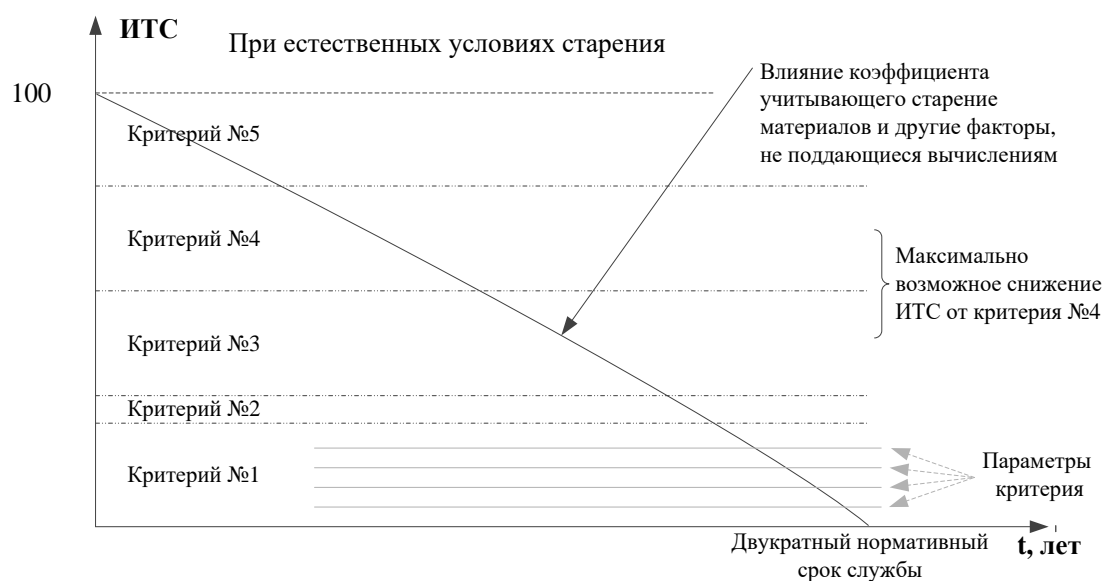


Рисунок 3.1 - Влияния критериев на индекс технического состояния при естественных условиях старения

При наличии множества параметров, превышение хотя бы одного из них нормативного (предельного) значения незначительно повлияет на итоговый ИТС (например, одна опора ВЛ, состоящей из ста опор). Для выявления таких отклонений вводится понятие «флаг». На рисунках 3.2 и 3.3 показано графическое представление «флага».

На рисунке 3.2 показано, что 3 параметра намного ниже среднего значения и один параметр превысил предельное значение (включая достижение области ограничений нормального состояния и/или предельно допустимое значение). ИТС как совокупность всех параметров укажет на некоторое усредненное значение, которое в данном примере будет находиться в пределах нормы.

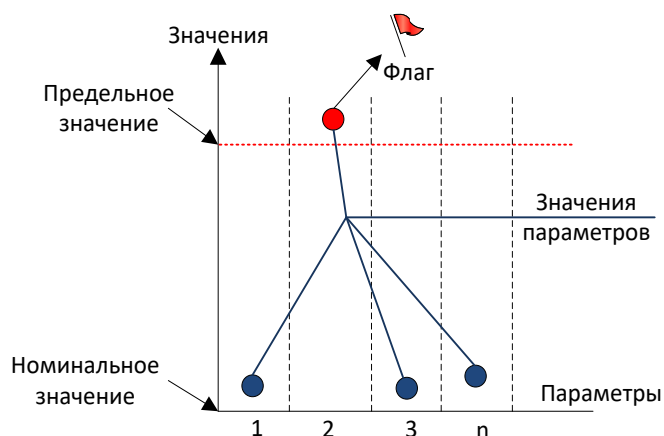


Рисунок 3.2 - Графическое объяснение выставления флага

На рисунке 3.3 показано, что ИТС как совокупность всех параметров укажет на усредненное значение, которое в данном примере будет находиться в пределах нормы.

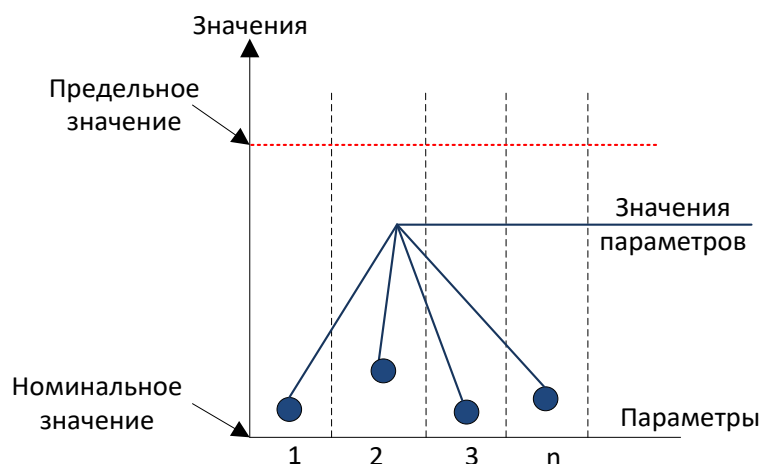


Рисунок 3.3 - Графическое изображение значений параметров

Как видно на рисунках 3.2 и 3.3, ИТС как некоторое усредненное значение, в обоих случаях будет находиться в сопоставимых пределах, но в первом случае наблюдается превышение предельного значения одним параметром, что потребует воздействия оборудование. Индикатором необходимости воздействия будет являться «флаг».

Таким образом, ИТС дает возможность оценить текущее состояние оборудования в целом, а система «флагов» представляет оперативную информацию о дефектах, несвоевременное устранение которых может привести к сбоям в работе, либо отказу производственного актива.

Дальнейшим шагом становится формирование групп оборудования. Группы оборудования формируются на основании идентичной функциональности, сопоставимых технических характеристиках, видов диагностики, процессов старения оборудования или его элементов. Например, выделяются группы оборудования «Трансформаторы силовые 6-10/0,4 кВ», «Выключатели масляные 6-10 кВ» и т.д. Таким образом, под каждый уровень электрической сети формируется собственные группы оборудования, которые изменяются от уровня напряжения.

Весовые коэффициенты критериев оценки технического состояния оборудования определяются в соответствии со следующими факторами:

- степень влияния значения критерия на работоспособность оборудования;
- стоимость восстановления параметра технического состояния оборудования, определяющего критерий оценки, при отклонении значения параметра за допустимыми нормативами пределы;
- стоимость восстановления конструктивного элемента оборудования в случае отказа по параметру технического состояния оборудования.

Для первого способа расчета ИТС оценка критерия должна выполняться по одному из вариантов:

Определение минимальной оценки параметров, входящих в критерий:

$$V_{ijmin} = \min\{V_{ijk}\} \cdot W_{kk}; \quad (21)$$

, где

V_{ij} – значение критерия;

V_{ijk} – значение параметра;

W_{kk} - весовой коэффициент критерия.

Также надо иметь ввиду проблему естественного старения и других не диагностируемых изменений свойств материалов оборудования ПС и элементов ВЛ (КЛ), замена которых экономически или технически нецелесообразна и тогда

используется параметр износа узла в зависимости от срока эксплуатации. Расчет параметра выполняется по формуле:

$$Y_v = 100\% \left(1 - e^{-1,6 \times \left(\frac{T_{отр}}{T_{max}} \right)} \right) \quad (22)$$

, где:

Y_v – коэффициент, учитывающий естественное старение узла в зависимости от возраста;

$T_{отр.}$ – количество отработанных лет узла со дня выпуска производителем (лет).

$T_{max.}$ – нормативный срок службы оборудования (лет). [21]

Для оборудования, выработавшего два нормативных срока службы, должен устанавливаться «флаг» - «замена», при этом решение о включении объекта в инвестиционную программу принимается специалистами в соответствии с документами, регламентирующими формирование инвестиционной программы.

ИТС возможно определить двумя способами.

Первым способом расчет индекса состояния выполняется на основе результата оценки и весового коэффициента критерия по следующей формуле:

$$ИТС = \frac{\sum_{ij=1}^{ij=n} (V_{ij} * W_{ij} * S_{ij})}{(\sum_{ij=1}^{ij=n} (S_{ij} * W_{ij}))} \quad (23)$$

, где:

$ИТС$ - индекс технического состояния;

V_{ij} - результат оценки критерия;

W_{ij} - весовой коэффициент критерия;

S_{ij} – значение критерия;

n - количество критериев;

Алгоритм расчета ИТС представляет собой средневзвешенное значение всех оценок критериев с учетом их веса и состоятельности данных, полученное значение допускается нормировать к 100.

Оценки критериев можно группировать между собой, используя логические или математические формулы, задавать весовые коэффициенты критериев.

Второй способ: Расчет индекса состояния выполняется на основе результата расчета индекса состояния критерия по следующей формуле:

$$\text{ИТС} = \Sigma(V_{ij} \cdot W_{ij}); \quad (24)$$

, где:

V_{ij} - результат расчета ИТС критерия;

W_{ij} - весовой коэффициент критерия.

Алгоритм расчета ИТС представляет собой сумму оценок ИТС критериев с учетом их значимости (веса), полученное значение допускается нормировать к 100.

ИТС многокомпонентных объектов, к которым приравнены аппараты с вспомогательными элементами ввиду принудительной циркуляции или вентиляции, расширенных сосудов и д.р., рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{мко}} = \frac{\Sigma WK_i \cdot I_i}{\Sigma WK_i}; \quad (25)$$

, где:

$I_{\text{мко}}$ - ИТС многокомпонентного объекта.

WK_i - вес i -того компонента и/или единицы оборудования.

I_i - ИТС i -того компонента и/или единицы оборудования.

ИТС комплексного объекта (подстанции, открытые и закрытые распределительные устройства, комплектные распределительные устройства элегазовые, трансформаторные подстанции, воздушные и кабельные линии электропередачи) рассчитывается как средневзвешенное значение ИТС входящего в комплексный объект единицы оборудования или комплексных объектов более низкого уровня иерархии по следующей формуле:

$$I_{\text{компл}} = \frac{\Sigma W_i \cdot I_i}{\Sigma W_i}, \quad (26)$$

, где:

$I_{\text{компл}}$ - ИТС комплексного объекта.

W_i - вес i -той единицы оборудования;

I_i - ИТС i -той единицы оборудования.

ИТС комплексных линейных объектов зависит от вида единицы такого оборудования:

- 1 ИТС опор (среднее значение по всем ИТС опор на ВЛ);
- 2 ИТС пролетов (среднее значение всех пролетов ВЛ);
- 3 ИТС кабельного участка ЛЭП (при наличии);
- 4 ИТС переходных пунктов ЛЭП (выключатели, разъединители, автоматические выключатели, вольтодобавочные трансформаторы, ОПН, РВ, трансформаторы тока).

ИТС КВЛ представляет собой средневзвешенные значения ИТС участка ВЛ и КЛ, при этом в качестве весового коэффициента используется протяженность этих участков по трассе. Расчет КВЛ выполняется по следующей формуле:

$$I_{квл} = \frac{\sum_i^1 I_i * \sum_n^1 L_{учКЛ} + \sum_j^1 I_j * \sum_m^1 L_{учВЛ}}{I * \sum_n^1 L_{учКЛ} + j * \sum_m^1 L_{учВЛ}}, \quad (27)$$

, где

$I_{квл}$ - ИТС КВЛ;

I_i - ИТС i -того участка КЛ, входящего в состав КВЛ;

I_j - ИТС j -го участка ВЛ, входящего в состав КВЛ;

$L_{уч}$ - длина КЛ или ВЛ, входящей в состав КВЛ;

N - количество участков КЛ;

M - количество участков ВЛ.

3.5 Выбор набора критериев и весовых коэффициентов для расчета ИТС

3.5.1 Формирование критериев

При установлении критериев для каждого единичного узла (выключатель, трансформатор и т.д.) электрической сети важно определить его подсистемы, которые будут оцениваться. Для этого необходимо сформировать ряд требований соответствующие принципам:

- подсистема оказывает влияние на вероятность отказа узла в целом;

- подсистема является функционально независимой или малозависимой от остальных подсистем;

- периодичность обновления данных в подсистеме одинаковая и независимая или мало-зависимая от остальных подсистем.

Примером деления масляного выключателя бакового типа на подсистемы 6-10 кВ на подсистемы:

1. Состояние контактной системы;
2. Состояние внешней изоляции;
3. Внешние контактные соединения;
4. Состояние масла;
5. Состояние заземления, металлоконструкций, привода и прочего.

Стоит отметить, чем больше количество критериев для каждого единичного узла, тем влияние каждого критерия на итоговое значение ИТС будет менее значительным.

ИТС должен включать в себя критерии:

- общие параметры оценки объекта;
- параметры, фиксируемые при проведении инструментальной диагностики в соответствии с СТО [68];
- параметры, фиксируемые после выполнения ремонтов;
- параметры, фиксируемые при проведении осмотров;
- параметры, фиксируемые при проведении дополнительных измерений и испытаний, необходимость проведения которых определяется техническим руководителем предприятия.

Исключение составляют параметры, измерения или изменения которых выполняется непосредственно в процессе ремонта.

Входными параметрами для расчёта ИТС должны быть первичные данные, полученные прямым измерением без их математической обработки, необходимой в ряде случаев для приведения измеренных значений к расчетным значениям. В приложении 1 указан ряд параметров для каждого узла электрической сети, которые фиксируются и принимают участие в расчете ИТС. Стоит отметить, что

из-за большого количества различных элементов и разновидностей оборудования, сформирован главный принцип подобных оценочных действий.

Процесс оценки критерия заключается в сравнении фактических значений с нормативными, предельными или граничными значениями, установленными в нормативно-технической документации, приведением результата сравнения к единичной числовой шкале (от 0 до 4, где 0-наихудшее состояние параметра, 4-наилучшее). В качестве примера используется оценка при запрете на снижение параметра ниже его нормативных значений.

Таблица 3.2 – Оценка критерия при запрете снижения фактического значения диагностического параметра ниже нормативного значения

Значение оценки (0-4) V	Алгоритм оценки параметра	Примечание
0	$A_i (A_n \cdot 0,6) < A_n$	Значение параметра ниже номинального более чем на 40%
1	$A_n \cdot 0,8 > A_i > A_n \cdot 0,6$	Значение параметра занижено от 20 до 40 %
2	$A_n \cdot 0,9 > A_i \geq A_n \cdot 0,8$	Значение параметра занижено от 10 до 20%
3	$A_n \geq A_i \geq A_n \cdot 0,9$	Значение параметра может быть равно номинальному или занижено не более 10%
4	$A_i > A_n$	Значение параметра выше номинального

В качестве примера приведен показатель коэффициента абсорбции, используемый в силовых трансформаторах и обмотках двигателей, где:

Показатель 4 - $K_a > 1,6$; Показатель 3 – $K_a = 1,6 - 1,52$; Показатель 2 – $K_a = 1,52 - 1,44$;

Показатель 1 – $K_a = 1,44 - 1$; Показатель 0 – $K_a < 1$;

Оценка параметров к его нормативным значениям приведена в приложении 2.

3.5.2 Формирование весовых коэффициентов

Для определения влияния критерия на работоспособность узла задаются весовые коэффициенты. Для подсистемы, отказ которой приводит к полному отказу единицы оборудования в целом, устанавливается максимальный

коэффициент, а в случае частичного ухудшения свойств - наименьший коэффициент.

Весовые коэффициенты критериев W_{kk} оценки технического состояния оборудования определяются в соответствии со следующими факторами:

- степень влияния значения критерия на работоспособность производственного актива;
- стоимость восстановления параметра технического состояния оборудования, определяющего критерий оценки, при отклонении значения параметра за допустимыми нормативами пределы;
- стоимость восстановления конструктивного элемента оборудования в случае отказа по параметру технического состояния оборудования, определяющего критерий оценки.

Итоговое значение весового коэффициента вычисляется как среднее арифметическое значение факторов 1-3 (рис 3.1).

Установка различных критериев порой может нести экспертный характер в случаях:

1. Несоответствие параметров приводит подсистемы к однозначному отказу единицы оборудования. В таком случае весовой коэффициент критерия устанавливается на основании опыта эксплуатации.

2. Для критериев, где в качестве норматива используется значение наработки (количество, время и т.д.) возможно установление весового коэффициента согласно экспертной оценке, но с учетом фактических отказов подобных единиц оборудования. (Например: «количество коммутационных отключений выключателя». У выключателя превышено количество коммутационного ресурса, но отказов оборудования не случилось. В таком случае для данной подсистемы, куда входит данный параметр, должен быть установлен высокий коэффициент, полученный через опыт отказов других подобных единиц оборудования)

Определение степени влияния 2 и 3 фактора проводится экспертами, согласно приложению 3 по определению весовых коэффициентов.

Возможны ситуации, когда какой-либо критерий или параметр оказывает критическое влияние на состояние оборудования, но в силу большого количества участвующих в расчете других критериев или параметров его влияние на итоговый показатель ИТС оказывается незначительным. Например, у силовых трансформаторов были определены показатели сопротивления изоляции, рассчитаны параметры коэффициента абсорбции, которые показывают отличное значение и таким образом ИТС может быть в районе 80-90, т.е. принимать высокое значение. Вводится понижающий коэффициент, который если оценка параметров телевизионного осмотра трансформатора под нагрузкой выявила, что подключенный проводник к обмотке высшего напряжения внутри бака имеет превышение рабочей температуры более 95°C, то ИТС принимает значение не более 60.

Весовые коэффициенты, при расчете ИТС одного силового трансформатора приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Весовые коэффициенты подсистем силового трансформатора в расчете ИТС

№ п/п	Наименование оборудования	Подсистема оборудования	Весовой коэффициент при расчете ИТС единичного объекта
1	Трансформатор (автотрансформатор)	магнитная система, обмотки, масло, азот, вода, бак, система охлаждения и вспомогательные системы;	10
		система регулирования напряжения (может входить в состав компоненты 1.1.);	1
		высоковольтные вводы 6 кВ и выше.	8

Подобные весовые показатели формируются для всех многокомпонентных устройств и объектов и частично отражены в приложении 3.

3.6 Качественная оценка технического состояния оборудования

Для последующего планирования ТОиР полученное значение ИТС переводится в вид технического состояния оборудования и (или) объектов сети и на их основании предлагаются рекомендуемые мероприятия, которые применяются в системе планово-предупредительного ремонта на объектах электроэнергетического комплекса в соответствии с таблицей 3.4.

Таблица 3.4 - Таблица перевода количественной оценки технического состояния в качественную и рекомендуемые мероприятия ТОиР.

Техническое состояние	Диапазон количественных значений индекса состояния	Вид ремонта
Критическое	0 – 29,99	Замена элемента/реконструкция
Неудовлетворительное	30 - 59,99	Капитальный ремонт
Удовлетворительное	60 - 74,99	Средний ремонт
Хорошее	75 - 89,99	Текущий ремонт
Очень хорошее	90 - 100	Межремонтные мероприятия

3.7 Система ранжирования порядка проведения работ ТОиР

Для проведения ранжирования порядка включения в план ТО и Р единиц оборудования ТП и участков ВЛ (КЛ) необходимо сформировать математическую модель (28) по определению итогового показателя ИП, в которой используется следующая информация:

1. Индекс важности единицы оборудования в составе объекта (ИВ1);
2. Индекс важности объекта в составе сети (ИВ2);
3. Индекс ненадежности единицы оборудования (ИНН1);
4. Индекс ненадежности объекта в составе сети (ИНН2);
5. Индекс технического состояния (ИТС) для единицы оборудования ТП;

Итоговый показатель (ИП) определяется путем перемножения индексов важности ИВ1, ИВ2 на индексы ненадежности ИНН1, ИНН2 и на «условный индекс выработки ресурса» (100 – ИТС), т.е.

$$ИП = ИВ1 * ИВ2 * ИНН1 * ИНН2 * (100 - ИТС); \quad (28)$$

На основании полученного показателя ИП, формируется достаточно полная информация о наиболее изношенных и важных элементах электрической сети, которые позволят сформировать упорядоченный график будущих работ ТОиР.

Ранжирование порядка включения в план ТОиР элементов электрической сети осуществляется по *ИП*, т.е. чем больше значение общего показателя надежности, тем выше находится строка, описывающая элемент электрической сети, тем больше значимость данного оборудования с точки зрения включения в ремонтную программу или программу реконструкции. Пример ранжирования на основании рассчитанных показателей представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – План ТОиР по результатам проведенных расчетов

№	Элемент СЭС	ИВ1	ИВ2	ИНН1	ИНН2	ИТС	ИП	Вид ремонта
1	РП-1060 СШ 10 кВ сек.2	33,3	61	0,001	33,3	67	2232	СР
2	ТП-1061 ВН Т-1	9	30	0,0002	9	62	18	СР
3	ТП-1061 ВН Т-2	9	20	0,00009	9	69	5	СР
4	РП-1060 Т-2	50	68	0,002	0,82	91	50	МРМ
5	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А- ТП1064А	36,3	29	0,001	36,3	76	1108	ТР
6	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063Б- ТП1064Б	36,3	33	0,001	36,3	88	521	МРМ
7	ТП-1064 ВН Т-1	9	31	0,0005	9	31	87	КР

Выводы по главе 3

Благодаря разработанным оценочным показателям для формирования алгоритма ТОиР в распределительных электрических сетях, удалось сформировать модель оценки надежности и технического состояния каждого элемента электрической сети, а также определить порядок очередности проведения регламентирующих работ.

Проведение будущих работ по техническому обслуживанию и ремонту на сегодняшний день зачастую проводятся без учета выработки (срока эксплуатации) оборудования и реального технического состояния, а учитывают только срок его эксплуатации и срок гарантийной службы. Такая система планово-предупредительных ремонтов несет в себе:

1) Большие экономические вложения в ремонт и обслуживание узлов, которые еще не выработали свой ресурс и не имеют низкого уровня технического состояния.

2) Проводимые капитальные и текущие ремонты заставляют электрические сети отключать кратковременно и долговременно потребителей 2 и 3 категории и, как следствие, несут в себе экономические потери от недоотпуска электрической энергии.

3) Отсутствие ранжирования проведения ремонтов наиболее значимых и поврежденных узлов электрической сети и приводит зачастую к хаотичным планам будущих ремонтов.

Таким образом, изученные методические материалы и сформированная модель направлена на более качественное проведение мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту, которая позволит сократить экономические потери и повысить надежность электрической сети в целом. Целесообразно применить данную математическую модель в формировании нейронной сети, которая будет способна прогнозировать данные показатели на различных временных отрезках, что позволит проводить планирование работ и более точно оценивать бюджет для его проведения.

Глава 4. Применение нейронных сетей в прогнозировании показателей надежности электрических сетей

4.1 Нейронные сети и их особенности

XXI век характеризуется прорывными темпами технического прогресса и компьютеризации, которые заставляют активно применять интеллектуальные технологии. Простота использования и неограниченные возможности становятся главным смыслом их использования. Для технических направлений электроэнергетического комплекса стали использоваться технологии нейронных сетей.

Искусственный нейрон — это единичный элемент ИНС. Они связаны между собой синаптическими соединениями и тем самым образуют ту самую нейронную сеть, которая получает информацию, обрабатывает ее и в процессе работы и времени выдает выходные характеристики.

Применение нейронных сетей обоснованно имеет свое распространение в различных областях науки для качественного формирования жизнедеятельности человека. Решаемые задачи по управлению, классификации и прогнозированию позволяют решить ИНС. Необходимые приспособления для обработки полученной информации ИНС принимают вид:

- Гибкой модели для нелинейной аппроксимации многомерных функций;
- Средства прогнозирования во времени для процессов, зависящих от многих переменных;
- Классификатора различных составляющих, который определяет характеристики входного пространства;
- Средства распознавания образов;
- Инструмента для поиска по ассоциациям;
- Модели для поиска закономерности в массивах данных. [72]

Наиболее часто при выполнении задач электроэнергетики применяют метод линейного моделирования. Согласно своему основному свойству, ИНС нелинейны и позволяет создать зависимости, которые подвластны современным компьютерам.

На рисунке 4.1 представлена структура искусственного нейрона, являющийся базовой частью для всей сети.

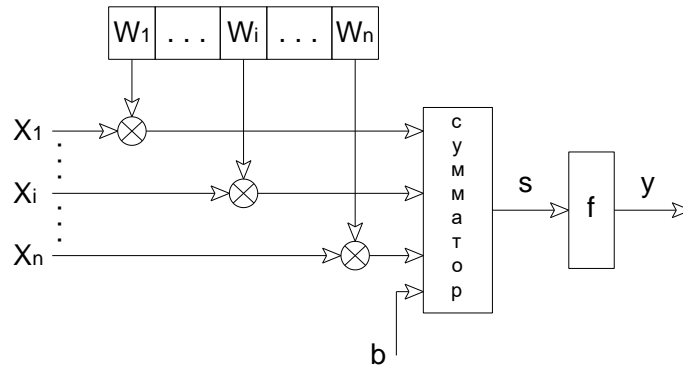


Рисунок 4.1 – Построение искусственного нейрона

Нейрон состоит из элементов трех типов: умножителей (синапсов), сумматора и нелинейного преобразователя. Синапсы осуществляют связь между нейронами, для чего входной сигнал умножают на число, характеризующее силу связи (вес синапса). Сумматор выполняет сложение сигналов, поступающих по синаптическим связям от других нейронов, и внешних входных сигналов. Нелинейный преобразователь производит нелинейную функцию одного аргумента – выхода сумматора. Эта функция называется функцией активации или передаточной функцией нейрона. Нейрон в целом определяет скалярную функцию векторного аргумента. В соответствии с рисунком 4.1, представленная математическая модель нейрона имеет вид:

$$S = \sum_{i=1}^n w_i x_i + b, \quad (29)$$

$$y=f(S), \quad (30)$$

, где w_1 – вес синапса,

$i = 1 \dots n$;

b – значение смещения;

S – результат суммирования;

x_i – компонент входного вектора (входной сигнал);

y – выходной сигнал нейрона;

n – число входов нейрона;

f – нелинейное преобразование (функция активации). [50]

В стандартных случаях входной сигнал, весовые коэффициенты и смещение представляют собой действительные значения, а в процессе выполнения практических задач, могут принимать некоторые фиксированные значения. Выход (y) определяется видом функции активации и предстает как действительным, так и целым.

Связи, возникающие между нейронами, называются синаптическими и могут быть представлены в виде положительных (возбуждающих), а также в виде отрицательных (тормозящих).

На входной сигнал (S) нелинейный преобразователь отвечает выходным сигналом $f(S)$, который представляет собой выход (y) нейрона. Используется большое количество активационных функций, а именно: линейная, сигмоидальная, экспоненциальная, синусоидальная, шаговая (линейная с насыщением), пороговая, квадратичная и т.д.

Нелинейная функция активации с насыщением (логистическая функция) или сигмоид (S -образного вида) является наиболее используемой в различных задачах:

$$f(S) = \frac{1}{1+e^{-as}}, \quad (31)$$

при уменьшении a сигмоид становится более пологим, в пределе при $a = 0$ располагаясь в горизонтальную линию на уровне 0,5, при увеличении a сигмоид приобретает вид функции единичного скачка с порогом. В процессе становится видно, что выходное значение нейрона лежит в диапазоне (0;1). Эта функция отличается тем, что она дифференцируема на всей оси абсцисс; имеет простое выражение для производной; обладает свойством усиливать слабые сигналы и предотвращает насыщение от больших сигналов, так как они соответствуют областям аргументов, где сигмоид имеет пологий наклон.

Нейронная сеть выглядит как совокупность нейроподобных элементов (чтобы выделить главное различие между нейронами биологическими и искусственными, их (искусственные) зачастую определяют, как нейроподобные

элементы или формальные нейроны), определенные методом соединений друг с другом и с внешней средой с помощью связей, определяемых весовыми коэффициентами. Исходя из вида функций, выполняемых нейронами в сети, выделяют три типа:

- Входные нейроны, на которые подается вектор, кодирующий входное воздействие или образ внешней среды; обычно не производят вычислительных процедур, а информация поступает с входа на выход путем изменения их активации;
- Выходные нейроны, значения которых представляют выходы нейронной сети; преобразования в них осуществляются по выражениям (29) и (30);
- Промежуточные нейроны, являющиеся основой нейронных сетей, это процессы, выполняющиеся согласно (29) и (30).

Преобразование входного вектора в выходной сопровождается преобразованием информации, которой является признаком функционирования нейронной сети. Сами процессы функционирования зависят от параметров самих нейронов, их архитектуры построения, связями между ними, установленных параметров ввода и вывода данных, способами обучения, создания ротации и конкуренции между нейронами и непосредственной синхронизацией для обмена данными между нейронами.

На основе критериальной системы выделяют следующие типы нейронных сетей:

- 1) Полносвязные. Каждый нейрон такой сети передает свой выходной сигнал остальным нейронам, также и себе. Выходными сигналами могут быть все или некоторые выходные сигналы нейронов после некоторых тактов функционирования сети. (рис. 4.2 а)
- 2) Многослойные нейронные сети (рисунок 4.2б). В таких сетях нейроны объединяются в слои. Каждый слой содержит любое количество нейронов с едиными входными сигналами. Такая сеть обычно состоит из Q слоев, пронумерованных слева направо. Внешние входные сигналы подаются на входы нейронов входного слоя (имеет номер – 0), а выходами сети становятся выходные

сигналы заключительного слоя. Кроме входного и выходного слоев в многослойной сети есть один или несколько скрытых слоев. Связи от выходов нейронов некоторого слоя q к входам нейронов следующего слоя $q+1$ называются последовательными.

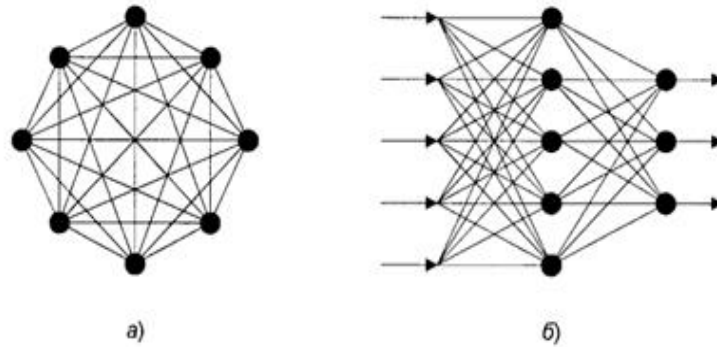


Рисунок 4.2 - Архитектуры нейронных сетей

Многослойные нейронные сети имеют подвиды:

1) Монотонные. Это частный случай слоистых сетей с дополнительными условиями на связи и нейроны. Все слои, кроме выходного, разбиты на возбуждающие и тормозящие блоки. Связи между блоками одноименны своим названиям: возбуждающие и тормозящие. В случае, когда от нейронов блока «А» к нейронам блока «В» ведут только возбуждающие связи, показывает, что любые выходные сигналы блока являются монотонной неубывающей функцией любого входного сигнала блока А. Если же эти связи только тормозящие, то любой выходной сигнал блока «В» является невозрастающей функцией любого входного сигнала блока «А». Нейронам монотонных сетей необходима монотонная зависимость выходного сигнала нейрона от параметров входных сигналов. (рис. 4.3.)

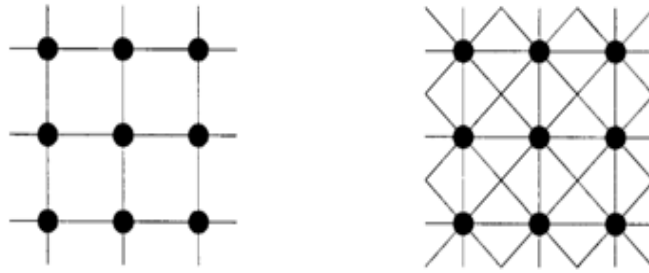


Рисунок 4.3 – Монотонная нейронная сеть

2) Сети без обратных связей. Здесь нейроны входного слоя получают входные сигналы, преобразуют их и передают нейронам первого скрытого слоя, и таким образом до выходного, который выдает сигналы для интерпретатора и пользователя. Среди многослойных сетей без обратных связей различают полносвязные и частично полносвязные. Классическим вариантом слоистых сетей являются полносвязные сети прямого распространения (рисунок 4.4).

Слева направо: входной слой, скрытый слой, выходной слой

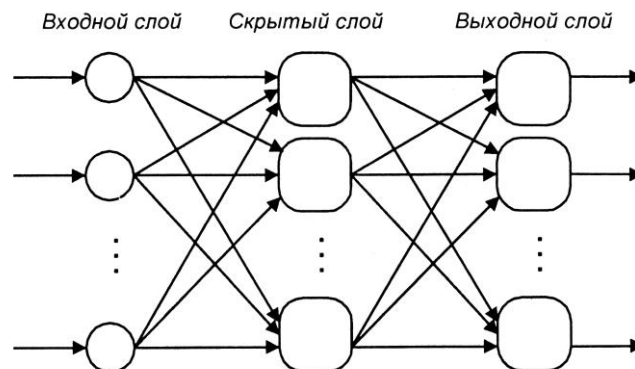


Рисунок 4.4 - Многослойная (двухслойная) сеть прямого распространения.

3) Сети с обратными связями. В таких сетях информация с последующих слоев передается на предыдущие. Среди них выделяют следующие сети: слоисто-циклические (все слои равноправные и замкнуты в кольцо, при этом последний слой передает свои выходные сигналы первому); слоисто-полносвязные (каждый слой представляет собой полносвязную сеть, цикл работы в которой разделен на три части: прием сигнала с предыдущего слоя; обмен сигналами внутри слоя; выработка выходного сигнала и передача его последующему слою);

полносвязанно-слоистые (аналогичны слоисто-полносвязанным, но здесь нет обмена сигналами внутри слоя и передачи следующему, а нейроны всех слоев принимают сигналы от нейронов как своего слоя, так и последующих).

- слабосвязные нейронные сети, нейроны здесь располагаются в узлах прямоугольной или гексагональной решетки. Каждый нейрон связан с четырьмя, шестью или восемью своими ближайшими соседями. [42]

Известные нейронные сети можно разделить по типам структур нейронов на гомогенные (однородные) и гетерогенные. Первые состоят из нейронов одного типа с единой функцией активации, а во вторые входят нейроны с различными функциями активации.

Существуют бинарные и аналоговые сети. Бинарные оперируют только двоичными сигналами, и выход каждого нейрона может принимать значение либо логического нуля, либо логической единицы.

Еще одна классификация делит нейронные сети на синхронные и асинхронные. В первом случае в каждый момент времени лишь один нейрон меняет свое состояние, во втором – состояние меняется сразу у целой группы нейронов (как правило у всего слоя).

Сети можно классифицировать также по числу слоев. Теоретически число слоев и число нейронов в каждом слое может быть произвольным, однако фактически оно ограничено ресурсами компьютера или микросхем, на которых обычно реализуется нейронная сеть. Чем сложнее сеть, тем более сложные задачи она может решать.

Выбор структуры нейронной сети осуществляется в соответствии с особенностями и сложностью задачи. Для решения отдельных типов задач уже существуют оптимальные конфигурации. Вопрос о необходимых и достаточных свойствах сети для решения задач того или иного рода представляет собой целое направление нейрокомпьютерной науки. В большинстве случаев оптимальный вариант сети получается на основе интуитивного подбора, хотя в литературе приведены доказательства того, что для любого алгоритма существует нейронная сеть, которая может его реализовать. [38]

4.2 Прогнозирование с использованием нейронных сетей

Для нас интерес представляют задачи прогнозирования. В таких задачах в качестве входных сигналов используются временные ряды, представляющие значения контролируемых переменных на некотором интервале времени. Выходной сигнал – множество переменных, которое является подмножеством переменных входного сигнала. Роль нейронной сети состоит в предсказании будущей реакции системы по ее предшествующему поведению. Обладая информацией о значениях переменной x в моменты, предшествующие прогнозированию $x(k-1), x(k-2), \dots, x(k-N)$, сеть вырабатывает решение, каким будет наиболее вероятное значение последовательности $\hat{x}(k)$ в текущий момент k . Для адаптации весовых коэффициентов сети используются фактическая погрешность прогнозирования $\varepsilon = x(k) - \hat{x}(k)$ и значения этой погрешности в предшествующие моменты времени

Большая часть прикладных задач может быть сведена к реализации некоторого сложного функционального многомерного преобразования.

Очевидно, что процесс функционирования нейронной сети, сущность действий, которые она способна выполнять, зависит от величин синаптических связей. Поэтому, задавшись определенной структурой сети, соответствующей какой-либо задаче, необходимо найти оптимальные значения всех переменных весовых коэффициентов (некоторые синаптические связи могут быть постоянными).

Этот этап называется обучением нейронной сети, и от того, насколько качественно он будет выполнен, зависит способность сети решать поставленные перед ней проблемы во время функционирования [83,84].

Обучить нейронную сеть – значит, сообщить ей, чего мы от нее добиваемся. Этот процесс очень похож на обучение ребенка алфавиту. Показав ребенку изображение буквы «А», мы спрашиваем его: «Какая это буква?». Если ответ неверен, мы сообщаем ребенку тот ответ, который хотели бы от него получить: «Это буква «А». Ребенок запоминает этот пример вместе с верным ответом, то есть

в его памяти происходят некоторые изменения в нужном направлении. Мы будем повторять процесс предъявления букв снова и снова до тех пор, когда все буквы будут твердо запомнены, этот процесс называется «обучение с учителем» (рис. 4.5).

При обучении сети мы действуем совершенно аналогично. У нас имеется некоторая база данных, содержащая примеры (набор рукописных изображений букв). Предъявляя изображение буквы «А» на вход сети, мы получаем от нее некоторый ответ, не обязательно верный. Нам известен и верный (желаемый) ответ – в данном случае нам хотелось бы, чтобы на выходе с меткой «А» уровень сигнала был максимален. Обычно в качестве желаемого выхода в задаче классификации берут набор $(1, 0, 0, \dots)$, где 1 стоит на выходе с меткой «А», а 0 – на всех остальных выходах. Вычисляя разность между желаемым ответом и реальным ответом сети, мы получаем (для букв русского алфавита) 33 числа – вектор ошибки. Алгоритм обучения – это набор формул, который позволяет по вектору ошибки вычислить требуемые поправки для весов сети. Одну и ту же букву (а также различные изображения одной и той же буквы) мы можем предъявлять сети много раз. В этом смысле обучение скорее напоминает повторение упражнений в спорте – тренировку.

Результатом многократного предъявления подобных примеров веса в ИНС стабилизируются и сеть выдает нужную информацию на все решаемые примеры из существующей базы данных. В таком случае сеть считается обученной. В процессе работы такой сети, ее ошибки снижаются. Если уровень ошибки приблизится к низкому уровню или нулю, сеть останавливается и переходит к работе с данными новой базы данных.

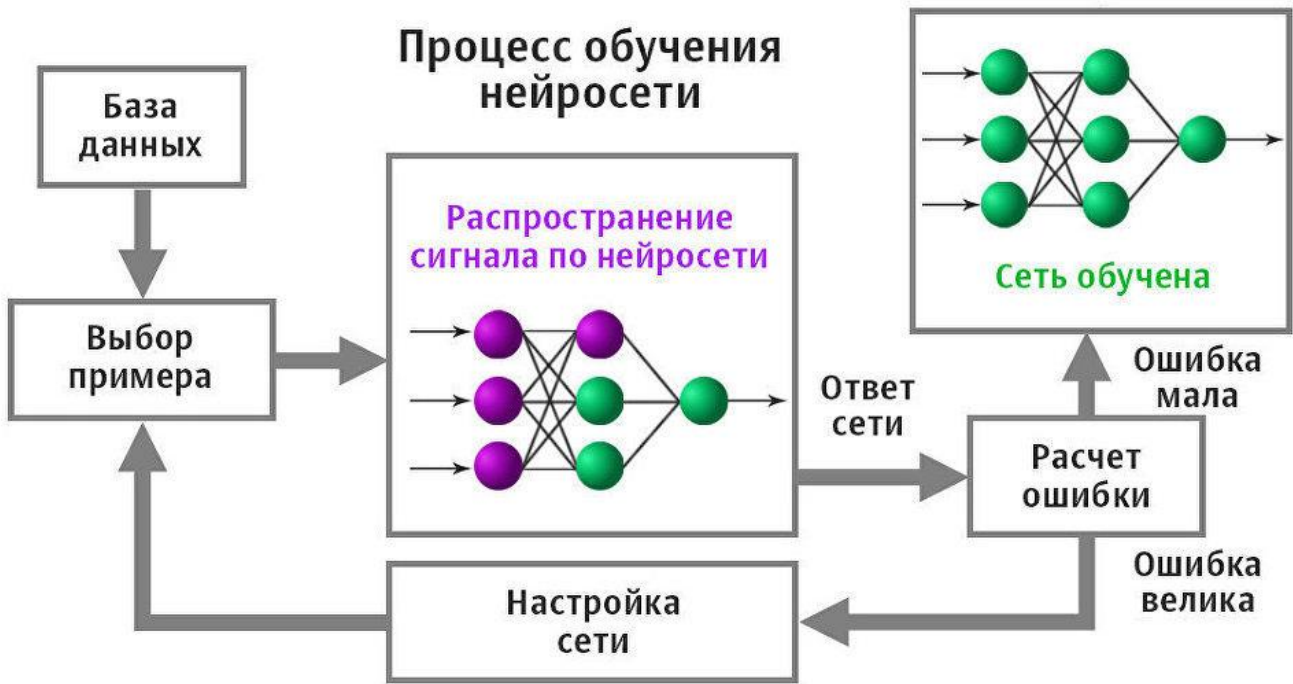


Рисунок 4.5 – Алгоритм обучения нейронной сети

Важно отметить, что вся информация, которую сеть имеет о задаче, содержится в наборе примеров. Поэтому качество обучения сети напрямую зависит от количества примеров в обучающей выборке, а также от того, насколько полно эти примеры описывают данную задачу.

Математически процесс обучения можно описать следующим образом. В процессе функционирования нейронная сеть формирует выходной сигнал Y в соответствии с входным сигналом X , реализуя некоторую функцию $Y=G(X)$. Если архитектура сети задана, то вид функции G определяется значениями синаптических весов и смещений сети.

Пусть решением некоторой задачи является функция $Y=F(X)$, заданная парами входных – выходных данных $(X_1, Y_1), (X_2, Y_2), \dots, (X_N, Y_N)$, для которых $Y_k=F(X_k)$ где $k = 1, 2, \dots, N$.

Обучение состоит в поиске функции G , близкой к F в смысле некоторой функции ошибки E (см. рисунок 4.5).

Если выбрано множество обучающих примеров – пар (X_k, Y_k) (где $k = 1, 2, \dots, N$) и способ вычисления функции ошибки E , то обучение нейронной сети превращается в задачу многомерной оптимизации, имеющую очень большую

размерность, при этом, поскольку функция E может иметь произвольный вид, обучение в общем случае – многоэкстремальная невыпуклая задача оптимизации.

Для решения этой задачи могут быть использованы следующие (итерационные) алгоритмы:

- алгоритмы локальной оптимизации с вычислением производных первого порядка – градиентный алгоритм (метод скорейшего спуска); методы с одномерной и двумерной оптимизацией целевой функции в направлении антиградиента; метод сопряженных градиентов; методы, учитывающие направление антиградиента на нескольких шагах алгоритма;

- алгоритмы локальной оптимизации с вычислением частных производных первого и второго порядка – метод Ньютона, методы оптимизации с разреженными матрицами Гессе, квазиньютоновские методы, метод Гаусса – Ньютона, метод Левенберга – Марквардта и др.;

- стохастические алгоритмы оптимизации – поиск в случайном направлении, имитация отжига, метод Монте-Карло (численный метод статистических испытаний);

- алгоритмы глобальной оптимизации (задачи глобальной оптимизации решаются с помощью перебора значений переменных, от которых зависит целевая функция) [55].

Для создания прогнозной сети мы будем использовать один из самых распространенных алгоритмов обучения – алгоритм обратного распространения ошибки (backpropagation). Рассмотрим его идею. Это итеративный градиентный алгоритм обучения, который используется с целью минимизации среднеквадратичного отклонения текущего выхода от желаемого выхода в многослойных нейронных сетях.

В многослойных сетях оптимальные выходные значения нейронов всех слоев, кроме последнего, как правило, неизвестны, и персептрон с тремя и более слоями уже невозможно обучить, руководствуясь только величинами ошибок на выходах сети. Наиболее приемлемым вариантом обучения в таких условиях оказался градиентный метод поиска минимума функции ошибки с рассмотрением

сигналов ошибки от выходов сети к ее входам, то есть в направлении, обратном прямому распространению сигналов в обычном режиме работы. Этот алгоритм обучения получил название процедуры обратного распространения.

В данном алгоритме функция ошибки представляет собой сумму квадратов рассогласования (ошибки) желаемого выхода сети и реального. При вычислении элементов вектора градиента использован своеобразный вид производных функций активации сигмоидального типа. Алгоритм действует циклически (итеративно), и его циклы принято называть эпохами. На каждой эпохе на вход сети поочередно подаются все обучающие наблюдения, выходные значения сети сравниваются с целевыми значениями и вычисляется ошибка. Значения ошибки, а также градиента поверхности ошибок используются для корректировки весов, после чего все действия повторяются. Начальная конфигурация сети выбирается случайным образом, и процесс обучения прекращается либо, когда пройдено определенное количество эпох, либо, когда ошибка достигает некоторого определенного уровня малости или, когда ошибка перестанет уменьшаться (пользователь может сам выбрать нужное условие остановки).

Алгоритм выглядит так:

1. Весам сети присваиваются небольшие начальные значения.
2. Выбирается очередная обучающая пара (X, Y) из обучающего множества; вектор X подается на вход сети.
3. Вычисляется выход сети.
4. Вычисляется разность между требуемым (целевым, Y) и реальным (вычисленным) выходом сети.
5. Веса сети корректируются так, чтобы минимизировать ошибку (сначала веса выходного слоя, затем, с использованием правила дифференцирования сложной функции и отмеченного своеобразного вида производно сигмоидальной функции, - веса предыдущего слоя и т.п.).
6. Шаги со 2-го по 5-ый повторяются для каждой пары обучающего множества до тех пор, пока ошибка на всем множестве не достигнет приемлемого значения.

Шаги 2 и 3 подобны тем, которые выполняются в уже обученной сети. Вычисления в сети выполняются послойно. На шаге 3 каждый из выходов сети вычитается из соответствующего компонента целевого вектора с целью получения ошибки. Эта ошибка используется на шаге 5 для коррекции весов сети.

Шаги 2 и 3 можно рассматривать как «проход вперед», так как сигнал распространяется по сети от входа к выходу. Шаги 4 и 5 составляют «обратный проход», поскольку здесь вычисляемый сигнал ошибки распространяется обратно по сети и используется для подстройки весов.

В процессе формирования нейронной сети осуществляющий прогнозирование параметров надежности электрической сети применен программный комплекс MATLAB R2013b. Данный комплекс фирмы Math Works Inc. Широкого распространен как язык программирования для высокого уровня технических вычислений. Главным достоинством данной системы стала возможность расширение возможностей для решения различных научно-технических задач в различных направлениях компьютерной математики. Данный пакет услуг называется Neural Networks Toolbox. Он отвечает поставленной задаче, применяемой для прогнозирования показателей. [26]

Такой пакет содержит все необходимые средства проектирования, обучения, моделирования и использования большого количества теоретических возможностей аппарата искусственных нейронных сетей различных уровней и возможностей, которые позволяет создать различные варианты архитектуры сети, ее алгоритмы и прилагающиеся функции моделирования, создания, адаптации и обучения. [17, 18]

С помощью программного комплекса MATLAB R2013b Simulink сформирована модель нейронной сети, отражающая последовательность операций, на основании заложенных в сеть входных показателей. (рис. 4.5-4.9)

На рисунке 4.6 представлена структурная схема проектируемой нейронной сети, которая основана на математической модели, предложенной в главе 3 и отражает основные показатели, используемые при определении видов технического обслуживания и ремонта, а также его порядкового номера.

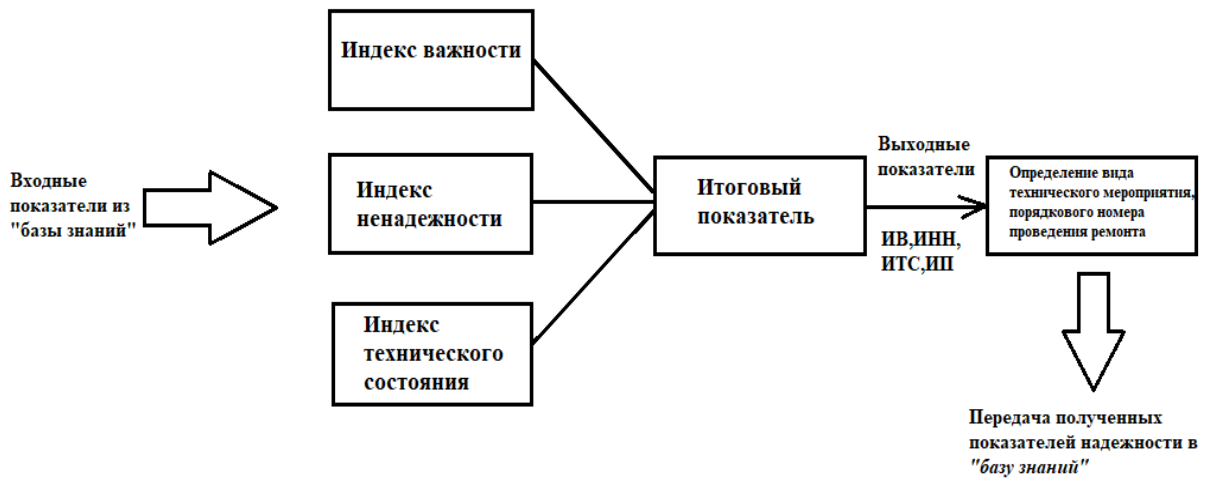


Рисунок 4.6 – Структурная схема нейронной сети

На рисунке 4.7 изображена модель определения ИТС на основании формулы (23), которая отображает методику расчета одного из компонентов, необходимых для получения необходимой информации о выборе вида работ ТООР для рассчитываемого элемента электрической сети.

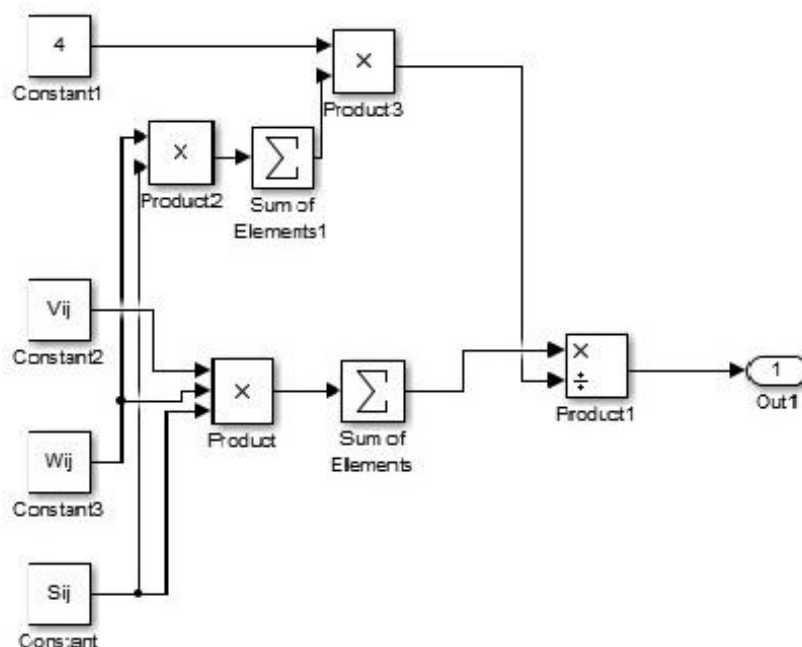


Рисунок 4.7. Модель определения ИТС в системе нейронной сети

На рисунке 4.8 изображена модель определения ИВ согласно выражению (5), которая отражает показатель одного из параметров математической модели.

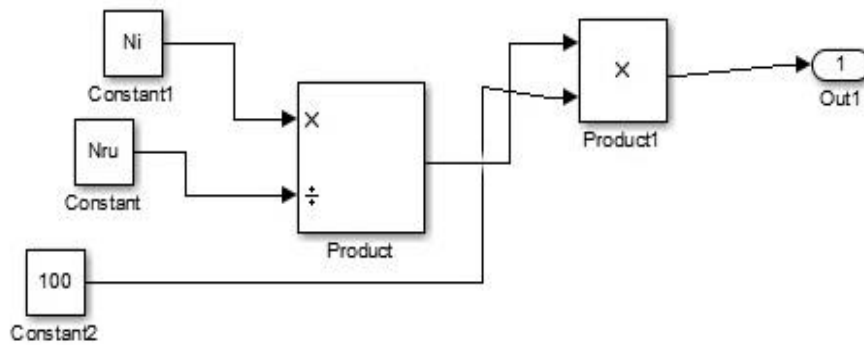


Рисунок 4.8 - Модель определения ИВ в системе нейронной сети

На рисунке 4.9 представлена модель ИНН согласно выражению (10) для единичного элемента электрической сети.

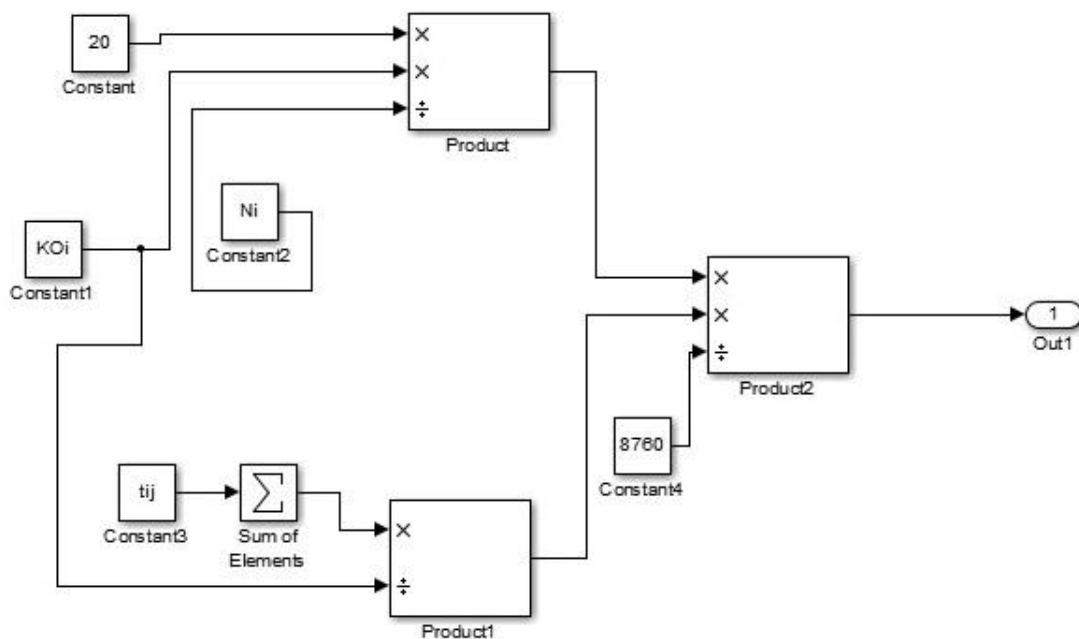


Рисунок 4.9 - Модель определения ИНН в системе нейронной сети

Результатом сформированных моделей ИВ, ИНН и ИТС становится итоговая модель ИП, представленная на рисунке 4.10 на основании выражения (28), и получается итоговое значение, которое используется при ранжировании элементов электрической сети, которые нуждающихся в мероприятиях ТОиР.

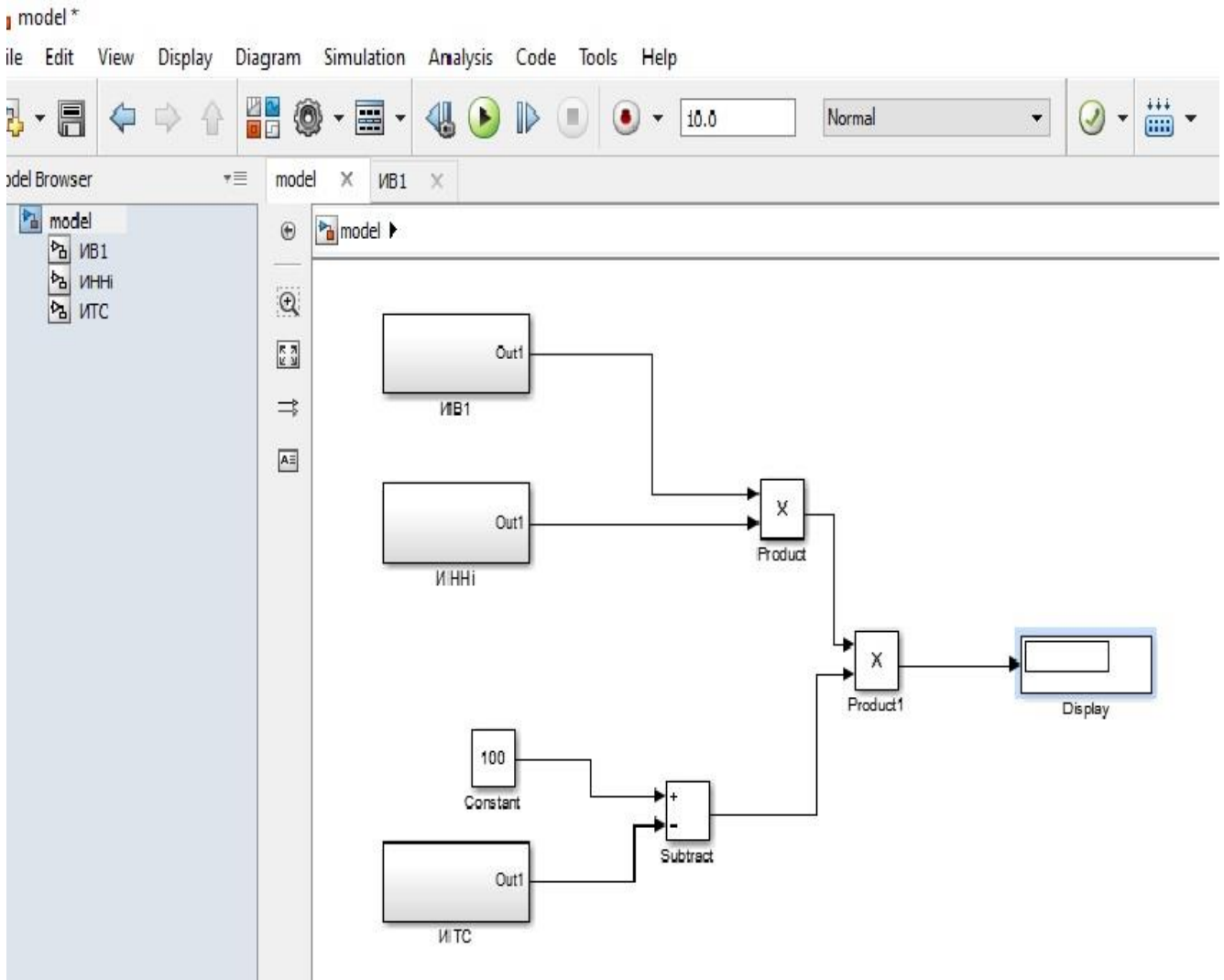


Рисунок 4.10 - Полная модель нейронной сети с показателями ИВ, ИНН, ИТС

Результатом сформированной полной модели нейронной сети в математическом комплексе MATLAB R2013b Simulink является формирование его алгоритма на одном из языков программирования, который будет отображать все необходимые показатели и промежуточные итоги.

В приложении 4 представлено Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2023616934 «Прогнозирование оценочных показателей надежности электрооборудования».

4.3 Формирование языкового алгоритма нейронной сети

Для написания алгоритма нейронной сети выбран язык программирования Python, который имеет ряд преимуществ: его простота логических выражений и возможности написанного кода переноса на различные программные комплексы, которые занимаются задачами анализа и прогнозирования различных показателей.

Все сформированные данные, которые используются для определения показателей ИВ, ИНН, ИТС сводятся в единую базу сформированная на платформе MS Excel, которые собраны за отчетный период с 2016 по 2018 г.г. и проводят прогноз на краткосрочный период в 180 дней.

```
import pandas as pd
from sklearn.neural_network import MLPRegressor
from sklearn.metrics import mean_absolute_error
df = pd.read_excel('Показания_new.xlsx')
indication = df.iloc[:,1]
past = 15 # Возьмем данные за последние 1095 дней
future = 2 #Попытаемся предсказать данные на 180 дней
start =past
end = len(indication) - future
new_df = []
for i in range(start,end):
    all_columns = indication[(i - past):(i + future)]
    new_df.append(list(all_columns))

past_columns = []
for i in range(past):
    past_columns.append(f"past_{i}")
print(past_columns)

future_columns = []
for i in range(future):
    future_columns.append(f"append_{i}")
print(future_columns)

transformed_df = pd.DataFrame(new_df, columns = (past_columns + future_columns
))
```

Формируется обучающая выборка, которая, получая входные данные производит тренировку, чтобы уменьшить ошибки при будущем прогнозировании.

```
#учебник - обучающая выборка
x = transformed_df[past_columns][:-1] #входные данные
y = transformed_df[future_columns][:-1] #то что пытаемся предсказать
```

```

#Тестовая выборка
x_test = transformed_df[past_columns][-1:]
y_test = transformed_df[future_columns][-1:]

MLP =MLPRegressor(alpha=0.0001
                  ,batch_size='auto'
                  ,beta_1=0.9
                  ,beta_2=0.999
                  ,early_stopping=False
                  ,epsilon=1e-08
                  ,hidden_layer_sizes=(55, 80, 50, 80, 90)
                  ,learning_rate='adaptive'
                  ,learning_rate_init=0.001
                  ,max_fun=15000
                  ,max_iter=700
                  ,momentum=0.5
                  ,n_iter_no_change=10
                  ,nesterovs_momentum=True
                  ,power_t=2.95
                  ,random_state=42
                  ,shuffle=True
                  ,solver='adam'
                  ,tol=0.0001
                  ,validation_fraction=0.1
                  ,verbose=False
                  ,warm_start=False)

MLP.fit(x, y)
prediction = MLP.predict(x_test)
print('MAE',mean_absolute_error(prediction[0],y_test.iloc[0]))
print ("предсказанные значения {}".format(prediction))

```

Результатом становятся предсказанные значения ИВ, ИНН, ИТС и ИП. Полученные данные утверждаются экспертом, который проводит сравнение спрогнозированных показателей, проводит ранжирование элементов электрической сети, устанавливает необходимое техническое мероприятие и утверждает сроки его проведения согласно его рангу и штатному расписанию.

Получая новые показатели, важно пополнять «базу данных» входных показателей и тем самым повысить точность прогнозирования ее выходных данных.

Выводы по главе 4

Сформированная система прогнозирования показателей надежности электрической сети в программном комплексе MATLAB R2013b Simulink с помощью написанного алгоритма на языке программирования Python способна самостоятельно проводить краткосрочное прогнозирование показателей ИВ, ИНН, ИТС и ИП, которые разработаны для создания математической модели.

При планируемом применении данной нейронной сети ожидается увидеть, что результаты ее работы будут способны:

- 1) Более грамотно, адекватно и точно проводить необходимые ремонты элементов СЭС для сохранения стабильного уровня работы электрической сети.
- 2) Эффективно использовать систему планово-предупредительных ремонтов.
- 3) Сократить излишние издержки на преждевременный ремонт элементов СЭС;
- 4) Повысить уровень надежности электрической сети на перспективу;
- 5) Снизить потери от недоотпуска электрической энергии и ущерб для электропотребителей.

Глава 5. Применение методики прогнозирования работ по ТОиР с учетом оценки показателей надежности полученных с помощью нейронных сетей для Балашихинских электрических сетей

5.1 Расчет оценочных показателей для выбранной части оперативной схемы Балашихинской электрической сети

Для прогнозирования показателей надежности выбрана часть Балашихинской распределительной электрической сети, которая имеет в своем составе одного сельскохозяйственного потребителя второй категории от ТП-1064. [48] На представленной оперативной схеме отражены элементы сети 10 кВ и отмечены нормальные (штатные) положения коммутационных аппаратов по состоянию на конец 2018 года (рис. 5.1).

Сетевая организация представила необходимые входные показатели участвующие в работе нейронной сети, полученные в результате исследований оперативной схемы, однолинейных схем, поопорных схем, годовых отчетов и диагностических показателей. На данном участке электрической сети, по плану за 2019 год планируется отремонтировать девять различных элементов данного участка электрической сети. Задача нейронной сети по полученным данным, оценить правильность формирования перечня запланированных работ по ТОиР для данных элементов электрической сети за март-ноябрь 2019 года (табл. 5.1). [52]

Согласно предлагаемой методики оценка показателей надежности проводится по оценочным показателям индексов важности (ИВ1, ИВ2), индексов ненадежности (ИНН 1, ИНН2) и индекса технического состояния (ИТС).

Полученные показатели станут основой формирования уточненного перечня работ по ТОиР для данного периода времени на участке электрической сети. [62]

Таблица 5.1 - Запланированные мероприятия ТОиР в 2019 г.

№	Элемент СЭС	Проводимый ремонт	Планируемое время проведения ремонта
1	РП-1060 СШ 10 кВ сек.2	КР	Апрель
2	ТП-1061 ВН Т-1	СР	1/Май
3	ТП-1061 ВН Т-2	СР	2/Май
4	РП-1060 Т-2	МРМ	1/Июль
5	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А-ТП1064А	ТР	1/Август
6	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063Б-ТП1064Б	ТР	2/Август
7	ТП-1064 ВН Т-1	КР	2/Июль

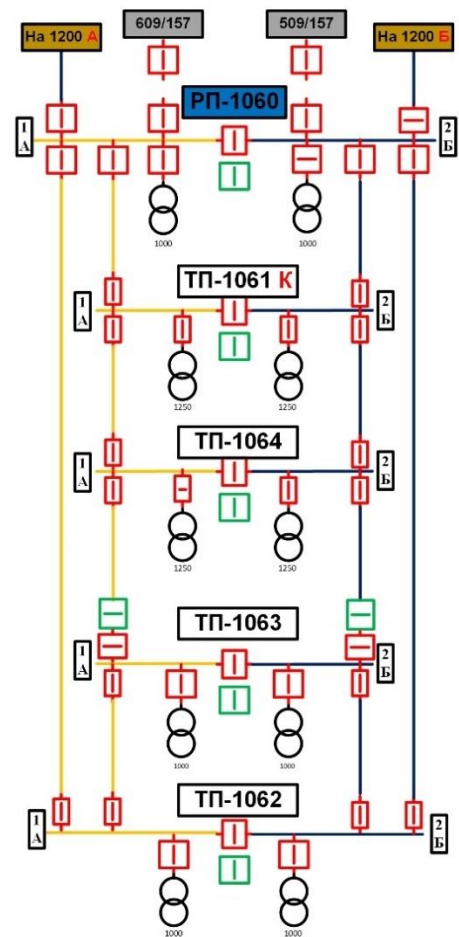
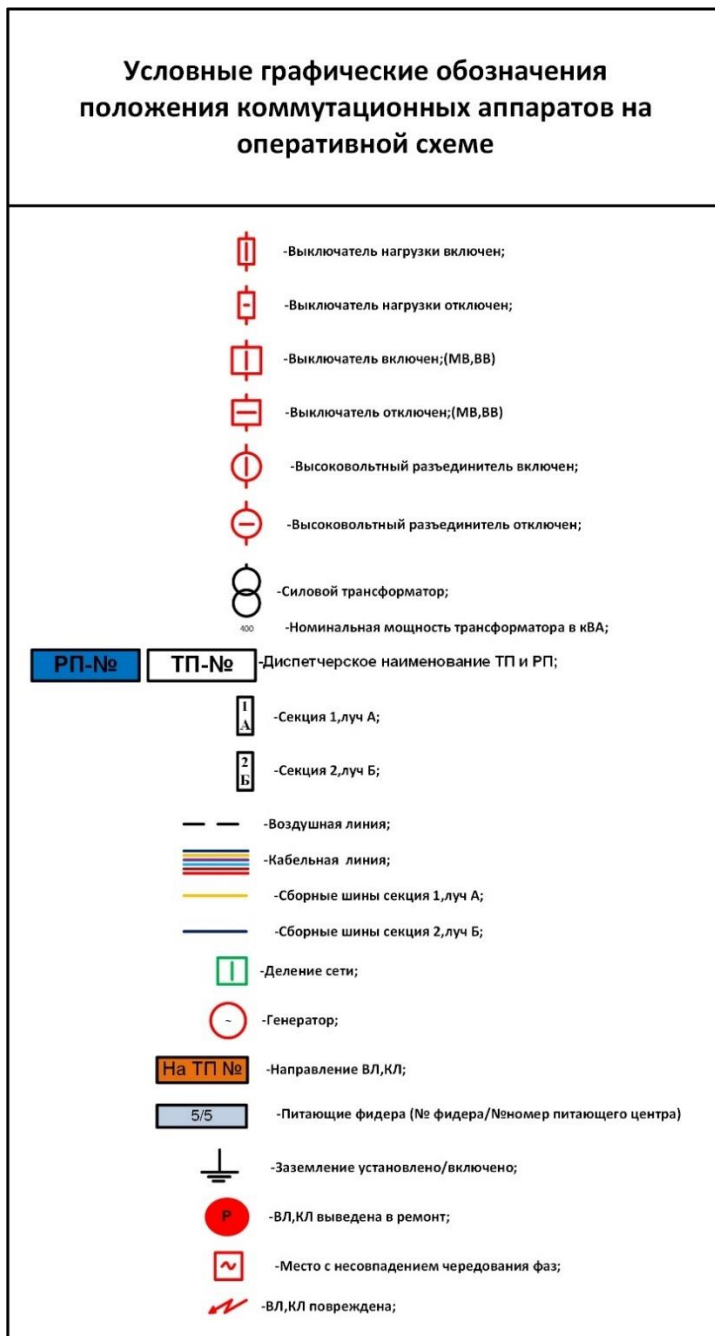


Рисунок 5.1 - Часть оперативной схемы Балашихинской электрической сети

5.2 Расчет оценочных показателей для участка электрической сети

По предложенной методике в главе 3 рассчитаем показатели надежности ИВ1, ИВ2, ИНН1, ИНН2, ИТС для каждого из элементов, находящихся в перечне ремонтируемого оборудования (табл. 5.1). По окончании расчетов сформирована таблица 5.2, отражающая показатели элементов (табл. 5.2).

Стоит отметить, что диагностические показатели для расчета индекса технического состояния предоставляется электросетевой организацией, согласно перечню диагностических работ. [58]

5.2.1 Расчет индексов важности

Произведем расчет для каждого элемента:

1) РП-1060 СШ 10 кВ сек.2

ИВ1

Расчет производим согласно выражению:

$$ИВ1_{руi} = \frac{N_i}{N_{ру}} * 100; \quad (5)$$

, где

N_i – число присоединений отключенных, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ.

$N_{ру}$ – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$ИВ1_{руi} = \frac{N_i}{N_{ру}} * 100 = \frac{33}{35} * 100 = 94;$$

ИВ2

Расчет производим согласно выражению:

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} \quad (8)$$

Суммарная нагрузка производится путем получения данных от ПАО «МОЭСК», которые отражают показатели электрических нагрузок. Возьмем усредненное значение электрических нагрузок для питающего фидера 509/157 в амперах.

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} = 428 - 418 = 10;$$

2) ТП-1061 ВН Т-1

ИВ1

Расчет производим согласно выражению:

$$ИВ1_{руi} = \frac{N_i}{N_{ру}} * 100; \quad (5)$$

, где

N_i – число присоединений отключенных, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ.

$N_{ру}$ – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$ИВ1_{руi} = \frac{N_i}{N_{ру}} * 100 = \frac{2}{35} * 100 = 5,71;$$

ИВ2

Расчет производим согласно выражению:

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} \quad (8)$$

Оценка производится согласно загруженности отходящего трансформатора 10/0,4 кВ согласно графика зимних нагрузок в В*А

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} = 1250 - 1212 = 38;$$

3) ТП-1061 ВН Т-2

ИВ1

Расчет производим согласно выражению:

$$ИВ1_{руi} = \frac{N_i}{N_{ру}} * 100; \quad (5)$$

, где

N_i – число присоединений отключенных, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ.

$N_{ру}$ – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$ИВ1_{руi} = \frac{N_i}{N_{ру}} * 100 = \frac{2}{35} * 100 = 5,71;$$

ИВ2

Расчет производим согласно выражению:

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} \quad (8)$$

Оценка производится согласно загруженности отходящего трансформатора 10/0,4 кВ согласно графика зимних нагрузок в В*А

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} = 1250 - 1187 = 63;$$

4) РП-1060 Т-2

ИВ1

Расчет производим согласно выражению:

$$ИВ1_T = 100/n_T; \quad (7)$$

, где

n_T – количество трансформаторов связи между РУ различных классов напряжения одной ТП.

$$ИВ1_T = 100/n_T = 100/2 = 50;$$

ИВ2

Расчет производим согласно выражению:

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} \quad (8)$$

Оценка производится согласно загруженности отходящего трансформатора 10/0,4 кВ согласно графика зимних нагрузок в В*А

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} = 1000 - 929 = 71;$$

5) ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А-ТП1064А

ИВ1

Расчет производим согласно выражению:

$$ИВ1_{РУi} = \frac{N_i}{N_{РУ}} * 100; \quad (5)$$

, где

N_i – число присоединений отключенных, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ.

$N_{РУ}$ – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$ИВ1_{РУi} = \frac{N_i}{N_{РУ}} * 100 = \frac{11}{35} * 100 = 31,42;$$

ИВ2

Расчет производим согласно выражению:

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} \quad (8)$$

Оценка производится согласно загруженности кабельной линии в амперах

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} = 260 - 250 = 10;$$

6) ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063Б-ТП1064Б

ИВ1

Расчет производим согласно выражению:

$$ИВ1_{руi} = \frac{N_i}{N_{ру}} * 100; \quad (5)$$

, где

N_i – число присоединений отключенных, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ.

$N_{ру}$ – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$ИВ1_{руi} = \frac{N_i}{N_{ру}} * 100 = \frac{11}{35} * 100 = 31,42;$$

ИВ2

Расчет производим согласно выражению:

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} \quad (8)$$

Оценка производится согласно загруженности кабельной линии в амперах

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} = 260 - 242 = 18;$$

7) ТП-1064 ВН Т-1

ИВ1

Расчет производим согласно выражению:

$$ИВ1_{руi} = \frac{N_i}{N_{ру}} * 100; \quad (5)$$

, где

N_i – число присоединений отключенных, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ.

$N_{ру}$ – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$IB1_{pyi} = \frac{N_i}{N_{py}} * 100 = \frac{2}{35} * 100 = 5,71;$$

IB2

Расчет производим согласно выражению:

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} \quad (8)$$

Оценка производится согласно загруженности отходящего трансформатора 10/0,4 кВ согласно графика зимних нагрузок в В*А

$$\Delta Q_{огр сист(i)} = Q_{огр (i)} - Q_{огр результат} = 1250 - 1196 = 54;$$

5.2.2 Расчет индексов ненадежности

1) РП-1060 СШ 10 кВ сек.2

ИНН1

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760; \quad (10)$$

, где:

ИНН1_{iEO} -индекс ненадежности *i* – того типа электрооборудования;

ППО_i -параметр потока отказов электрооборудования *i*-того типа;

t_{icp}-среднее время восстановления работоспособности электрооборудования *i*-того типа после аварии (технологического нарушения);

8760- число часов в году.

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i; \quad (11)$$

, где:

KO_i – количество отказов электрооборудования *i*-того типа за пятилетний период.

Определяется по информации из базы данных по аварийности (оперативные журналы, отчеты и т.д.).

N_i – общее количество электрооборудования *i*-того типа. Определяется по последнему годовому отчету.

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i} \right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij}; \quad (12)$$

, где:

t_{ij} -время восстановления работоспособного состояния электрооборудования i -того типа после j -той аварии (технологического нарушения).

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i} \right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij} = \left(\frac{1}{1} \right) * 4 = 4;$$

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i = 20 * 1 / 10 = 2;$$

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760 = 2 * 4 / 8760 = 0,0009;$$

ИНН2

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} \cdot 100; \quad (16)$$

, где

N_i – число отключенных присоединений, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ;

N_{PY} – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} \cdot 100 = 4 / 5 * 100 = 80;$$

2) ТП-1061 ВН Т-1

ИНН1

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760; \quad (10)$$

, где:

$ИНН1_{iEO}$ -индекс ненадежности i – того типа электрооборудования;

$ППО_i$ -параметр потока отказов электрооборудования i -того типа;

t_{icp} -среднее время восстановления работоспособности электрооборудования i -того типа после аварии (технологического нарушения);

8760- число часов в году.

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i; \quad (11)$$

, где:

KO_i – количество отказов электрооборудования i -того типа за пятилетний период.

Определяется по информации из базы данных по аварийности (оперативные журналы, отчеты и т.д.).

N_i – общее количество электрооборудования i -того типа. Определяется по последнему годовому отчету.

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i}\right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij}; \quad (12)$$

, где:

t_{ij} -время восстановления работоспособного состояния электрооборудования i -того типа после j -той аварии (технологического нарушения).

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i}\right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij} = \left(\frac{1}{2}\right) * 2 = 1;$$

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i = 20 * 2 / 18 = 2,22;$$

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760 = 1,11 * 2 / 8760 = 0,0002;$$

ИНН2

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} * 100; \quad (16)$$

, где

N_i – число отключенных присоединений, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ;

N_{PY} – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} * 100 = 1/3 * 100 = 33;$$

3) ТП-1061 ВН Т-2

ИНН1

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760; \quad (10)$$

, где:

$ИНН1_{iEO}$ -индекс ненадежности i – того типа электрооборудования;

$ППО_i$ -параметр потока отказов электрооборудования i -того типа;

t_{icp} -среднее время восстановления работоспособности электрооборудования i -того типа после аварии (технологического нарушения);

8760- число часов в году.

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i; \quad (11)$$

, где:

KO_i – количество отказов электрооборудования i -того типа за пятилетний период. Определяется по информации из базы данных по аварийности (оперативные журналы, отчеты и т.д.).

N_i – общее количество электрооборудования i -того типа. Определяется по последнему годовому отчету.

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i} \right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij}; \quad (12)$$

, где:

t_{ij} -время восстановления работоспособного состояния электрооборудования i -того типа после j -той аварии (технологического нарушения).

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i} \right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij} = \left(\frac{1}{1} \right) * 2 = 2;$$

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i = 20 * 1 / 18 = 1,11;$$

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760 = 1,11 * 2 / 8760 = 0,0002;$$

ИНН2

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} * 100; \quad (16)$$

, где

N_i – число отключенных присоединений, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ;

N_{PY} – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} * 100 = 1/3 * 100 = 33;$$

4) РП-1060 Т-2

ИНН1

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760; \quad (10)$$

, где:

$ИНН1_{iEO}$ -индекс ненадежности i – того типа электрооборудования;

$ППО_i$ -параметр потока отказов электрооборудования i -того типа;

t_{icp} -среднее время восстановления работоспособности электрооборудования i -того типа после аварии (технологического нарушения);

8760- число часов в году.

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i; \quad (11)$$

, где:

KO_i – количество отказов электрооборудования i -того типа за пятилетний период. Определяется по информации из базы данных по аварийности (оперативные журналы, отчеты и т.д.).

N_i – общее количество электрооборудования i -того типа. Определяется по последнему годовому отчету.

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i} \right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij}; \quad (12)$$

, где:

t_{ij} -время восстановления работоспособного состояния электрооборудования i -того типа после j -той аварии (технологического нарушения).

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i} \right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij} = \left(\frac{1}{1} \right) * 64 = 64;$$

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i = 20 * 1 / 10 = 2;$$

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760 = 2 * 64 / 8760 = 0,031;$$

ИНН2

$$ИНН2_T = 100 * \beta; \quad (17)$$

, где

β – вероятность нахождения остальных трансформаторов в момент аварии с первым в неработоспособном состоянии определяется выражением:

$$\beta = (t_n / 8760)^{(n-1)} \quad (18)$$

, где

t_n - время нахождения трансформатора в отключенном состоянии в часах в течении года;

n – количество трансформаторов связи между РУ различных классов напряжения одной ТП (РП).

$$\beta = (t_n / 8760)^{(n-1)} = (125 / 8760)^1 = 0,0142;$$

$$ИНН2_T = 100 * \beta = 100 * 0,0142 = 1,42;$$

5) ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А-ТП1064А

ИНН1

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760; \quad (10)$$

, где:

ИНН1_{iEO} -индекс ненадежности *i* – того типа электрооборудования;

ППО_i -параметр потока отказов электрооборудования *i*-того типа;

t_{icp}-среднее время восстановления работоспособности электрооборудования *i*-того типа после аварии (технологического нарушения);

8760- число часов в году.

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i; \quad (11)$$

, где:

KO_i – количество отказов электрооборудования *i*-того типа за пятилетний период. Определяется по информации из базы данных по аварийности (оперативные журналы, отчеты и т.д.).

N_i – общее количество электрооборудования *i*-того типа. Определяется по последнему годовому отчету.

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i} \right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij}; \quad (12)$$

, где:

t_{ij}-время восстановления работоспособного состояния электрооборудования *i*-того типа после *j*-той аварии (технологического нарушения).

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i} \right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij} = \left(\frac{1}{1} \right) * 16 = 16;$$

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i = 20 * 1 / 16 = 1,25;$$

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760 = 1,25 * 16 / 8760 = 0,0022;$$

ИНН2

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} * 100; \quad (16)$$

, где

N_i – число отключенных присоединений, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ;

N_{PY} – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} \cdot 100 = 1/3 * 100 = 33;$$

б) ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063Б-ТП1064Б

ИНН1

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760; \quad (10)$$

, где:

$ИНН1_{iEO}$ -индекс ненадежности i – того типа электрооборудования;

$ППО_i$ -параметр потока отказов электрооборудования i -того типа;

t_{icp} -среднее время восстановления работоспособности электрооборудования i -того типа после аварии (технологического нарушения);

8760- число часов в году.

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i; \quad (11)$$

, где:

KO_i – количество отказов электрооборудования i -того типа за пятилетний период. Определяется по информации из базы данных по аварийности (оперативные журналы, отчеты и т.д.).

N_i – общее количество электрооборудования i -того типа. Определяется по последнему годовому отчету.

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i} \right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij}; \quad (12)$$

, где:

t_{ij} -время восстановления работоспособного состояния электрооборудования i -того типа после j -той аварии (технологического нарушения).

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{KO_i} \right) * \sum_{j=1}^{KO_i} t_{ij} = \left(\frac{1}{6} \right) * 16 = 2,66;$$

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i = 20 * 6 / 16 = 7,5;$$

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760 = 7,5 * 16 / 8760 = 0,013;$$

ИНН2

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} \cdot 100; \quad (16)$$

, где

N_i – число отключенных присоединений, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ;

N_{PY} – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} \cdot 100 = 1/3 \cdot 100 = 33;$$

7) ТП-1064 ВН Т-1

ИНН1

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i \cdot t_{icp} / 8760; \quad (10)$$

, где:

$ИНН1_{iEO}$ -индекс ненадежности i – того типа электрооборудования;

$ППО_i$ -параметр потока отказов электрооборудования i -того типа;

t_{icp} -среднее время восстановления работоспособности электрооборудования i -того типа после аварии (технологического нарушения);

8760- число часов в году.

$$ППО_i = 20 \cdot КО_i / N_i; \quad (11)$$

, где:

$КО_i$ – количество отказов электрооборудования i -того типа за пятилетний период. Определяется по информации из базы данных по аварийности (оперативные журналы, отчеты и т.д.).

N_i – общее количество электрооборудования i -того типа. Определяется по последнему годовому отчету.

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{КО_i} \right) \cdot \sum_{j=1}^{КО_i} t_{ij}; \quad (12)$$

, где:

t_{ij} -время восстановления работоспособного состояния электрооборудования i -того типа после j -той аварии (технологического нарушения).

$$t_{icp} = \left(\frac{1}{КО_i} \right) \cdot \sum_{j=1}^{КО_i} t_{ij} = \left(\frac{1}{3} \right) \cdot 18 = 6;$$

$$ППО_i = 20 * KO_i / N_i = 20 * 3 / 18 = 3,33;$$

$$ИНН1_{iEO} = ППО_i * t_{icp} / 8760 = 3,33 * 6 / 8760 = 0,0022;$$

ИНН2

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} \cdot 100; \quad (16)$$

, где

N_i – число отключенных присоединений, в результате отказа i -той единицы оборудования в составе РУ;

N_{PY} – общее число присоединений исследуемого распределительного устройства.

$$ИНН2_{PYi} = N_i / N_{PY} \cdot 100 = 1/3 * 100 = 33;$$

5.2.3 Расчет индекса технического состояния.

Расчет индекса технического состояния рассчитывается согласно выражению:

$$ИТС = \frac{(\sum_{ij=1}^{ij=n} (V_{ij} * W_{ij} * S_{ij}))}{(\sum_{ij=1}^{ij=n} (S_{ij} * W_{ij}))} \quad (23)$$

, где:

$ИТС$ - индекс технического состояния;

V_{ij} - результат оценки критерия;

W_{ij} - весовой коэффициент критерия;

S_{ij} – значение критерия;

n - количество критериев;

Результат расчета V_{ij} состояния критерия определяется после диагностических исследований и дается оценка согласно таблице 3.2 и после определяется согласно приложению А. Определение весового коэффициента W_{ij} определяется согласно приложению Б.

Произведем расчет ИТС для каждого элемента:

1) РП-1060 СШ 10 кВ сек.2

Согласное приложения А на сборных шинах проводятся следующие диагностические мероприятия: внешний осмотр и тепловизионный осмотр.

В результате внешнего осмотра были выявлены поврежденные части и показатель $V=2$; Температура токоведущих неизолированных частей 103°C (рабочее $\max 120^{\circ}\text{C}$) $V=4$;

$$ИТС = \left(\frac{\sum_{ij=1}^{ij=n} (V_{ij} * W_{ij} * S_{ij})}{(\sum_{ij=1}^{ij=n} (S_{ij} * W_{ij}))} \right) = \left(\frac{(4 * 10 * 103 + 4 * 4 * 5)}{(10 * 6 + 4 * 103)} \right) = 88,9;$$

2) ТП-1061 ВН Т-1

Согласно приложению А на выключателе нагрузки проводят внешний осмотр выключателя ($V=4$), диагностика приводного устройства ($V=4$), осмотр дугогасительной камеры ($V=4$), тепловизионный контроль ($V=3$, $t=136^{\circ}\text{C}$).

$$ИТС = \left(\frac{\sum_{ij=1}^{ij=n} (V_{ij} * W_{ij} * S_{ij})}{(\sum_{ij=1}^{ij=n} (S_{ij} * W_{ij}))} \right) = \left(\frac{(4 * 10 * 10 + 4 * 3 * 8 + 4 * 10 * 5 + 3 * 10 * 136)}{(10 * 10 + 8 * 3 + 5 * 10 + 136 * 10)} \right) = 61,2;$$

3) ТП-1061 ВН Т-2

Согласно приложению А на выключателе нагрузки проводят внешний осмотр выключателя ($V=4$), диагностика приводного устройства ($V=3$), осмотр дугогасительной камеры ($V=4$), тепловизионный контроль ($V=4$, $t=116^{\circ}\text{C}$).

$$ИТС = \left(\frac{\sum_{ij=1}^{ij=n} (V_{ij} * W_{ij} * S_{ij})}{(\sum_{ij=1}^{ij=n} (S_{ij} * W_{ij}))} \right) = \left(\frac{(4 * 10 * 10 + 3 * 3 * 8 + 4 * 10 * 5 + 4 * 10 * 116)}{(10 * 10 + 8 * 3 + 5 * 10 + 116 * 10)} \right) = 52,2;$$

4) РП-1060 Т-2

Согласно приложения А к силовому трансформатору применяют следующие диагностические мероприятия: коэффициент абсорбции ($V=4$ $K_a > 1,6$), сопротивление изоляции обмоток высшего, среднего, низшего напряжения, показатель электрического пробоя трансформаторного масла ($V=4$, более 30 кВ), внешний осмотр трансформатора (комплекса всех внешних элементов) ($V=4$), диагностика системы принудительного охлаждения (отсутствует), тепловизионная диагностика внутренних элементов ($V=4$, 71°C , рабочая 80°C).

$$ИТС = \left(\frac{\sum_{ij=1}^{ij=n} (V_{ij} * W_{ij} * S_{ij})}{(\sum_{ij=1}^{ij=n} (S_{ij} * W_{ij}))} \right) = \left(\frac{(4 * 10 * 1,7 + 4 * 10 * 32 + 4 * 10 * 10 + 4 * 10 * 80)}{(1,7 * 10 + 32 * 10 + 10 * 10 + 80 * 10)} \right) = 96,9;$$

5) ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А-ТП1064А

Согласно приложения А на вакуумном выключателе производят: измерение давления вакуумной камеры (V=3, 9,1 Па, рабочее 10 Па), внешний осмотр выключателя (V=4), диагностика приводных устройств (V=4), диагностика системы РЗиА (V=4), контроль количества отключений (V=3, 83 р.).

$$ИТС = \left(\frac{\sum_{ij=1}^{ij=n} (V_{ij} * W_{ij} * S_{ij})}{(\sum_{ij=1}^{ij=n} (S_{ij} * W_{ij}))} \right) = \left(\frac{(3*10*9,1+4*7*8+4*3*8+4*10*83)}{(9,1*10+8*7+8*3+83*10)} \right) = 91,9;$$

6) РП-1063 ВВ КЛ ТП1063Б-ТП1064Б

Согласно приложения А на вакуумном выключателе производят: измерение давления вакуумной камеры (V=4, 10,1 Па, рабочее 10 Па), внешний осмотр выключателя (V=4), диагностика приводных устройств (V=4), диагностика системы РЗиА (V=4), контроль количества отключений (V=3, 83 р.).

$$ИТС = \left(\frac{\sum_{ij=1}^{ij=n} (V_{ij} * W_{ij} * S_{ij})}{(\sum_{ij=1}^{ij=n} (S_{ij} * W_{ij}))} \right) = \left(\frac{(4*10*10,1+4*7*10+4*3*9+4*10*83)}{(10,1*10+10*7+9*3+83*10)} \right) = 95,1;$$

7) ТП-1064 ВН Т-1

Согласно приложению А на выключателе нагрузки проводят внешний осмотр выключателя (V=4), диагностика приводного устройства (V=4), осмотр дугогасительной камеры (V=4), тепловизионный контроль (V=4, t=89 °С).

$$ИТС = \left(\frac{\sum_{ij=1}^{ij=n} (V_{ij} * W_{ij} * S_{ij})}{(\sum_{ij=1}^{ij=n} (S_{ij} * W_{ij}))} \right) = \left(\frac{(4*10*10+4*3*10+4*10*10+4*10*89)}{(10*10+10*3+10*10+89*10)} \right) = 62,2;$$

В таблице 5.2 представлены результаты рассчитанных показателей надежности и порядковый номер проведения работ ТОиР.

Таблица 5.2 - Входные данные ремонтируемых элементов

№	ИВ1			ИВ2		ИНН1			ИНН2				ИТС
	N_i	n_T	N_{PY}	$Q_{огр}$	$Q_{огр\text{ рез}}$	N_i	KO_i	t_{ij}	N_i	N_{PY}	t_n	n	
1	33	-	35	428	418	10	1	4	4	5	-	-	88,9
2	2	-	35	1250	1212	18	2	2	1	3	-	-	61,2
3	2	-	35	1250	1187	18	1	2	1	11	-	-	52,2
4	-	2	-	1000	929	10	1	64	-	-	125	2	96,9
5	11	-	35	260	250	16	1	16	4	11	-	-	91,9
6	11	-	35	260	242	16	1	16	4	11	-	-	95,1
7	2	-	35	1250		6	3	18	1	11	-	-	62,2

5.3 Ранжирование работ ТОиР по результатам проведенных расчетов

По результатам проведенного исследования произведем расчет итогового показателя ИП, который позволит осуществить ранжирование оборудования для проведения ТОиР.

Итоговый показатель (ИП) определяется путем перемножения индексов важности ИВ1, ИВ2 на индексы ненадежности ИНН1, ИНН2 и на «условный индекс выработки ресурса» (100 – ИТС), т.е.

$$ИП = ИВ1 * ИВ2 * ИНН1 * ИНН2 * (100 - ИТС); \quad (28)$$

1) РП-1060 СШ 10 кВ сек.2

$$ИП = ИВ1 * ИВ2 * ИНН1 * ИНН2 * (100 - ИТС) = 94 * 10 * 0,0009 * 80 * (100 - 88,9) = 751;$$

2) ТП-1061 ВН Т-1

$$ИП = ИВ1 * ИВ2 * ИНН1 * ИНН2 * (100 - ИТС) = 5,71 * 38 * 0,0002 * 33 * (100 - 61,2) = 56;$$

3) ТП-1061 ВН Т-2

$$ИП = ИВ1 * ИВ2 * ИНН1 * ИНН2 * (100 - ИТС) = 5,71 * 63 * 0,0002 * 33 * (100 - 52,2) = 113;$$

4) РП-1060 Т-2

$$ИП = ИВ1 * ИВ2 * ИНН1 * ИНН2 * (100 - ИТС) = 50 * 71 * 0,031 * 1,42 * (100 - 96,9) = 484;$$

5) ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А-ТП1064А

$$ИП = ИВ1 * ИВ2 * ИНН1 * ИНН2 * (100 - ИТС) = 31,42 * 10 * 0,0022 * 33 * (100 - 91,9) = 184;$$

6) ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063Б-ТП1064Б

$$ИП = ИВ1 * ИВ2 * ИНН1 * ИНН2 * (100 - ИТС) = 31,42 * 18 * 0,013 * 33 * (100 - 95,1) = 1188;$$

7) ТП-1064 ВН Т-1

$$ИП = ИВ1 * ИВ2 * ИНН1 * ИНН2 * (100 - ИТС) = 5,71 * 54 * 0,0022 * 33 * (100 - 62,2) = 846;$$

По результатам расчета сформирована таблица, в которой отражены утвержденные ранее и предложенные новые порядковые номера и виды ТОиР (таблица 5.3).

Таблица 5.3 - Показатели надежности и ранжирование работ по ТОиР

№	Элемент СЭС	ИВ1	ИВ2	ИНН1	ИНН2	ИТС	ИП	Порядковый номер (нов/стар)	Вид ремонта (нов/стар)
1	РП-1060 СШ 10 кВ сек.2	94	10	0,0009	80	88,9	751	3/1	ТР/СР
2	ТП-1061 ВН Т-1	5,71	38	0,0002	33	61,2	56	7/2	СР/СР
3	ТП-1061 ВН Т-2	5,71	63	0,0002	33	52,2	113	6/3	КР/СР
4	РП-1060 Т- 2	50	71	0,031	1,42	96,9	484	4/4	МРМ/МРМ
5	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А- ТП1064А	31,42	10	0,0022	33	91,9	184	5/6	МРМ/ТР
6	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063Б- ТП1064Б	31,42	18	0,013	33	95,1	1188	1/7	МРМ/ МРМ
7	ТП-1064 ВН Т-1	5,71	54	0,0022	33	62,2	846	2/5	СР/КР

На основании проведенного исследования, разработанной методики краткосрочного прогнозирования получены акты внедрения результатов диссертационной работы в ЗАО «Электросетьэксплуатация» и МИЭЭ. (Приложения 5,6)

5.4 Экономический эффект от применения методики прогнозирования

В процессе расчетов было выявлено, что для части оборудования возможно изменения меры ТОиР, ввиду его недостаточного износа. Так же для одного элемента, необходимо провести более глубокую работу и изменить вид ТОиР в связи с большим его износом.

Чтобы оценить экономический эффект, предлагается провести технико-экономическое сравнение двух перечней работ ТОиР, которые будут отражены в таблице 5.4. [62]

Экономические данные получены от электросетевых организации согласно прайс-листу по оказанию услуг юридическим лицам. [73]

Таблица 5.4 – Экономические затраты на ремонт в 2019 г.

№	Вид оборудования	Вид ремонта (нов/стар)		Затраты на единицу оборудования (тыс.руб.)	
		ТР	СР		
1	РП-1060 СШ 10 кВ сек.2	ТР	СР	14-25	35-50
2	ТП-1061 ВН Т-1	СР	СР	8-15	8-15
3	ТП-1061 ВН Т-2	КР	СР	20-25	8-15
4	РП-1060 Т-2	МРМ	МРМ	15-20	15-20
5	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А-ТП1064А	МРМ	ТР	12-18	20-25
6	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063Б-ТП1064Б	МРМ	МРМ	12-18	12-18
7	ТП-1064 ВН Т-1	СР	КР	8-15	20-25
Итого				89-136	118-168

По результатам проведенного расчета определено, что экономический эффект от предложенного алгоритма построения системы ТОиР дает возможность снизить издержки. Для расчетного участка Балашихинских электрических сетей в 2019 году экономия может составить от 29 до 32 тыс. рублей. Подобных участков в данной электрической сети огромное множество и возможно предположить, что данная система позволит снизить издержки в год около нескольких миллионов рублей.

5.5 Прогнозирование работ по ТОиР в Балашихинских электрических сетях в краткосрочном периоде.

Для части Балашихинских электрических сетей необходимо провести прогнозирование работ по ТОиР для элементов, которые будут подвергнуты ремонту в 2019 году, с учетом восстановленной выработки ресурса.

По результатам повторно проведенных диагностических мероприятий были установлены значения ИТС каждого элемента после ТОиР (таб. 5.5).

Таблица 5.5 – Показатели ИТС после ТОиР

№	Вид оборудования	ИТС	
		До ТОиР	После ТОиР
1	РП-1060 СШ 10 кВ сек.2	88,9	91,9
2	ТП-1061 ВН Т-1	61,2	85,4
3	ТП-1061 ВН Т-2	52,2	81,2
4	РП-1060 Т-2	96,9	98,1
5	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А- ТП1064А	91,9	94,2
6	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063Б- ТП1064Б	95,1	97,5
7	ТП-1064 ВН Т-1	62,2	78,3

По результатам оценки проведенных ремонтных работ проведено прогнозирование показателей надежности на краткосрочную перспективу для выбранных элементов электрической сети. Установлено, что планируется проведение работ на каждом элементе согласно установленных на сегодняшний день нормативов системы ППР, а именно:

- 1) РП-1060 СШ 10 кВ сек.2 по плану КР 04-08 2023 г.
- 2) ТП-1061 ВН Т-1 по плану КР 04-08 2023 г.
- 3) ТП-1061 ВН Т-2 по плану КР 04-08 2023 г.
- 4) РП-1060 Т-2 по плану ТР 04-08 2021 г.
- 5) ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А-ТП1064А по плану СР 04-08 2022 г.
- 6) ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063Б-ТП1064Б по плану КР 04-08. 2022 г.
- 7) ТП-1064 ВН Т-1 по плану МРМ 04-08 2021 г.

На основании полученных показателей ИВ, ИНН, ИТС с помощью нейронной сети на базе MATLAB Simulink 2013R проведено прогнозирование данных показателей на год, в котором планируется подвергнуть каждый элемент мероприятиям по ТОиР. Входными показателями на момент прогнозирования можно считать результаты расчета, полученные при корректировке работ на 2019

г. (таб. 5.3) и установить их для показателей ИВ1, ИВ2, ИНН1, ИНН2 за последний пятилетний период времени, а показатели ИТС представлены в таблице 5.5.

Результаты проведенного прогнозирования занесены в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Прогнозируемые показатели надежности на момент планируемого проведение работ по ТОиР

№	Вид оборудования	Прогнозируемые показатели надежности					Вид ТОиР (план/прогноз)
		ИВ1	ИВ2	ИНН1	ИНН2	ИТС	
1	РП-1060 СШ 10 кВ сек.2	94	10	0,0009	80	90,2	КР/МРМ
2	ТП-1061 ВН Т-1	5,71	38	0,0002	33	81,5	КР/ТР
3	ТП-1061 ВН Т-2	5,71	63	0,0002	33	75,1	КР/СР
4	РП-1060 Т-2	50	71	0,031	1,42	97,6	ТР/МРМ
5	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А-ТП1064А	31,42	10	0,0022	33	92,4	СР/МРМ
6	ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063Б-ТП1064Б	31,42	18	0,013	33	97,1	КР/МРМ
7	ТП-1064 ВН Т-1	5,71	54	0,0022	33	75,1	МРМ/СР

Итогом проведенного прогнозирования становится предложения по корректировке видов предлагаемых ремонтных мероприятий, основываясь на уже полученных данных о техническом состоянии оборудования. Становится очевидным, что действующая система ППР, допускает ошибки в установлении правильного выбора видов мероприятий ТОиР.

5.6 Оценка эффективности примененной стратегии повышения надежности электрических сетей

Для повышения надежности распределительных электрических сетей в целом, необходимо сформировать определенную стратегию. Рассмотрены стратегии, которые одновременно повышают надежность электроснабжения и электробезопасность СЭС:

- Стратегия φ_1 -состояние СЭС без преобразований (существующая сеть);
- Стратегия φ_2 -применение ВЛЗ, СИП;
- Стратегия φ_3 -резервирование и секционирование;
- Стратегия φ_4 -повышение уровня напряжения; [4]

Для каждой стратегии степень достижения целей функционирования оценивается количественно на основании принятых критериев показатели, такие как: уровень травматизма при работах в электроустановках, степень износа электрооборудования, надежность электроснабжения потребителей и технико-экономические затраты для реализации стратегии.

На основании исследований для РЭС Борисоглебский, за расчетный период с 2011 по 2020 гг. на основании обработанных экспертных данных рассчитаны показатели и приведена оценка каждой из предложенных стратегий.

Оценка критерия общего травматизма сводится к получению коэффициента частоты общего травматизма:

	φ_1	φ_2	φ_3	φ_4
$K_{травм}$	0,77	0,25	0,77	0,385

Оценка критерия износа сводится к получению коэффициента износа:

	φ_1	φ_2	φ_3	φ_4
$K_{износа}$	0,99	0,5	0,99	0,33

Оценка надежности электроснабжения оценивается в подсчете недоотпуска электрической энергии в кВт*ч:

	φ_1	φ_2	φ_3	φ_4
$W_H * 10^5$	11,98	3,99	5,45	5,84

Оценка технико-экономических затрат оценивается в подчете дисконтированных затрат (вложения и издержки) млн. руб.:

	φ_1	φ_2	φ_3	φ_4
Z_d	220,122	740,653	321,174	2119,117

В результате диссертационного исследования и предложенной в ней методики, сформировалась стратегия способная повысить общий уровень надежности распределительных электрических сетей φ_5 . Необходимо произвести сравнение применённой стратегии на участке Балашихинских распределительных сетей, которые по своему объему оборудования, уровням напряжения и категории потребителей имеют почти равные показатели на основании прошлых исследований, поэтому данные показатели возможно сравнить с частными критериями уже оцененных стратегий.

Корректировку данных, необходимо произвести на основании того, что для Балашихинских электрических сетей частные критерии будут получены только за один год.

На основании данных, полученных от электросетевых организаций, за последние годы уровень травматизма в электроустановках Балашихинских электрических сетей сократился, а предложенная стратегия позволит сократить количество аварийных работ и коммутационных переключений в сети, которые позволят снизить возможность несчастных случаев. ($K_{травм} = 0,65$)

Показатели износа электрооборудования сохраняется в рамках стратегии φ_1 и его значение обусловлено отсутствием введения новых элементов электрической сети. ($K_{износа} = 0,99$)

Показатели недоотпуска электрической энергии, в период применения стратегии, на участке Балашихинских электрических сетей имеют показатели снижения с 1,1 млн. руб. до 0,93 млн. руб., что подтверждается годовыми отчетами о снижении количества технологических нарушений, которые выходили за временные рамки более 2 часов, что составляет около 15%. Согласно годовым отчетам, уровень недоотпущенной электроэнергии за последние 10 лет составляет

от 7 881 000 кВт*ч до 9 002 300 кВт*ч. Взяв усредненное значение и снизив его на 15 %, получим показатель частного критерия для стратегии φ_5 . (7 170 000 кВт*ч)

Проведение оценки технико-экономических показателей для использования стратегии φ_5 были подсчитаны капитальные вложения для предложенной стратегии и издержки в процессе эксплуатации с применяемо стратегии. Как было упомянуто выше, что издержки на плановые работы для ТОиР будут снижены и составят 8% на участке исследуемой электрической сети. Издержки на проведение работ ТОиР за последние 10 лет, согласно годовым отчетам, составляют от 45,3 до 54,5 млн. руб. в год, взяв усредненное значение издержек и прогнозируемое значение его сокращения, можно утверждать, что показатель издержек в год составит около 45,9 млн. руб в год. Капитальные вложения, затраченные внедрения предложенной технологии состоят в закупке дополнительных средств диагностики, лицензированного программного обеспечения и сетевого оборудования обмена данными, которые могут разово составлять около 25 млн. руб., поэтому общие дисконтированные затраты $Z_d=70,9$ млн. руб.

В таблице 5.7 приведены частные критерии оценки каждой из предложенных стратегий развития распределительных электрических сетей, способные повысить надежность.

Таблица 5.7 - Частные критерии оценки стратегий развития

	$K_{травм}$	$K_{износа}$	$W_H * 10^5, кВт * ч$	$Z_d, млн. руб$
φ_1	0,77	0,99	11,98	220,122
φ_2	0,25	0,5	3,99	740,653
φ_3	0,77	0,99	5,45	321,174
φ_4	0,385	0,33	5,84	2119,117
φ_5	0,65	0,99	7,17	70,9

По результатам сравнения стратегий примененные в различных распределительных электрических сетях можно сделать вывод о целесообразном применении стратегии φ_5 , которая позволит снизить травматизм и общее значение недоотпущенной электрической энергии. Дисконтированные затраты на

использование предложенной методики имеют наименьшее значение, по сравнению с другими стратегиями.

Выводы по главе 5

Согласно проведенному расчету, удалось определить:

- 1) Практически полностью изменился порядок проведения ремонтных мероприятий, который составлен согласно более рациональному принципу.
- 2) Для некоторых элементов таких как: РП-1060 СШ 10 кВ сек.2, ТП-1063 ВВ КЛ ТП1063А-ТП1064А, ТП-1064 ВН Т-1 изменен вид ТОиР на более упрощенный, ввиду отсутствия должного износа.
- 3) Для элемента ТП-1061 ВН Т-2 предложено провести капитальный ремонт взамен среднего ремонта, по причине его высокого износа и частых отказов.
- 4) Экономический эффект от изменения графика и видов работ по ТОиР может позволить сократить издержки от 29 до 32 тыс. рублей на единичном участке электрической сети.
- 5) Прогнозируемые показатели надежности на момент времени планируемых работ ТОиР согласно графику ППР говорят о необходимости корректировки необходимых мероприятий.
- 6) Применяемая стратегия повышения надежности имеет целесообразность на основании сравнительного анализа с существующими способами повышения надежности в распределительных электрических сетях.
- 7) Проведенный расчет на основе предложенного алгоритма позволяет уточнить виды и порядок проводимых работ, которые дадут возможность сократить издержки и повысить уровень надежности, а применение данного алгоритма в нейронной сети, поможет выявлять такие работы с прогнозированием в короткосрочном режиме.

Заключение

В результате работы получены и защищаются следующие результаты:

1. На основе полученных в результате исследования статистических данных о повреждениях и технологических нарушениях в Балашихинских распределительных электрических сетях за 2016-2018 год установлено, что уровень надежности потребителей второй категории не соответствует нормативным требованиям т.к. частота отказов ω превышает допустимые значения ($\omega_{II}(\tau \leq 4) = 2,3$ отказа в год, 9,2 часа/год, $\omega_{III}(\tau \leq 24) = 3$ отказа в год, 72 часа/год.) поэтому необходимо проведение мероприятий и внедрение средств для ее повышения. Экономические потери от недоотпуска электрической энергии и затраты на аварийно-восстановительные работы составляют более 5 млн. руб., что составляет 2-4% от суммы транспорта электроэнергии, а ущерб сельскохозяйственным потребителям составляет более 15 млн. руб., что оценивается от 5 до 20% от общего ущерба, нанесенного всем потребителям.
2. Результатом исследования опыта применения информационных технологий для задач повышения надежности в распределительных электрических сетях стало предложение по использованию облачных и нейронных технологий, которые возможно применить в кратчайшие сроки с минимальными затратами. Перспективным направлением является разработка нейронной сети, способная прогнозировать необходимые показатели электрической сети.
3. Предложены оценочные показатели, которые учитывают важность, ненадежность и реальный уровень надежности элементов электрической сети. На основании оценочных показателей сформирована математическая модель, которая позволяет проводить ранжирование порядка включения в план ТОиР элементов сети и использовать систему планово-предупредительных ремонтов наиболее качественно. Такой подход позволит повысить надежность электрических сетей на перспективу.
4. На основании предложенной математической модели разработан инженерный и языковой алгоритм краткосрочного прогнозирования показателей

надежности электрических сетей с использованием математического аппарата нейронных сетей.

5. Применение нейронной сети для прогнозирования оценочных показателей надежности части Балашихинских электрических сетей показал, что план работ по ТОиР на 2020 г. требует корректировки. Порядок проведения работ должен учитывать важность элементов сети. Для части элементов необходимо изменить вид мероприятий ТОиР с учетом уровня надежности и проводимых ранее мероприятий.

6. Экономический эффект от предложенных изменений в системе ППР позволяет снизить затраты на ремонтные работы и в перспективе уменьшить издержки от недоотпуска электрической энергии, аварийных работ и ущерба, наносимого потребителям. В результате сравнения эффективности, разработанной и практикуемых стратегий повышения надежности в распределительных электрических сетях установлено, что предложенная стратегия целесообразна и в своей перспективе позволит снизить общее значение недоотпущенной электроэнергии.

Перспективы дальнейшей разработки темы исследования и рекомендации:

Планируется дальнейшее исследование предложенного способа повышения надежности на базе Балашихинских распределительных сетей в ЗАО «Электросетьэксплуатация» за счет расширения количества эксплуатируемого оборудования. Предполагается произвести уточнение предложенных оценочных показателей в зависимости от изменяющихся климатических условий и загруженности оборудования (в случае отказа других элементов, которые еще не подвергались необходимым мероприятиям включения их в новую систему ранжирования).

Список использованной литературы

1. Анашкин, С. С. Способы повышения надежности электроснабжения потребителей в сельской местности / С. С. Анашкин, А. П. Борисовский, Ю. Е. Ерохина. // Молодой ученый. — 2018. — № 3 (189). — С. 34-36.
2. Балашихинская электросеть Время местное. 1939-2009. / ООО «Гамма-про», 2009-120 с.
3. Барский, А.Б. Логические нейронные сети: Учебное пособие / А.Б. Барский. - М.: Бином, 2013. - 352 с.
4. Белов, С.И. Многокритериальная оценка стратегий повышения средств электробезопасности сельских электрических сетей 0,38-10 кВ / С.И. Белов, Н.Р. Горбунова, Т.Б. Лещинская // Вестник ФГБОУ ВПО МГАУ. - 2012 г.-№1. – С. 12-15.
5. Беляев А.С. Проблемы электроэнергетического рынка - Новосибирск.: Наука, 2009.
6. Бердников, Р.Н. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Бердников Р.Н., Бушуев В.В., Васильев С.Н., Веселов Ф.В., Воропай Н.И. и др. Отв. ред. В.Е.Фортов и А.А. Макаров. - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 219 с.
7. Будзко И.А., Захарин А.Г., Эбин Л.Е. Сельские электрические сети. - М.-Л.: Госэнергоиздат, 1963, - 264 С.
8. Буторин, В. А. Совершенствование системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования [Текст] / В. А. Буторин, Р. В. Банин // Механизация и электрификация сел. хоз-ва. - 2002. - N 8. - С. 23-25.
9. Бушуев, В.В. «Умная» энергетика на базе новых организационно-технологических принципов управления инфраструктурными системами / В.В. Бушуев // Доклад на XI Международной научно-технической конференции «Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика и высоковольтное коммутационное оборудование». – М. – 2011. – 22 с.

10. Водяников, В.Т. Экономическая оценка энергетики АПК. Учебное пособие. — М.: ЭКМОС, 2002. — 304 с.
11. Водяников, В.Т. Организационно-экономические основа сельской энергетики: учебю пособие для вузов по агроинженерным специальностям, изд. Второе, переб. И доп. / В.Т. Водяников. – М.: Изд-во ИКФ «ЭКМРС», 2003. – 352 с.
12. Возможности использования искусственных нейронных сетей в работе энергетических систем. Potential of artificial neural networks in power system operation / Damborg M.J., El-Sharkawi M.A., Aggoune M.E., Marks II R.J. // IEEE Int. Symp. Circuits and Syst., New Orleans, La, May 1-3, 1990. Vol.4 - New York (N.Y.), 1990 p.2933-2937.
13. Виноградов А.В., Виноградова А.В., Большев В.Е. Направления повышения эффективности систем электроснабжения сельских потребителей // Инновации в сельском хозяйстве. - 2018. - № 2 (27). - С. 44-53.
14. Воропай Н.И., Паламарчук С.И., Подковальников С.В. Современное состояние и проблемы электроэнергетики России // Проблемы прогнозирования. - 2001. - № 5. - С. 49-69.
15. Галушкин, А.И. Нейронные сети: основы теории. / А.И. Галушкин. - М.: РиС, 2015. - 496 с.
16. Гальцева Н.И. Особенности формирования тарифов в энергетике и их влияние на функционирование экономических систем // Фундаментальные исследования. – 2009. – № 1
17. Герасименко В.В. Ценообразование. - М.: ИНФРА – 2010.
18. Годовой отчет Акционерного общества «Московская областная энергосетевая компания» по результатам работы за 2018 год, 2019. – 94 с.
19. Годовой отчет Закрытого акционерного общества «Электросетьэксплуатация» по результатам работы за 2018 год, 2019. – 58 с.
20. Горбунова Н.Р. Выбор мероприятий и средств повышения электробезопасности в электрических сетях 0,38-10 Кв по многокритериальной модели / Н.Р. Горбунова // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2012. - №2. – С.11-14
21. Гражданский кодекс Российской Федерации (ГК РФ)

22. Гук Ю. Б. Теория надежности. Введение: учеб. пособие / Ю. Б. Гук, В. В. Карпов, А. А. Лapidус. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. – 171 с.
23. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная определенными сеть – новое качество ЕЭС частности России // Энергоэксперт, 2009, № 4 (15).
24. Дьяконов В.П. MATHCAD 8/2000: Специальный справочник. - СПб.: Питер, 2001. - 592 с.
25. Дьяконов В.П., Круглов В.В. Математические пакеты расширения MATLAB: Специальный справочник – Питер, 2001.
26. Еделев А.В., Сендеров С.М., Береснева Н.М., Сидоров И.А. Феоктистов А.Г. Распределенная вычислительная среда для анализа уязвимости критических инфраструктур в энергетике / Системы управления, связи и безопасности, № 3, 2018. С. 197 – 231.
27. Есипова В.Е. Цены и ценообразование: Учебник / Под ред. В.Е. Есипова. - 4-е изд. - СПб.: Питер, 2010.
28. Жианчанг Мао, Энил Джейн. Введение в искусственные нейронные сети // Открытые системы СУБД. — 1997. — № 4. — С. 16–24
29. Журнал технологических нарушений Балашихинских электрических сетей за 2016-2018 год. – Балашиха, 2018. – 276 с.
30. Закс Л. Статистическое оценивание / Л. Закс. - М.: Статистика, 2005.
31. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. РД 34.20.801-2000. - М.: НЦ ЭНАС, 2012. - 842 с.
32. Каллан, Р. Нейронные сети: Краткий справочник / Р. Каллан. - М.: Вильямс И.Д., 2017. - 288 с.
33. Каменев А.С., Королев С.Ю., Сокотущенко В.Н. Нейромоделирование как инструмент интеллектуализации энергоинформационных сетей / Под ред. В.В. Бушуева – М.: ИЦ «Энергия», 2012. – 124 с.
34. Киреева Э.Л., Конюхова ЕЛ. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергопрогресс, 2001.

35. Кистенёв В.К., Лукьянов П.Ю., Яковлев Д.А. Прогнозирование годового электропотребления модернизированным методом наискорейшего спуска // Технические науки, технологии и экономика: Матер. III Межрегион. научнопракт. конф. – Чита: ЧГУ, 2003.
36. Ковалев Г.Ф. Надежность систем электроэнергетики / Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева; отв. ред. Н.И. Воропай. - Новосибирск: Наука, 2015. - 224 с.
37. Концептуальный подход к применению нейронных сетей для краткосрочных предсказаний нагрузок. Conceptual approach to the application neural networks for short-term load forecasting / Peng T.M., Hubele N.F., Karady G.G. // IEEE Int. Symp. Circuits and Syst., New Orleans La, May 1-3, 1990, vol.4 - New York (N.Y.), 1990 - p. 2942-2945.
38. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. /Воропай Н. И., Ковалёв Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.
39. Конюхова Е.А., Киреева Э.А. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. — 224 с.
40. Кочергин, С. В. Нейронные сети и фрактальное моделирование электроэнергетических систем / С. В. Кочергин, А. В. Кобелев, Н. А. Хребтов // Fractal Simulation. – 2012. – № 1 (3). – с. 6 – 15.
41. Круглов В.В., Борисов В.В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика. 2-е издание – М, 2002.
42. Крупенькина В.С. Облачные вычисления в энергетике России: перспективы и ограничения // Студенческий: электрон. научн. журн. 2019. № 41(85). URL: <https://sibac.info/journal/student/85/163396> (дата обращения: 19.05.2020).
43. Ланин А.В. Прогнозирование уровня надежности электроснабжения для повышения эффективности работы сельских электрических распределительных сетей 10 кВ.: диссертация ... кандидата технических наук: 05.20.02 / Ланин Александр Владимирович; [Место защиты: Краснояр. гос. аграр. ун-т] - Красноярск, 2012.- 210 с.: ил. РГБ ОД, 61 12-5/1631
44. Лещинская Т.Б., Наумов И.В. Электроснабжение сельского хозяйства: учебник – М.: БИБКМ, ТРАНСЛОГ, 2015. – 656 с.

45. Лещинская Т.Б. Многокритериальная оценка технико-экономического состояния распределительных электрических сетей / Т.Б. Лещинская, В.В. Князев. – М.: ФГОУ ВПО МГАУ, 2006. – 100 с.
46. Максимов С.Е., Вихарев А.В., Сидоров С.Г. Прогнозирование ресурса высоковольтной маслосодержащей изоляции нейронными сетями / С.Е. Максимов, А.В. Вихарев, С.Г. Сидоров // Региональная научно-техническая конф. студентов и аспирантов «Энергия+ 2011». – Иваново.: ИГЭУ. – 2011. – с. 47.
47. Методика оценки показателей надежности ПАО «ФСК ЕЭС» 2011. 86 с.
48. Методика расчетов оценочных показателей надежности электросетевых объектов ПАО «МОЭСК» 2015. 123 с.
49. Методические указания по расчету размера платы за услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети. - М.: ДЕАН, 2003. - 348 с.
50. Методические указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям, с использованием которых услуги по передаче электрической энергии оказываются территориальными сетевыми организациями на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом ФСТ России от 29.07.2010 № 174-э/8.
51. Надежность систем электроснабжения: Учебное пособие / В.И. Сафонов, П.В. Лонзингер – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2014. – 90 с.
52. Надежность электроснабжения: учебное пособие /В.Я. Хорольская, М.А. Таранов. – М.: ФОРУМ: 2013. – 128 с.
53. Наинг Лин Зо, «Исследование и разработка методов передачи данных в системах управления технологическими процессами с использованием PLC сети», диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва, 2009.
54. Нейронные сети. Statistica Neural Networks. Методология и технологии современного анализа данных; Горячая Линия - Телеком - 2008. - 392 с.

55. Однолинейные схемы ТП, РП, КЛ, ВЛ Балашихинских электрических сетей - 2678 шт., 2018 г.
56. Оперативная электрическая схема Балашихинской распределительной сети 6-10 кВ по состоянию на 01.10.2018 г.
57. Определение вида и места повреждения в сельских электрических сетях 6-35 кВ по наведенным напряжениям на антеннах: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук 05.20.02 / Яблоков Алексей Сергеевич, Мичуринск, 2018. - 23 с.
58. Оссовский С.В. Нейронные сети для обработки информации (перевод с польского И.Д. Рудинского) – М, «Финансы и статистика», 2002.
59. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. - М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
60. Перечень электросетевого оборудования Балашихинских электрических сетей на 31.12.2018 г. – Балашиха, 2018. - 345 с.
61. План мероприятий технического обслуживания и ремонта ЗАО «Электросетьэксплуатация» на 2020 г. / ЗАО «ЭЛЭКС», 2019 г., 192 с.
62. Постановление Правительства МО от 07.08.2013 N 595/31 «Об утверждении государственной программы Московской области "Энергоэффективность и развитие энергетики».
63. Постановление Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации»,
64. Постановление Правительства РФ от 11 июля 2001 г. N 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации».
65. Постановление Правительства РФ от 19 декабря 2016 г. N 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства и об осуществлении мониторинга таких показателей»

66. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 №854 «Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»
67. Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484;
68. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. - Москва: Огни, 2016. - 256 с.
69. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 (Седьмая редакция);
70. Правила устройства электроустановок. - М.: Госторгиздат, 2015. - 144 с.
71. Правила. Методики. Инструкции. Выпуск 18. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - М.: Энергосервис, 2016. - 308 с.
72. Прейскурант услуг энергоснабжения ПАО «МОЭСК», 2018. - 36 с.
73. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 02.03.2019) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии") (с изм. и доп., вступ. в силу с 19.03.2019).
74. Приказ Министерства энергетики РФ от 25 октября 2017 г. №1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок»
75. Приказ Федеральной службы по тарифам от 16 сентября 2014 г. N 1442-Э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей».

76. Прогнозирование уровня надёжности электроснабжения для повышения эффективности работы сельских электрических распределительных сетей 10 кВ : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук 05.20.02 /Ланин Александр Владимирович, Красноярск, 2012. – 19 с.
77. ПУЭ 7 издание, раздел 5.
78. Папков Б.В., Осокин В.Л. Теоретические основы повышения надёжности и эффективности электроснабжения. – Княгинино: НГИЭУ, 2016. – 463 С.
79. Разработка и исследование адаптивной системы вытяжки ленты на базе нейронного управления: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук 05.14.02 / Ванин Александр Сергеевич, Москва, 2014. – 20 с.
80. Рак, И.П. Технологии облачных вычислений: учебное пособие / ФГБОУ ВО «Тамбовский государственный технический университет». Тамбов: Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2017. 82 с.).
81. Розничные рынки электроэнергии – целевая модель» <http://www.rao-ees.ru/ru/info/centre/esbit/show.cgi?model.htm>.
82. Саймон Хайкин, Нейронные сети: полный курс; М.: Вильямс - Москва, 2006. - 781 с.
83. Саймон Хайкин. Нейронные сети: полный курс. — М.: Вильямс, 2008. — С.1103. ISBN: 5845908906.
84. Синягин Н.Н., Афанасьев А.А., Новиков С.А. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей, М.: Энергия, 1978. - 408 с.
85. Техничко–экономическая оценка недоотпуска электроэнергии потребителям. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://studopedia.ru/6_65056_tehnikoekonomicheskaya-otsenka-nedootpuska-elektroenergii-potrebitelyam.html (Дата обращения: 14.12.2018).
86. Укрупненные расчет стоимости аварийно-восстановительных и ремонтных работ на электросетевых объектах 0,4-6-10 кВ. ЗАО «БЭЛС», 2018 г.

87. Федеральный закон «Об электроэнергетике» с последними изменениями, внесенными Федеральным законом от 27.12.2019 N 471-ФЗ, вступившими в силу с 28.12.2019 года.
88. Федеральный Закон от 26.03.03 №35-ФЗ «Об электроэнергетике» // Российская газета. – 2003. - Федеральный выпуск №3174 (апрель).
89. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. N 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального Закона "Об электроэнергетике».
90. Федотова Г.А., Надежность технических объектов. Вопросы стандартизации. / Федотова Г.А., Воропай Н.И., Ковалев Г.Ф. // Надежность и безопасность энергетики. - 2015(4), 2-6 с.
91. Халин Е.В. Интеллектуальные информационно-коммуникационные технологии в автоматизированной системе обеспечения электробезопасности сельскохозяйственного производства /Е.В. Хайлин // Вестник ГНУ ВИЭСЗ. – 2005. – С. 36-39
92. Ходычкин А.Ю., Зоря Е.И., Назаров В.П. Об использовании сервиса ЦОД в информационных системах топливно-энергетического комплекса (часть 1) / Информационные, измерительные, экспертные, обучающие системы, № 12, 2013. с. 17 – 27.
93. Хомутов, С. О. Система поддержания надежности электрических двигателей на основе комплексной диагностики и эффективной технологии восстановления изоляции [Электронный ресурс]: монография – / С. О. Хомутов. – Электронные данные. – Барнаул: ООО «МЦ ЭОР», 2015. – 1 эл. опт. диск (CD-R); 12 см.
94. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения. — Ростов н/Д: Terra Принт, 2007. — С.15-58.
95. Шайхутдинов А.М. Анализ перспективных технологий в области энергетики / А.М. Шайхутдинов //Juvenis scientia-2015. - №4 - С. 37

96. Шайхутдинов А.М. Возможности использования облачных технологий в энергетике/ А.М. Шайхутдинов // Современные научные исследования и инновации №2 ч.3, 2015. с.78
97. Шеметов А. Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006 – 141 с.
98. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р
99. Яковлев Л.В. Комплекс работ и предложений по повышению надежности ВЛ на стадии проектирования и эксплуатации. Третья российская с международным участием научно-практическая конференция / Л.В. Яковлев, Р.С. Каверина, Л.А. Дубинич. – Новосибирск, 2008. 210 с.
100. Vitaly V. Tishkov Forecasting Repair Works in Power Distribution Grids / Vitaly V. Tishkov; Tamara B. Leshchinskaya; Mikhail M. Galkin; Aleksei Y. Alipichev // Published in: 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE). - Moscow: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2020. DOI: 10.1109/REEPE49198.2020.9059129
101. Santarius P., Krejci P., Brunclik Z., Prochazka K., Kysnar F. Evaluation of power quality in regional distribution networks // 23rd International Conference on Electricity Distribution. - Lyon: AIM, 2015.
102. Tishkov V.V. Decreasing losses in electrical networks / Tishkov V.V., Alipichev A.Yu. // Наука без границ и языковых барьеров: материалы международной научно-практической конференции 19 апреля 2019 года. – Орел: ФГБОУ ВО Орловский ГАУ, 2019. – с. 254-259.,
103. Tishkov V.V. Increasing the reliability of rural electrical networks / Tishkov V.V., Alipichev A.Yu. // Материалы международной научной конференции молодых учёных и специалистов, посвящённой 150-летию со дня рождения В.П. Горячкина, М.: Издательство РГАУ-МСХА, 2018. – с. 352-354.

Приложения

Приложение 1

Параметры диагностических исследований для расчета ИТС

- 1) Трансформатор (автотрансформатор): коэффициент абсорбции, сопротивление изоляции обмоток высшего, среднего, низшего напряжения, показатель электрического пробоя трансформаторного масла, внешний осмотр трансформатора (комплекса всех внешних элементов), диагностика системы принудительного охлаждения, тепловизионная диагностика внутренних элементов.
- 2) Масляный выключатель: внешний осмотр выключателя (комплекс внешних элементов), показатель пробоя масла, тепловизионная диагностика, диагностика системы РЗиА, диагностика приводных устройств, контроль количества отключений.
- 3) Вакуумный выключатель: измерение давления вакуумной камеры, внешний осмотр выключателя, диагностика приводных устройств, диагностика системы РЗиА, контроль количества отключений.
- 4) Разъединитель (шинный, линейный): внешний осмотр разъединителя, диагностика приводного устройства, тепловизионный контроль.
- 5) Выключатель нагрузки: внешний осмотр выключателя, диагностика приводного устройства, осмотр дугогасительной камеры, тепловизионный контроль.
- 6) Трансформатор тока: внешний осмотр, замер сопротивления изоляции обмотки низшего напряжения, тепловизионный контроль.
- 7) Трансформатор напряжения: внешний осмотр, замер сопротивления изоляции обмотки низшего напряжения, тепловизионный контроль, показатель пробоя масла.
- 8) Шинный мост: внешний осмотр, тепловизионный контроль.
- 9) Автоматический выключатель: внешний осмотр автоматического выключателя, диагностика приводного устройства, тепловизионный контроль, контроль количества отключений.

- 10) Рубильник: внешний осмотр рубильника, диагностика приводного устройства, тепловизионный контроль.
- 11) Линия электропередач (ЛЭП): состояние изоляторов (анкерных зажимов), состояние опор, состояние заземлений опор, тепловизионная диагностика.
- 12) Кабельная линия: состояние концевых муфт, методы неразрушающей диагностики (акустическая, вибродиагностика, тепловизионный контроль).

Оценка критерия при запрете снижения фактического значения диагностического параметра ниже нормативного значения

Вид диагностического мероприятия	Ед./изм.	Значение оценки			
		1	2	3	4
ТРАНСФОРМАТОР					
Коэффициент абсорбции (K_a)	-	<1	1,52-1,44	1,6-1,52	>1,6
Сопротивление изоляции ВН, СН, НН	кОм	Согласно ГОСТ 52719-2007			
Пробой масла	кВ	Согласно ГОСТ 12248-1996			
Внешний осмотр	-	Подтеки масла, изоляторы повреждены, отсутствие уровня масла в баке	Трещины изоляторов, капли масла.	Грязь, пыль на изоляторах	Без замечаний
Система принудительного охлаждения	-	Проблема в работе питающего насоса, подтеки теплообменника	Низкий уровень теплоносителя	Загрязненность теплообменников	Без замечаний
Тепловизионная диагностика	°С	Согласно ГОСТ 8865-1993			
МАСЛЯННЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ					
Внешний осмотр	-	Подтеки масла из бака, отсутствие нормального уровня масла	Масляные пятна на токоведущих частях или других поверхностях	Загрязненность, подгорание рабочих контактов	Без замечаний
Пробой масла	кВ	Согласно ГОСТ 12248-1996			
Тепловизионная диагностика	°С	Согласно ГОСТ 8865-1993			
Состояние системы РЗиА	-	Отказ одной из ступеней РЗиА	Отказ одного из реле	Незначительные неполадки в цепи управления	Без замечаний
Состояние приводных устройств	-	Отказ привода	Нарушение в работе привода	Грязь и загрязнения поверхностей	Без замечаний
Контроль количества отключений	шт	Более 70% от предельного количества	50-70% от предельного количества	20-50% от предельного количества	До 20% предельн. количества

ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ					
Внешний осмотр	-	Изоляционные пробои	Дефекты вспомогательных устройств	Грязь, пыль	Без замечаний
Давление вакуумной камеры	Па	Согласно ГОСТ 52565-2006			
Состояние приводных устройств	-	Отказ привода	Нарушение в работе привода	Грязь т загрязнения поверх-тей	Без замечаний
Количество отключений	шт	Более 70% от предельного количества	50-70% от предельного количества	20-50% от предельного количества	До 20% предельн. количества
РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ					
Внешний осмотр	-	Изоляционные пробои	Дефекты вспомогательных устройств	Грязь, пыль	Без замечаний
Состояние приводного устройства	-	Отказ привода	Нарушение в работе привода	Грязь т загрязнения поверх-тей	Без замечаний
Тепловизионный контроль	°С	Согласно ГОСТ 8865-1993			
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ НАГРУЗКИ					
Внешний осмотр	-	Изоляционные пробои	Дефекты вспомогательных устройств	Грязь, пыль	Без замечаний
Состояние приводного устройства	-	Отказ привода	Нарушение в работе привода	Грязь т загрязнения поверх-тей	Без замечаний
Состояние дугогасительной камеры	-	Внешние нагары и повреждения	Просыпание вкладыша	Пыль, грязь	Без замечаний
Тепловизионный контроль	°С	Согласно ГОСТ 8865-1993			
ТРАНСФОРМАТОР ТОКА					
Внешний осмотр	-	Изоляционные пробои	Подгорание контактов нагрузки	Грязь, пыль	Без замечаний
Сопротивление изоляции обмотки НН	кОм	Согласно ГОСТ 52719-2007			
Тепловизионный контроль	°С	Согласно ГОСТ 8865-1993			
ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ					
Внешний осмотр	-	Изоляционные пробои	Подгорание контактов нагрузки	Грязь, пыль	Без замечаний

Сопротивление изоляции обмотки НН	кОм	Согласно ГОСТ 52719-2007			
Тепловизионный контроль	°С	Согласно ГОСТ 8865-1993			
Пробой масла	кВ	Согласно ГОСТ 12248-1996			
ШИННЫЙ МОСТ					
Внешний осмотр	-	Изоляционные пробои	Сколы опорных изоляторов	Грязь, пыль	Без замечаний
Тепловизионный контроль	°С	Согласно ГОСТ 8865-1993			
АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ					
Внешний осмотр	-	Изоляционные пробои	Подгорание контактов	Грязь, пыль	Без замечаний
Состояние приводного устройства	-	Отказ привода	Нарушение в работе привода	Грязь т загрязнения поверх-тей	Без замечаний
Тепловизионный контроль	°С	Согласно ГОСТ 8865-1993			
Количество отключений	шт	Более 70% от предельного количества	50-70% от предельного количества	20-50% от предельного количества	До 20% предельн. количества
РУБИЛЬНИК					
Внешний осмотр	-	Раскол опорных изоляторов		Грязь, пыль	Без замечаний
Приводное устройство	-	Отказ привода	Нарушение в работе привода	Грязь т загрязнения поверх-тей	Без замечаний
Тепловизионный контроль	°С	Согласно ГОСТ 8865-1993			
ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ					
Состояние изоляторов (анкерных зажимов)	-	Разрушение или ослабление натяжения	Сколы или повреждения	Посторонние предметы	Без замечаний
Состояние опор	-	Превышение наклона, разрушение опоры	Механические повреждения	Наличие посторонних предметов	Без замечаний
Состояние заземления опоры	Ом	Согласно ГОСТ 58882-2020			
Тепловизионная диагностика	°С	Согласно ГОСТ 8865-1993			
КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ					
Состояние концевых муфт	-	Частичное разрушение	Подтеки	Грязь, пыль	Без замечаний
Тепловизионный контроль	°С	Согласно ГОСТ 8865-1993			
Вибродиагностика	мкм	Согласно ГОСТ 32016-2013			

Весовые коэффициенты подсистем элементов электрических сетей в расчете ИТС

№ п/п	Наименование оборудования	Подсистема оборудования	Весовой коэффициент при расчете ИТС единичного объекта
1	Трансформатор (автотрансформатор)	магнитная система, обмотки, масло, азот, вода, бак, система охлаждения и вспомогательные системы;	10
		система регулирования напряжения (может входить в состав компоненты 1.1.);	1
		высоковольтные вводы 6 кВ и выше.	8
2	Масляный выключатель	масляный бак, масло, дугогасительные и рабочие контакты;	10
		приводное устройство (электро- или ручной привод);	1
		высоковольтные вводы 6 кВ и выше	7
3	Вакуумный выключатель	вакуумная камера, рабочие контакты;	10
		приводное устройство, система РЗиА	3
		высоковольтные вводы 6 кВ и выше	7
4	Разъединитель	рабочие контакты	10
		приводное устройство	2
5	Выключатель нагрузки	дугогасительные и рабочие контакты	10
		приводное устройство	3
6	Трансформатор тока	вторичная обмотка	10

№ п/п	Наименование оборудования	Подсистема оборудования	Весовой коэффициент при расчете ИТС единичного объекта
7	Трансформатор напряжения	Обмотка высшего, низшего напряжения, магнитная система, масло, вспомогательные системы	10
		Высоковольтные вводы 6 кВ и выше	8
8	Шинный мост	токоведущие части, опорные изоляторы	10
		проходные изоляторы	4
9	Автоматический выключатель	дугогасительные контакты, кабельные вводы	10
		приводное устройство	5
10	Рубильник	Рабочие контакты	10
		Приводное устройство	4
		Контакты установки плавких вставок	8
11	Воздушная линия	опоры (проходные, угловые, анкерные)	10
		изоляторы	8
		проводник	10
		грозозащитный трос	2
12	Кабельная линия	концевые муфты	8
		переходные муфты	7
		проводники	9

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023616934

«Прогнозирование оценочных показателей надежности электрооборудования»

Правообладатель: **Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный аграрный университет – МСХА имени К.А. Тимирязева» (ФГБОУ ВО РГАУ – МСХА имени К.А. Тимирязева) (RU)**

Авторы: **Тишков Виталий Владимирович (RU), Цедяков Андрей Александрович (RU)**

Заявка № 2023615739

Дата поступления 27 марта 2023 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 04 апреля 2023 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов



МОСКОВСКИЙ ИНСТИТУТ ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

ОГРН 1027736490976 ИНН 7719227050 КПП 771901001 место нахождения: 105425 г. Москва, Щаповская проезд, д. 13А строение 1
т. (495) 965-5202 ф. (495) 965-5012 www.miee.ru e-mail: info@miee.ru

АКТ ВНЕДРЕНИЯ результатов диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата технических наук аспиранта РГАУ-МСХА имени К.А. Тимирязева Тишкова Виталия Владимировича

Настоящий акт подтверждает внедрение результатов научно-исследовательской работы аспиранта Тишкова Виталия Владимировича на тему: «Повышение надежности распределительных сельских электрических сетей на базе нейронных сетей».

Математическая модель, предназначенная для прогнозирования оценочных индексов элементов электрических сетей на базе нейронных сетей, показала хорошие результаты при определении объема работ технического обслуживания и ремонта. Результаты проведенного исследования запланированных работ ТОиР для учебного участка электрической сети показал, что запланированные технические мероприятия имеет смысл скорректировать. Исследование работ выявило реальные показатели надежности, а изменение их приведет к повышению надежности и энергоэффективности электрических сетей на перспективу.

Результаты исследований диссертации (облачные технологии и нейронные сети), приняты в учебный процесс профессиональной переподготовки и повышения квалификации слушателей МИЭЭ и в научных исследованиях института.

Ректор МИЭЭ



В.Д.Толмачев


ЭЛЭКС
ЭЛЕКТРОСЕТЬЭКСПЛУАТАЦИЯ

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭЛЭКС»

 Исх. № _____ от _____
 на № _____ от _____

« 16 06 19 » 20 ____ г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ
результатов диссертационной работы на соискание ученой степени
кандидата технических наук
аспиранта РГАУ-МСХА имени К.А. Тимирязева
Тишкова Виталия Владимировича

Настоящий акт подтверждает внедрение результатов научно-исследовательской работы аспиранта Тишкова Виталия Владимировича на тему: «Повышение надежности распределительных сельских электрических сетей на базе нейронных сетей».

Математическая модель, предназначенная для прогнозирования оценочных индексов элементов электрических сетей на базе нейронных сетей, показала хорошие результаты при определении объема работ технического обслуживания и ремонта. Результаты исследования запланированных работ ТОиР для участка электрических сетей эксплуатируемые ЗАО «Электросетьэксплуатация» показал, что утвержденный план нуждается в корректировке. Реальный уровень надежности некоторых элементов электрической сети имеет достаточный уровень надежности и может обойтись без ремонта.

Использование данной методики по определению объема работ по ТОиР позволит повысить уровень надежности электрических сетей на перспективу, уменьшить потери от технологических нарушений и ущерб потребителей.

Генеральный директор

ЗАО «Электросетьэксплуатация»



А.А. Кретов