

**Федеральное государственное образовательное бюджетное учреждение
высшего образования
«Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»**

На правах рукописи

Юрлов Евгений Юрьевич

**ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ
МЕХАНИЗМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТНЫМ
ОБСЛУЖИВАНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ
РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ
КОМПАНИЙ**

08.00.05 – Экономика и управление народным хозяйством:
экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами
(промышленность)

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель

доктор экономических наук, доцент
Цыгалов Юрий Михайлович

Москва – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ	12
1.1 Проблемы и основные направления развития электросетевого комплекса .	12
1.2 Особенности деятельности электросетевых компаний в условиях функционирования рынка электроэнергетики.....	26
1.3 Оценка состояния и перспектив развития ремонтного комплекса электроэнергетики.....	45
Выводы по главе 1.....	53
ГЛАВА 2 РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТНЫМ ОБСЛУЖИВАНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ.....	56
2.1 Анализ системы управления ремонтным обслуживанием оборудования электросетевого комплекса.....	56
2.2 Выявление и оценка факторов, оказывающих влияние на управление ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний.....	70
2.3 Формирование механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний.....	80
Выводы по главе 2.....	102
ГЛАВА 3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТНЫМ ОБСЛУЖИВАНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ	105
3.1 Оценка состояния основного электрооборудования региональной электросетевой компании (на примере Сургутских электрических сетей)	105
3.2 Обоснование научно-практических рекомендаций по развитию системы управления ремонтным обслуживанием оборудования (на примере Сургутских электрических сетей)	117
3.3 Реализация организационно-экономических механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования региональной электросетевой компании	130
Выводы по главе 3.....	146
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	149

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	154
ПРИЛОЖЕНИЕ А Формы для расчета и заполнения показателей	169
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Организационная структура предприятия	173
ПРИЛОЖЕНИЕ В Схема ежегодного цикла ремонтного обслуживания в Сургутских электрических сетях.....	174
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет стоимости одного человека-часа ремонтных работ	175
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Стоимость одного машино-часа по видам транспортных средств	177

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации. Электроэнергетика является одной из важнейших отраслей народного хозяйства страны и оказывает значительное влияние на эффективность развития экономики России. Надежная работа электроэнергетики обеспечивает работу всех предприятий и комплексов. Между тем, в последние годы участились аварии на электростанциях и объектах электросетевого хозяйства, что приводит к большим потерям для национальной экономики. Одной из причин увеличения сбоев в работе электроэнергетики России является высокая изношенность оборудования: по оценкам ПАО «Россети», доля оборудования, требующего замены в распределительных электрических сетях, достигает 70 %. Надежность электроснабжения потребителей из-за высокого износа оборудования распределительных электросетевых компаний за последние годы снижается. Так, в распределительных электрических сетях растет количество отключений оборудования: в среднем по году в сетях 6 (10) – 20 кВ происходит около 30 сбоев работы оборудования, в сетях ниже 1 кВ – до 100 сбоев. В таких условиях надежная работа электроэнергетики может быть обеспечена качественными и эффективными ремонтами имеющегося оборудования. При этом следует отметить, что проведение ремонтов усложняется введенными антироссийскими санкциями, ограничивающими поставки импортного оборудования и запасных частей. Так, по данным Минэнерго России, доля импортных запасных частей для проведения ремонтов по разным видам оборудования составляет для объектов генерации от 5 до 83 %, для объектов электросетевого хозяйства от 75 до 95 %. Программа импортозамещения предусматривает развитие выпуска отечественного оборудования и запасных частей для электроэнергетики, но её реализация рассчитана на 10-12 лет.

Нарастающий процесс старения энергетического оборудования приводит к росту затрат на ремонты и, соответственно, увеличению

тарифной нагрузки потребителя. Для обеспечения устойчивого развития распределительных электросетевых компаний необходимо провести замену большей части оборудования из-за его высокого износа, что невозможно сделать по экономическим причинам. Соответственно для поддержания изношенного электросетевого оборудования в работоспособном состоянии требуется проведение качественного ремонта, в том числе за счет совершенствования системы управления ремонтной деятельностью. Действующая в настоящее время система управления ремонтами в электросетевом комплексе требует серьезного совершенствования.

Степень разработанности темы исследования. Вопросы теории и практики в области управления и развития электроэнергетики отражены в трудах известных ученых: Р. К. Адамокова, Ю. Л. Александрова, Н. И. Воропайя, Л. Д. Гительмана, Е. Ю. Камчатовой, В. В. Кудрявого, Н. Г. Любимовой, А. А. Макарова, Е. С. Петровского, Б. Е. Ратникова, Н. Д. Рогалева, О. Н. Фаворского, В. Н. Фоминой, П. М. Шевкоплясова, В. И. Эдельмана и др.

Проблемам управления ремонтным обслуживанием в электроэнергетике посвящены работы: В. Г. Журавлева, Ю. В. Захарова, А. Н. Златопольского, Г. А. Моргун, А. Н. Назарычева, С. Л. Прузнера, А. Л. Черниковой и др.

Не умаляя значимости трудов указанных выше авторов, следует отметить, что проведенный обзор научных публикаций и исследований в области управления ремонтным обслуживанием электрооборудования электрических сетей показал недостаточную проработку вопросов управления ремонтным обслуживанием. Поэтому разработка новых подходов к управлению ремонтным обслуживанием энергетического оборудования представляется актуальным.

На основании выявленных проблем распределительного электросетевого комплекса сформированы цель, задачи, предмет и объект диссертационного исследования.

Цель и задачи исследования. Цель диссертационного исследования заключается в разработке методических и практических рекомендаций и положений по формированию механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний.

В соответствии с поставленной целью в диссертации определены следующие научные задачи:

- проанализировать современное состояние электроэнергетического комплекса России в условиях развития рынка электроэнергии и мощности, выявить его основные проблемы в области управления ремонтным обслуживанием оборудования;

- выявить и оценить факторы, оказывающие влияние на управление ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний;

- разработать механизмы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний и провести оценку их эффективности;

- обосновать рекомендации по развитию системы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональной электросетевой компании с учетом сформированных механизмов.

Объектом диссертационного исследования являются распределительные электросетевые компании, отвечающие за передачу и распределение электрической энергии и являющиеся инфраструктурной частью электроэнергетического комплекса России.

Предметом исследования являются механизмы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний.

Область исследования. Диссертационная работа выполнена в соответствии с пунктами 1.1.1. «Разработка новых и адаптация существующих методов, механизмов и инструментов функционирования экономики, организации и управления хозяйственными образованиями в

промышленности», 1.1.15. «Теоретические и методологические основы эффективности развития предприятий, отраслей и комплексов народного хозяйства» и 1.1.19. «Методологические и методические подходы к решению проблем в области экономики, организации управления отраслями и предприятиями топливно-энергетического комплекса» Паспорта научной специальности 08.00.05 – Экономика и управление народным хозяйством: экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами (промышленность) (экономические науки).

Методология и методы исследования. Теоретической и методологической основой исследования послужили статьи в ведущих научных журналах, монографии, концептуальные разработки отечественных и зарубежных ученых в области управления и развития электросетевого комплекса.

Исследование проводилось с использованием основных положений экономической теории и методов сравнительного, экономико-статистического, логического и системно-функционального анализа, а также методов статистики, теории вероятности, экспертных оценок, системного анализа и теории матриц. Анализ и обработка статистических данных производилась на ПВМ с применением специальных программ (Statistica, Microsoft Excel и пр.).

Информационной базой исследования послужили законодательные и нормативно-правовые акты федерального значения в области энергетики, аналитические и справочно-статистические материалы министерств и ведомств (Федеральной службы государственной статистики, Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства промышленности и торговли Российской Федерации), справочно-статистические данные крупнейших электросетевых компаний России и их дочерних предприятий (ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «Тюменьэнерго»).

Научная новизна диссертационной работы заключается в формировании организационно-экономических механизмов, направленных

на развитие системы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний.

Положения, выносимые на защиту:

1. Выявлены факторы, оказывающие существенное влияние на систему управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний, такие как величина ремонтного (обменного) фонда транспортабельного оборудования; количественное и качественное размещение баз для ремонта оборудования и способы организации ремонтного обслуживания оборудования (хозяйственный и подрядный способ, либо их оптимальное соотношение), на основании которых определяются направления совершенствования управления ремонтным обслуживанием оборудования электросетевых компаний, направленное на увеличение надежности электроснабжения потребителей электроэнергии (С. 70-80).

2. Определен механизм формирования обменного (ремонтного) фонда транспортабельного оборудования распределительных электрических сетей с использованием метода экспертных оценок, который в отличие от известных нормативных подходов позволяют оптимизировать графики ремонтного обслуживания оборудования в течение календарного года, снизить их зависимость от потребителей электроэнергии и климатических условий в которых работает электросетевая компания, что ведет к сокращению затрат компании на ремонтное обслуживание (С. 83-92).

3. Разработан механизм совершенствования размещения баз ремонтного обслуживания оборудования распределительных электрических сетей при создании обменного (ремонтного) фонда, позволяющий оптимизировать их количество и места расположения с учетом требуемого объема ремонтных работ и развития инфраструктуры рассматриваемой территории региона, что ведет к значительной экономии эксплуатационных затрат компании (С. 92-98).

4. Предложен механизм выбора способов организации ремонтного

обслуживания оборудования распределительных электросетевых компаний, позволяющий, определять оптимальное соотношение хозяйственного и подрядного способа с целью повышения качества и эффективности ремонтных работ (С. 98-102).

5. Обоснованы научно-практические рекомендации по совершенствованию управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний на основе внедрения организационно-экономических механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования таких компаний (С. 117-146).

Теоретическая значимость диссертационного исследования заключается в развитии и дополнении теории управления ремонтным обслуживанием оборудования электросетевых компаний на основе специфики функционирования электроэнергетической отрасли. Особенность разработки заключается в выявлении и учете таких факторов, как величина ремонтного (обменного) фонда транспортабельного оборудования; количественное и качественное размещение баз для ремонта оборудования и способы организации ремонтного обслуживания оборудования.

Практическая значимость исследования заключается в повышении эффективности работы оборудования распределительных электросетевых компаний за счет внедрения организационно-экономических механизмов управления ремонтным обслуживанием.

Самостоятельную практическую значимость имеют следующие результаты:

- механизм формирования обменного (ремонтного) фонда транспортабельного оборудования распределительных электрических сетей;
- механизм совершенствования размещения баз ремонтного обслуживания оборудования распределительных электрических сетей при создании обменного (ремонтного) фонда;
- механизм выбора способов организации ремонтного обслуживания оборудования распределительных электросетевых компаний.

Степень достоверности, апробация и внедрение полученных результатов исследования. Достоверность положений и выводов диссертационного исследования подтверждается корректным применением современных теоретических и практических знаний в области управления ремонтным обслуживанием оборудования, использованием системного и сравнительного анализа, методов математической статистики, а также сопоставлением данных широкого круга научных публикаций зарубежных и отечественных ученых по тематике диссертационного исследования.

Результаты диссертационного исследования, а также его основные положения обсуждались в рамках различных научных и научно-практических конференций: на Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы управления – модернизация и инновации в экономике» (Москва, Государственный университет управления, 27-28 октября 2010 года); на научно-практической конференции АО «Тюменьэнерго» (г. Сургут, АО «Тюменьэнерго», 15 октября 2010 года); на 26-й Всероссийской научной конференции молодых ученых «Реформы в России и проблемы управления» (Москва, Государственный университет управления, 18-19 мая 2011 года); на Всероссийской научно-практической конференции «Актуальные проблемы управления» (Москва, Государственный университет управления, 26-27 октября 2011 года); на итоговом мероприятии по формированию молодежного кадрового резерва «Молодая опора Холдинга МРСК» (Москва, ОАО «Холдинг МРСК», 14-16 декабря 2011 года); на 1-й международной научно-образовательной конференции ОЭПЭЭ/IAEE North Eurasia «Экономика энергетики как направление исследований: передовые рубежи и повседневная реальность» (Москва, МГУ имени М.В. Ломоносова, 22-23 марта 2012 года); на 27-й Всероссийской научной конференции молодых ученых «Реформы в России и проблемы управления» (Москва, Государственный университет управления, 25-26 сентября 2012 года); на Международной научно-практической конференции «Глобализация науки: проблемы и перспективы»

(г. Уфа, Международный центр инновационных исследований «Омега сайнс», 3 апреля 2015 года); на VI Международной научно-практической конференции «Наука и современность» (г. Уфа, Научный центр «АЭТЕРНА», 4 апреля 2015 года); на Международной научно-практической конференции «Общество, наука и инновации» (г. Стерлитамак, Агентство международных исследований, 4 апреля 2015 года); на Международной научно-практической конференции «Современные технологии в мировом научном пространстве» (г. Пермь, Научный центр «АЭТЕРНА», 25 мая 2017 года).

Материалы диссертационного исследования применены в практической деятельности АО «Тюменьэнерго», в частности используются разработанные организационно-экономические механизмы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний, что способствует повышению эффективности управления ремонтным обслуживанием оборудования, и, как следствие, устойчивому развитию компании и стабильным поставкам электроэнергии.

Внедрение результатов исследования подтверждено соответствующей справкой.

Публикации. По материалам исследования опубликовано 16 работ общим объемом 6,4 п.л. (весь объем авторский), в том числе 7 работ авторским объемом 4,55 п.л. опубликованы в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК при Минобрнауки России.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы из 105 наименований и 5 приложений. Текст диссертации изложен на 178 страницах, содержит 33 таблицы и 23 рисунка.

ГЛАВА 1

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

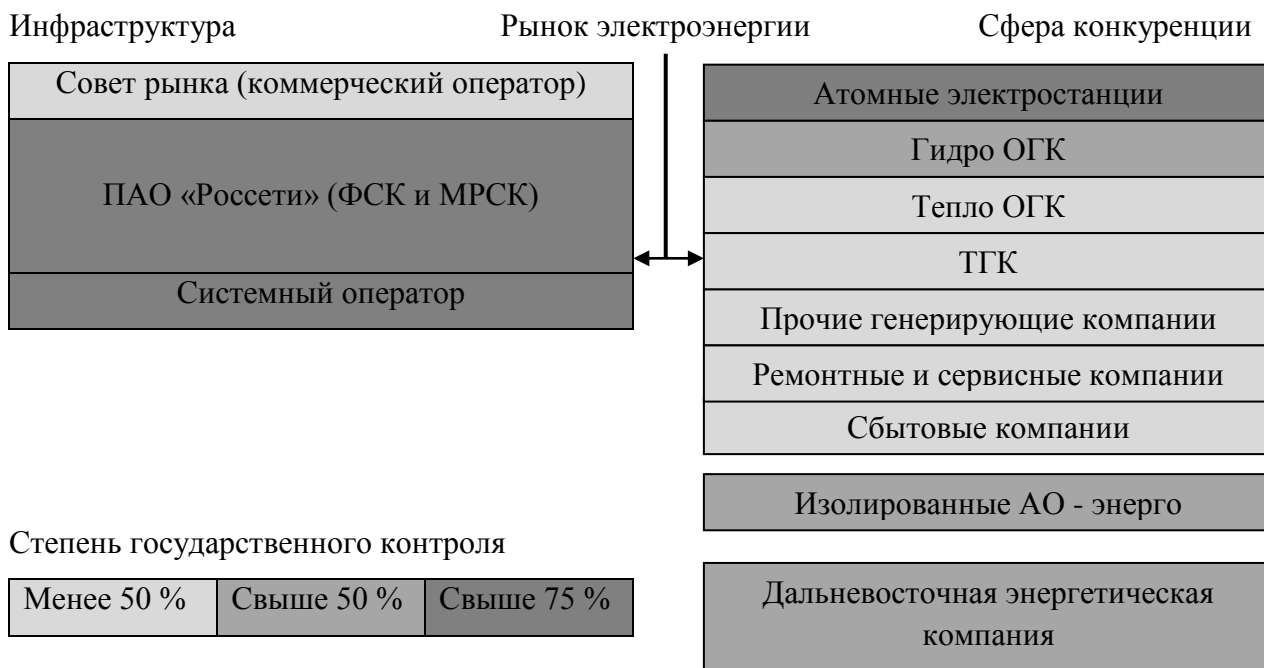
1.1 Проблемы и основные направления развития электросетевого комплекса

Электроэнергетика является одной из важнейших отраслей энергетического комплекса России и оказывает значительное влияние на эффективность развития экономики России.

Электроэнергетика в России развивалась поэтапно, начиная с формирования межсистемных связей между объединёнными энергетическими системами (ОЭС) и заканчивая на их основе образованием Единой энергосистемы страны (ЕЭС России). Несмотря на то, что и по сегодняшний день, связи между ОЭС России на некоторых участках недостаточно сильны (особенно в сложившейся политической обстановке, результатом которой стало нарушение связей между ОЭС Юга и ОЭС России, проходящей через территорию Украины), объединение энергосистем на столь протяженной территории можно назвать достижением отечественной энергетики. Такого рода объединение позволяло управлять энергосистемой централизованно.

В связи с участвовавшими авариями в энергосистемах, сложной экономической ситуацией в стране и по ряду иных причин в отрасли произошли кардинальные изменения, по результатам которых полностью изменилась структура электроэнергетической отрасли России [51]. Так, диспетчерские функции и сфера транспорта электроэнергии остались под контролем государства, генерирующие, сбытовые и ремонтные предприятия перешли под контроль частных владельцев, что способствовало развитию конкуренции между ними.

Таким образом, после реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России» в 2008 году целевая структура отрасли существенно изменилась. Целевая модель электроэнергетической отрасли представлена на рисунке 1.1.



Источник: составлено автором на основании анализа материалов [51; 101; 101; 103].

Рисунок 1.1 – Целевая модель электроэнергетической отрасли России

Электросетевой комплекс на начальном этапе разделился на два направления: магистральные электрические сети под управлением ПАО «ФСК ЕЭС» и межрегиональные распределительные сети под управлением ОАО «Холдинг МРСК». Указом Президента Российской Федерации от 22 ноября 2012 года № 1567 электросетевой комплекс был объединен в единое целое с образованием новой электросетевой компании Открытое акционерное общество «Российские сети».

Генерация также разделена на два направления с образованием новых структурных предприятий – это ТГК (генерирующие компании территориального направления) и ОГК (оптовые генерирующие компании). Целью создания ОГК являлось формирование оптового рынка электрической энергии. На сегодняшний день функционируют пять ОГК, объединяющих крупные тепловые электрические станции, и одна ОГК, объединяющая

практически все гидроэлектростанции. В ТГК согласно концепции реформирования отрасли включались тепловые электростанции, не вошедшие в состав ОГК. При этом стоит отметить, что ТГК объединялись по территориальному признаку.

Особая роль в электроэнергетической отрасли отводится электросетевому комплексу, который является связующим звеном между производителем электрической энергии и ее потребителем. Поддержание электросетевого оборудования в работоспособном состоянии является одной из важнейших задач электроэнергетики.

При реформировании электроэнергетики России в постановлении Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 года № 526 [4] сформулированы основные задачи, на которые должно быть направлено развитие электросетевого комплекса, основными из которых являются обеспечение надежности функционирования электросети, недискриминационный доступ к ним, привлечение в электросети необходимых средств для ее модернизации и технического перевооружения и прочее.

В основе функционирования энергосистемы нашей страны лежит Единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС). Она предназначена для транспорта электроэнергии между ОЭС и обеспечивает в силу своего развития баланс электроэнергии на всей территории страны. При этом вместе с распределительным электросетевым комплексом участвует в обеспечении надежного снабжения электроэнергией потребителей. Также стоит отметить, что Единая сеть, обеспечивая совместную (параллельную) работу энергетических систем России и зарубежных стран, участвует в экспорте электроэнергии за границу.

Понятие «Единая национальная электрическая сеть» закреплено на законодательном уровне в Федеральном законе от 26 марта 2003 года № 35 «Об электроэнергетике» (далее по тексту – № 35-ФЗ) [9]. В ее состав входят подстанции и высоковольтные линии электрических передач напряжением

выше 220 кВ. Суть и принципы ее работы отражены также на законодательном уровне (постановление Правительства Российской Федерации от 26 января 2006 года № 41) [3].

По состоянию на начало 2016 года общая протяженность линий электропередач (ЛЭП) магистрального электросетевого комплекса составляет 131,3 тыс. км. Общее количество подстанций (ПС) напряжением 35 кВ и выше, находящихся в эксплуатации (в том числе арендуемых), – 861 ед. [96].

Анализ технического состояния электрических сетей свидетельствует о том, что одной из основных проблем ЕНЭС является старение электрооборудования. Состояние производственных активов сетей ЕНЭС, по данным ПАО «Россети», со сверхнормативным сроком эксплуатации, то есть для оборудования подстанций срок свыше 25 лет – 59 %, для оборудования линий электропередач срок свыше 35 лет – 49 %. Стоит отметить, что срок эксплуатации оборудования подстанций свыше уже 35 лет составляет 4 %, а для линий электропередач свыше 40 лет – 18 %.

Доля оборудования, выработавшего свой ресурс, растет. По данным ПАО «Россети» в 2015 году наблюдалась отрицательная динамика старения оборудования по сравнению с 2014 годом (увеличение на 2 %). Данная тенденция говорит о необходимости увеличения объемов реконструкции, либо перевооружения оборудования, выработавшего свой ресурс.

Основная доля оборудования ЕНЭС эксплуатируется еще с прошлого столетия, при чем начиная где-то с шестидесятых годов. Это говорит о том, что оно не только физически устарело, но и морально. Его технические показатели на сегодняшний день не соответствуют новому современному оборудованию, что ведет к снижению надежности его работы. Замена его на новое в полном объеме невозможно по финансовым причинам, соответственно поддержание его работоспособности на должном уровне требует проведение частого ремонтного обслуживания.

Устойчивая работа электросетевого комплекса России также зависит от высококачественного и надежного функционирования распределительного

электросетевого комплекса, сети которого являются конечным звеном в передаче электрической энергии непосредственно потребителям.

К распределительным электрическим сетям (РСК) относятся сети напряжением 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и ниже, конфигурация которых в течение долгого времени значительно не изменялась.

По состоянию на начало 2016 года общая протяженность ЛЭП указанных классов напряжений составляет 2 072,02 тыс. км. Общее количество ПС – 489 341 единиц [96].

В 90-е годы прошлого столетия существенно уменьшились темпы нового строительства, технического перевооружения и реконструкции объектов электрических сетей. Вследствие этого физический и моральный износ таких объектов только возрастал. К 2017 году доля износа электросетевого оборудования достигла уже 70 %. При этом в развитых странах степень износа энергетического оборудования значительно ниже, чем в России. Например, в США степень износа энергетического оборудования не превышает 20 %. По данному рейтингу к России приблизилась только Румыния, где степень износа энергетического оборудования составляет не более 49 %.

Кроме того, в значительной степени увеличивается моральный износ оборудования. Так в распределительных электрических сетях на сегодняшний день функционирует оборудование, которое в развитых странах эксплуатировалось приблизительно 30 лет назад.

Увеличивающаяся степень износа электросетевого оборудования оказывает большое влияние на надежное функционирование электросетевого комплекса. Так в распределительных электрических сетях растет количество отключений оборудования в среднем по году: в сетях 6 (10) – 20 кВ происходит около 30 сбоев работы оборудования, в сетях ниже 1 кВ – до 100 сбоев [96].

Проведенный анализ выявил основные причины повреждений на ВЛ напряжением ниже 20 кВ:

- климатический фактор, включающий в себя воздействия гололеда, ветра и прочее (19 %);
- износ материалов и конструкций (18 %);
- перенапряжения в результате воздействия грозового фронта (13 %);
- недостаточный уровень квалификации персонала, из-за ошибочных действий которого также происходят отключения оборудования (6 %);
- воздействия на оборудование без разрешения (16 %);
- неизвестные причины (28 %).

Основными причинами повреждения кабелей напряжением 110 кВ и ниже стали естественный износ (31 %), повреждения механического характера (30 %), некачественная прокладка (20 %), дефекты заводо-изготовителей (10 %) и коррозия (9 %) [96].

По данным ПАО «Россети», основными причинами повреждения трансформаторного оборудования являются дефекты заводо-изготовителей, некачественный ремонт и последующий монтаж, нарушение технических правил при эксплуатации, скачки напряжения и перегруз в течение длительного времени [96].

Еще одной важной проблемой в электрических сетях является рост потерь электроэнергии, которые можно условно разделить на части:

- потери, причины которых обусловлены происходящими физическими явлениями в процессе передачи электрической энергии, относятся к техническим потерям;
- потери, связанные с потреблением электрической энергии на хозяйственные и производственные нужды ПС, их значения определяются счетчиками, которые расположены на трансформаторах собственных нужд (ТСН), то есть потери на собственные нужды;
- потери, которые обусловлены инструментальными неточностями учетной системы, то есть метрологические;
- потери, связанные с «воровством» электрической энергии потребителями, с ошибками работы счетчиков у потребителей и с иными

причинами, считаются коммерческими.

Структура отчетных потерь электроэнергии по данным Минэнерго России представлена на рисунке 1.2 [100].

ПОСТУПЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ						
ОТПУСК ЭЭ	ФАКТИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ					
	Технические потери			Потери, обусловленные неточностями учетной системы	Коммерческие потери	
	Условно- постоянные	Расход на СН	Нагрузочные потери			
	Технологические потери электроэнергии				Норматив снижения потерь	Сверхнормативные потери
	Норматив потерь					

Источник: по данным Минэнерго России [100].

Рисунок 1.2 – Структура отчетных потерь электроэнергии

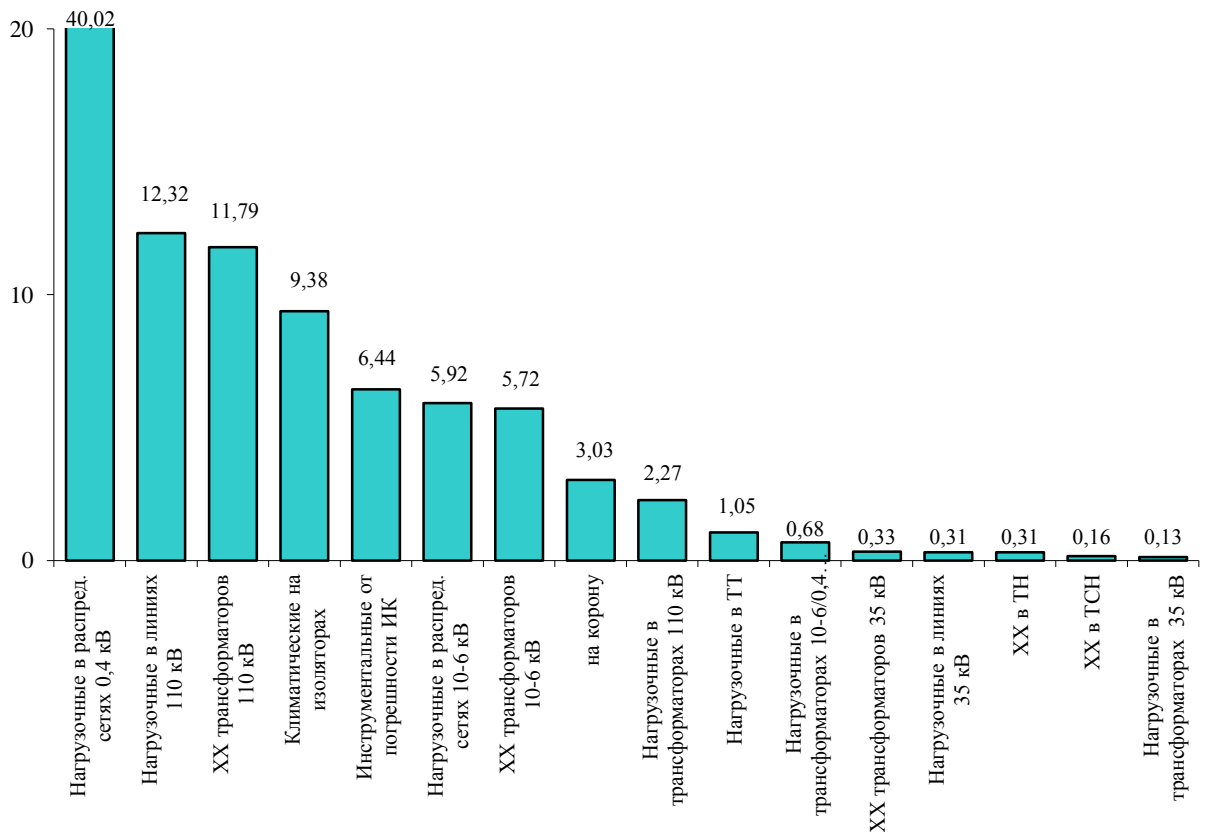
С экономической точки зрения потерями считается та электрическая энергия, которая не дошла до конечного потребителя после ее производства, то есть разница между количеством выработанной электрической энергии на электростанции и количеством электрической энергии поступившей потребителю.

Средний уровень потерь электрической энергии в электросетевом комплексе в 2016 г. составил 9,22 %. При этом уровень потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях МРСК составил 8,47 %, в магистральных сетях ФСК – 4,47 %. Стоит отметить, что уровень потерь в регионах значительно разнится. Например, потери в регионах Северного Кавказа достигают 40 % (АО «Чеченэнерго»), а в Центральной России – 8-9 % (ПАО «МРСК Центра и Приволжья», ПАО «МОЭСК»).

Также потери электрической энергии в электрических сетях можно разделить на потери, зависящие от нагрузки («нагрузочные» потери), и, не имеющие отношения к нагрузке («условно-постоянные» потери). При этом по результатам анализа выяснилось, что основную долю потерь составляют «нагрузочные» потери (74 %), из них потери в ЛЭП – 84 %, оставшееся доля

(16 %) приходится в основном на трансформаторы. Основную часть потерь, не имеющих отношения к нагрузке, составляют потери в трансформаторах – это потери на холостой ход, на их долю приходится порядка 67 %.

Результаты оценочных расчетов потерь (технические и инструментальные) электроэнергии на примере Тюменских распределительных электрических сетей проиллюстрированы на рисунке 1.3.



Источник: составлено автором.

Рисунок 1.3 – Структура отчетных потерь электроэнергии, в процентах

Анализ результатов оценочных расчетов потерь электроэнергии показал, что большую долю в Тюменских распределительных сетях составляют потери в сетях 110 кВ и 10-0,4 кВ, где имеет место существенное количество присоединений 0,4 кВ.

В результате проведенного анализа показателей потерь электрической энергии в электрических сетях выяснилось, что рост потерь обусловлен как коммерческой, так и технической составляющей, определяемой физическими процессами передачи и распределения электроэнергии.

Можно констатировать, что главными причинами увеличения технических потерь электрической энергии стали:

- нарастающий физический износ электросетевого оборудования;
- функционирование оборудования с морально устаревшими параметрами;
- работа оборудования в режиме постоянного перегруза;
- работа оборудования с отклонениями от нормальных режимов функционирования.

Главными причинами увеличения коммерческих потерь электрической энергии стали:

- нарушения в работе счетчиков электрической энергии и несвоевременность их устранения;
- несовпадение необходимых классов точности, применяемых к приборам учета электрической энергии, что приводит к искажениям измерений;
- отсутствие счетчиков электрической энергии, не позволяющее точно рассчитать количество потребленной электрической энергии;
- некачественное предоставление информации со счетчиков электрической энергии для дальнейшего расчета;
- «воровство» электрической энергии путем неконтролируемого доступа к электрическим сетям.

К настоящему времени в электрических сетях обозначился ряд и других трудностей, которые требуется решать электросетевым компаниям в ближайшее время. Большая часть оборудования электрических сетей эксплуатируется уже более 30 лет, в связи с чем снижается надежность и качество его работы.

Проведя анализ планируемого спроса на потребление электроэнергии и мощности в будущих периодах выявлено, что спрос на потребление электроэнергии и мощности до 2030 года будет только увеличиваться: базовый вариант – 2,2 %, максимальный вариант – 3,1 % [10].

В связи с планируемым увеличением спроса на потребление электроэнергии и мощности и наряду с этим замедленными темпами проведения реконструкции электросетевых объектов, строительства новых мощностей из-за трудностей финансового характера, износ оборудования, потери электроэнергии будут иметь тенденцию к росту.

Также требуют своего решения задачи по улучшению конфигурации сети в рамках нового строительства, с целью обеспечения должной пропускной способности электросети без кардинальных перестроений во время всего ее срока службы. А также необходимо повысить уровень управляемости сетями, для этого в настоящее время разрабатывается система «умные сети».

В рамках диссертационного исследования выявлен еще ряд проблем, которые требуют своего решения:

– частая невозможность распределительных электросетевых компаний в полной мере удовлетворять заявленным требованиям потребителей электроэнергии (по мощности, по надежности и качеству электрической энергии);

– снижение в большей степени коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях 10 кВ и ниже (по оценке заместителя генерального директора ПАО «МРСК Центра и Приволжья» А. Ю. Ведерникова в зоне ответственности ПАО «МРСК Центра и Приволжья» есть участки с потерями свыше 35 %. «Свыше» – это значит, что иногда они достигают 50 %. Такие проблемные РЭСы есть в каждом филиале энергокомпании. По норме потери в районе электрических сетей (РЭС) не должны превышать 18 %);

– проблемы, связанные с несовершенством системы прохождения сертификации электротехнического оборудования как отечественного, так и зарубежного производства.

Постоянно растущие затраты на ремонтное обслуживание оборудования в связи с его нарастающим износом как моральным, так и физическим значительно снижают эффективность работы электросетевых

компаний.

В электроэнергетике на современном этапе ее развития, по мнению специалистов, следует выделить ещё одну важную проблему, связанную с организацией конкурсных процедур на предоставляемые услуги. При проведении конкурса вырабатываются критерии отбора, которым должны соответствовать участники конкурса. При этом, основываясь на практических данных определения победителя конкурса, основным критерием становится стоимостной фактор, то есть победитель конкурса становится участник, заявивший наименьшую цену. Например, для ремонта основного энергетического оборудования выбирались организации, заявившие наименьшую цену, но не имеющие достаточной квалификации персонала для выполнения требуемых работ. Так для проведения капитального ремонта ВЛ 110 кВ и ниже выбирались организации, имеющие в своем составе только персонал с обязанностями лесорубов. Еще пример, в исследовании В.Ф. Резинских приведены данные о том, что организации, выигравшие конкурс на проведения ремонтов электротехнического оборудования, отказывались от выполнения заявленных в конкурсной документации объемов работ [72]. Все это приводило к невыполнению планового графика ремонтов оборудования.

Условием качественного ремонта оборудования служит точное определение требований к участнику конкурса и соответствие его возможностей по выполнению работ надлежащего качества, согласно нормативным предписаниям. Опыт проведения тендерных торгов показывает, что при определении победителя конкурса в первую очередь требуется ориентироваться на опыт выполнения участниками аналогичных работ и на квалификацию привлекаемого персонала, а не на ценовой критерий.

Для планомерного развития электросетевого комплекса вышеуказанные проблемы требуют своего незамедлительного решения. При чем каждая из проблем является важной и требует индивидуального

подхода для ее решения.

Пути развития электроэнергетического комплекса России сформированы в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», утвержденной на законодательном уровне (распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р).

За прошедший период с 2001 по 2017 годы наблюдался рост спроса на электропотребление и превысил значения, прогнозируемые в вышеуказанном документе. При этом стоит отметить, что ввод энергетических мощностей происходил более низкими темпами, чем запланировано стратегией.

Энергетической стратегией России предусмотрены следующие основные направления развития электрических сетей страны [10]:

- «оптимизация конфигурации и повышение пропускной способности системообразующих и распределительных электрических сетей, позволяющих осуществлять эффективное функционирование Единой энергетической системы России и систем распределенной генерации электроэнергии с высокими показателями надежности их работы;

- снижение износа электрических сетей до среднего уровня развитых стран мира, в том числе за счет качественного обновления парка оборудования электрических подстанций;

- снижение потерь в электрических сетях и повышение эффективности транспортировки электроэнергии, в том числе за счет широкого внедрения проводников из новых композитных материалов, позволяющих увеличить токонесущую способность и увеличить продолжительность срока их службы, а также создания систем автоматизированного учета и регулирования в электрических сетях».

Еще ряд направлений развития электрических сетей России определен Стратегией развития электросетевого комплекса России [8]:

- «обеспечение надежности энергоснабжения потребителей и качества их обслуживания;

- развитие инфраструктуры для поддержания роста экономики

России;

- конкурентоспособные тарифы на электрическую энергию для развития промышленности;
- развитие научного и инновационного потенциала электросетевого комплекса, в том числе в целях стимулирования развития смежных отраслей;
- привлекательный для инвесторов «возврат на капитал».

На основе этих приоритетов в компании ПАО «Россети» разработана Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016-2020 годы с перспективой до 2025 года. Основная ее цель состоит в планомерном продвижении к электрическим сетям нового поколения, с обеспечением наивысшего уровня надежности, удобстве управления и прочими инновационными характеристиками [97].

В связи с имеющимися финансовыми трудностями в российской экономике приблизиться к осуществлению данной цели в ближайшей перспективе будет затруднительно. Соответственно в первую очередь компании необходимо решать имеющиеся проблемы.

В Энергетической стратегии России, для решения выше указанных проблем планируется обеспечить достаточные условия для привлечения инвестиций в распределительные электрические сети с целью вложения их в перевооружения и модернизацию оборудования для увеличения надежности работы в целом всего электросетевого комплекса в долгосрочной перспективе. Все это в совокупности приведет, в том числе, к развитию межсистемных связей между ОЭС и экономическому эффекту на соответствующих территориях. Кроме того, предполагается перейти к экономическим стимулам для электросетевых компаний, эффективно осуществляющих свою деятельность.

На основе анализа выявленных выше проблем в диссертации систематизированы основные тенденции развития электросетевого комплекса России и представлены на рисунке 1.4.

Стратегическое направление	Технологическое направление	Управленческое направление	Экономическое направление
Надежность функционирования	Снижение износа оборудования	Контроль государства за ЕНЭС	Эффективный тариф
Оптимизация конфигурации сети	Сокращение потерь	Частное строительство	Снижение издержек
Повышение пропускной способности	Снижение аварийности	Повышение уровня управляемости	Привлечение инвестиций
Развитие инфраструктуры	Интеллектуальная сеть	Качество управления ремонтами	Проведение торгов
Переход к сети нового поколения	Технологические инновации	Качество обслуживания потребителей	Снижение себестоимости

Источник: составлено автором.

Рисунок 1.4 – Систематизация основных тенденций развития электросетевого комплекса России

Понимая важность всех проблем, стоящих перед электросетевым комплексом, его основной проблемой является значительный износ оборудования (свыше 70 %) и ограниченные возможности его замены на новое, прежде всего, по политическим и экономическим причинам. Все это приводит к росту потерь электроэнергии, увеличению количества аварий, снижению надежности работы оборудования, росту затрат на ремонтные работы. В этих условиях совершенствование механизмов управления ремонтным обслуживанием, увеличение надежности работы электрооборудования, минимизация затрат и продолжительности ремонтного периода при сохранении качества ремонтов является актуальной и важной задачей электросетевого комплекса России.

1.2 Особенности деятельности электросетевых компаний в условиях функционирования рынка электроэнергии и мощности.

Целесообразность перехода на рыночные отношения в электроэнергетике обусловлена необходимостью создания приемлемых условий для решения сложившихся проблем в электроэнергетическом комплексе. Основными из них являются проблемы производственного (нарастающий износ оборудования), финансового (недостаточно денежных средств для надежного функционирования отрасли) характера, проблемы в области управления и ряд иных проблем, о которых уже было подробно сказано выше.

Принципиальная схема целевой модели функционирования рынка электрической энергии, принятая в основу практически всех действующих в современных условиях систем конкурентного рынка в Европе и США, внедряемая также в России (с учетом наших условий и особенностей), предусматривает применение общих принципов взаимоотношений на любых рынках товаров и услуг.

При этом особенности рынка электрической энергии и мощности, определяемые особыми свойствами электроэнергии как товара, приводят к некоторым особенностям отношений, в частности в вопросах доступа к торговым системам, диспетчерском регулировании объемов поставок, доступа к системам передачи электрической энергии и иным особенностям.

Данные особенности были учтены в принятых правовых нормативных актах, регулирующих отношения в электроэнергетике, центральное место среди которых отведено Федеральному закону № 35-ФЗ.

Указанным законом определены правовые основы функционирования и взаимоотношений органов государственного управления и субъектов рынков электрической энергии по следующим направлениям:

1. Основы организации электроэнергетики.

2. Формирование, функционирование и развитие единой национальной электрической сети.

3. Функционирование и развитие системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4. Принципы, методы и порядок государственного регулирования и контроля в электроэнергетике.

5. Правовые основы и порядок функционирования оптового рынка электрической энергии.

6. Основы организации, функционирования и развития розничных рынков электрической энергии.

7. Особенности осуществления хозяйственной деятельности в электроэнергетике.

Важную роль в регулировании экономических отношений субъектов энергетического рынка имели ряд постановлений Правительства Российской Федерации:

– от 31 августа 2006 года № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)» [5];

– от 4 мая 2012 года № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» [6].

Вышеуказанными нормативными документами установлены правила работы оптового и розничных рынков электрической энергии, в значительной степени адаптированные к конкурентным условиям функционирования генерации и сбыта электрической энергии.

Существенную роль в регулировании отношений субъектов оптового рынка электрической энергии играют Правила и Регламенты, принимаемые Советом рынка (ранее Некоммерческим партнерством «Администратор торговой системы»). Указанные Правила и Регламенты обязательны для применения всеми субъектами оптового рынка, получающими в установленном порядке указанный статус.

Целевая модель рынка электрической энергии и мощности представлена на рисунке 1.5.



Источник: [23].

Рисунок 1.5 – Структура целевой модели оптового энергетического рынка (электроэнергия и мощность)

В Федеральном законе № 35-ФЗ оптовым рынком считается сфера обращения особых товаров – электрической энергии и мощности, закрепляя тем самым особый подход, в том числе к процессу ценообразования на электрическую энергию и мощность [9].

Структура оптового рынка, финансовые операции и регулирование на оптовом рынке осуществляются на базе единого законодательства и единых правил.

Оптовый рынок электроэнергии и мощности включает в себя следующие субъекты:

1. Крупные поставщики (производители) электроэнергии, компании с правом продажи электроэнергии. Между поставщиками складываются

конкурентные отношения в части предоставления электрической энергии, что ведет к оптимальной загрузке генерирующих мощностей и позволяет организовать спотовый рынок электроэнергии, на котором продажа и покупка осуществляются на почасовой основе. Производство электроэнергии является конкурентной сферой. При необходимости осуществляется горизонтальная дезинтеграция производства в достаточное количество конкурирующих между собой производителей электроэнергии, с учетом того, что ни у кого нет монопольного права на рынке. Все крупные производители электроэнергии (то есть электростанции, работающие параллельно в единой сети с единой частотой электрического тока) должны продавать производимую ими электроэнергию на конкурентной основе на оптовом рынке. Наряду с этим генерирующие компании могут заключать контракты напрямую с крупными конечными потребителями, и с региональными энергоснабжающими (сбытовыми) организациями, в рамках процедур, установленных правилами работы оптового и розничного рынков.

2. Покупатели электроэнергии – крупные потребители и энергоснабжающие (энергосбытовые) организации, отвечающие требованиям оптового рынка, гарантирующие поставщики. Энергоснабжающие (сбытовые) организации, являясь организаторами розничных рынков электроэнергии и мощности, покупают требуемое количество электроэнергии (мощности) непосредственно у генерирующих предприятий или на оптовом рынке, тем самым непосредственно обеспечивая электроснабжение конечных потребителей. При этом крупные потребители электрической энергии могут самостоятельно приобретать электрическую энергию, дополнительно они должны произвести плату за общесистемные услуги, а также плату за услуги местной электрической сети.

На энергоснабжающих организациях (сбытовых организациях, гарантирующих поставщиках) лежит обязанность бесперебойно снабжать потребителей электроэнергией по «экономически обоснованным» тарифам.

Для выполнения этой обязанности энергоснабжающая

(энергосбытовая) организация заключает контракты на получение достаточного количества мощности с оптового или розничного рынка.

3. Распределительные электрические сети, которые отвечают за передачу электроэнергии энергоснабжающим (сбытовым) организациям и/или потребителям от источников генерации до потребителей. В дополнение к заключению контрактов на покупку электроэнергии (мощности) заключаются договора на передачу электроэнергии с другими электросетевыми компаниями. Договоры по передаче электроэнергии заключаются владельцами электрических сетей (электросетевыми организациями) и энергоснабжающими (сбытовыми) организациям (или потребителями электрической энергии. Выполнение функций по передаче электрической энергии регулируется государственными органами в рамках правил работы оптового рынка, правил присоединения к сетям, антимонопольного и тарифного законодательства.

4. Организатор (Администратор) оптового рынка, в функции которого входит обеспечение работы системы торгов оптового рынка и расчеты на этом рынке.

5. Системный оператор. Системный оператор организует диспетчерское управление всеми электростанциями и электросетевыми объектами, управляет всеми ключевыми ГЭС и иными регуляторами частоты электрического тока в сети, необходимыми для поддержания надежности системы. В централизованном порядке диспетчируются объемы покупок и поставок электроэнергии и мощности, все контракты на оптовом рынке должны быть зарегистрированы системным оператором и организатором (администратором) оптового рынка для учета и исполнения при составлении фактического баланса энергии на рынке.

6. Магистральные (общесистемные) электрические сети. Они обеспечивают работу единой системы электропередачи, надежную работу единой энергосистемы, соблюдение технологических параметров ее работы (например, частота электрического тока, напряжение в сетях).

Организатор (Администратор) оптового рынка, Системный оператор, Магистральные (общесистемные) электрические сети организуют работу оптового рынка таким образом, чтобы поддерживался баланс спроса и предложения в сети с учетом нормативного резерва.

Контракты (договоры) на покупку электроэнергии с оптового рынка заключаются исходя из необходимости обеспечения необходимого резерва мощности. На организаторе рынка или на системном операторе лежит обязанность заключения контрактов на привлечение необходимой резервной мощности для всех участников оптового рынка. Это осуществляется через утвержденный государственным органом механизм конкурентных заявок. На них также лежит обязанность определить прогнозный уровень потребления и обеспечения расчета прогноза необходимого прироста мощности на оптовом рынке.

За услуги Организатора (Администратора) оптового рынка, Системного оператора, межсистемных линий электропередач устанавливается плата по тарифам, утвержденным федеральным органом государственного регулирования. Оплату данных услуг осуществляют субъекты оптового рынка, пользователи услуг.

Реализация конкурентных механизмов на оптовом рынке электрической энергии (мощности) осуществляется на базе системы договоров, заключаемых поставщиками и потребителями оптового рынка (кроме договоров с организациями, обеспечивающими функционирование оптового рынка, Организатором (Администратором), Системным оператором, владельцем межсистемных электрических сетей). К ним относятся:

- долгосрочные нерегулируемые договоры, предусматривают поставки основных объемов электрической энергии и мощности, в пределах величин, поддающихся надежному прогнозированию;

- договоры, заключаемые по результатам торгов на биржевых площадках;

– договоры, заключаемые на оптовом рынке, или на рынке на сутки вперед, предусматривающие поставки в пределах каждого часа будущих суток;

– договоры в рамках балансирующего рынка, обеспечивающие ведение режима работы в реальном режиме времени под управлением Системного оператора.

Один из главных тезисов данной модели рынка заключается в том, что независимые и эффективные генерирующие компании смогут обеспечить потребности оптового рынка. Но если в ходе конкуренции между поставщиками электроэнергии на оптовом рынке не удастся задействовать более эффективные источники энергоснабжения, Организатор (Администратор) рынка должен инициировать строительство необходимых мощностей электростанций.

В целях эффективного функционирования всех участников оптового рынка Организатор (Администратор) рынка и Системный оператор координируют деятельность всех его участников в трех основных направлениях:

1. Обеспечение поставок электрической энергии на оптовый рынок и обеспечение поставок электрической энергии с оптового рынка в долгосрочной и краткосрочной перспективе. Каждая организация – поставщик оптового рынка, каждый покупатель электрической энергии (мощности) с оптового рынка представляют Организатору (администратору) оптового рынка предложения по объемам поставок электроэнергии на рынок и с рынка, где указываются прямые поставки от производителя (если такие будут) и необходимое количество энергии с оптового рынка.

Организатор (Администратор) рынка, на основе планов от всех поставщиков и покупателей оптового рынка, составляет баланс электрической энергии (мощности) для единой системы. С учетом результатов планирования Организатор (Администратор) рынка составляет план потребностей оптового рынка в мощности по регионам с указанием

сроков его осуществления и желательного размещения мощностей в регионах (баланс электроэнергии и мощности на оптовом рынке). Составленный таким образом баланс электроэнергии и мощности является основанием для заключения контрактов, а также для регулирования тарифов для собственных (розничных) потребителей каждой энергоснабжающей (энергосбытовой) организации.

2. Оперативно-диспетчерское управление деятельностью поставщиков и покупателей оптового рынка. Системный оператор через свои региональные подразделения организует оперативно-диспетчерское управление всеми организациями, участниками торговой системы оптового рынка. С целью качественного выполнения своих обязанностей и обеспечения надежности электроэнергетической системы Системный оператор должен обеспечивать нормы резерва электрической мощности и баланс мощности.

3. Контроль и обеспечение выполнения требований действующего законодательства, правил работы оптового рынка, условий контрактов и требований по оперативно-диспетчерскому управлению. Эти функции обеспечиваются организатором (администратором) оптового рынка через систему правил работы оптового рынка, правил доступа к торговой системе оптового рынка и условия контрактов.

На владельцах межсистемных и распределительных сетей лежит обязанность обеспечить надежные услуги по передаче электроэнергии для удовлетворения потребностей оптового рынка. Для выполнения этой обязанности владелец межсистемных электрических сетей проводит изучение потокораспределения и координирует эту деятельность с планированием поставок мощности. Владелец межсистемных электрических сетей строит сам или заключает контракты с частными инвесторами на строительство новых мощностей, включая межсистемные связи, необходимые для обеспечения надежности интегрированной системы и потоков мощности в ней.

Розничный рынок включает в себя следующие субъекты в соответствии с № 35-ФЗ [9]:

- «потребители электрической энергии;
- поставщики электрической энергии (энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики, производители электрической энергии, не имеющие права на участие в оптовом рынке);
- территориальные сетевые организации, осуществляющие услуги по передаче электрической энергии;
- субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, осуществляющие указанное управление на уровне розничных рынков».

Розничный рынок организуется энергоснабжающими (сбытовыми) организациями, которые покупают энергию с оптового рынка, или напрямую у генерирующих компаний, и продают ее своим потребителям на своей территории. Энергоснабжающие (сбытовые) организации обязаны обеспечивать заключение договоров на передачу (транзит) электроэнергии по электрическим сетям, к которым присоединены потребители.

Отдельные крупные потребители могут приобретать электроэнергию и мощность на оптовом рынке. В этом случае они должны получить в установленном порядке доступ к торговой системе оптового рынка, заключить контракты на покупку электроэнергии и мощности с оптового рынка, заключить контракт с электросетевыми компаниями, в зоне ответственности которых лежит передача электроэнергии (мощности) с оптового рынка до собственных границ, заключить контракт с системным оператором на диспетчерское регулирование.

Федеральный и региональные органы регулирования определяют порядок формирования цен, по которым энергоснабжающие (сбытовые) организации поставляют электроэнергию своим потребителям. Основные принципы регулирования розничных цен на электроэнергию устанавливаются на основе законодательства по функционированию и

регулированию рынка электроэнергии и мощности.

Анализируя систему государственного регулирования на рынке электроэнергии и мощности, следует отметить, что главной задачей регулирующих органов в конкурентных секторах, особенно по отношению к производителям, является обеспечение конкуренции, а не регулирование затрат и прибыли. В соответствии с российским законодательством и нормативно-правовыми документами на органы государственного регулирования возложены функции по утверждению правил функционирования оптового и розничного рынков, организации контроля их исполнения. Значительно уменьшены вертикальные связи в области собственности и контрольные функции государства.

В секторах с монопольным характером деятельности (в соответствии с Федеральным законом от 17 августа 1995 года № 147 «О естественных монополиях») сохраняется государственное регулирование. Государственно регулируемы являются: деятельность электросетевых организаций (и магистральных и распределительных сетей) по транспорту энергии и деятельность системного оператора по оказанию услуг по организации оперативно-диспетчерского управления.

В современных условиях законодательно зафиксированы способы государственного воздействия на электроэнергетику путем [2]:

- осуществления контроля за естественно монопольными видами деятельности в электроэнергетике;
- осуществления контроля за тарифами (ценами) в электроэнергетике, согласно законодательному предписанию;
- установления одних правил доступа к объектам электросетевого хозяйства на всей территории страны;
- установления единых технических правил в электроэнергетике путем разработки регламентов и иных необходимых документов;
- установления правил лицензирования в электроэнергетике;
- осуществления контроля за экологической ситуацией в стране в

рамках функционирования энергетических компаний.

Из общей системы государственного регулирования в электроэнергетике наибольшее развитие получили методы ценового регулирования, используемые регулирующими органами применительно к деятельности электросетевой компании. Для таких компаний определяются и утверждаются тарифы на передачу электроэнергии. Тарифы устанавливаются для каждой электросетевой компании индивидуально органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

Как известно, регулирование деятельности электросетевых компаний согласно законодательству может осуществляться различными методами. Первоначально использовался метод экономического обоснования расходов. Однако в настоящее время поэтапно осуществлен переход на методы, устанавливающие тарифы на долгосрочный период (методы долгосрочной индексации и доходности инвестированного капитала (метод RAB)).

Метод RAB в зарубежных странах давно и успешно работает, что позволяет энергетическим компаниям решать самые насущные задачи. Система RAB регулирования впервые была использована в Великобритании более 20 лет назад, сейчас эта модель широко используется в большинстве европейских стран, а также в США, Канаде, и Австралии. В Великобритании за счет использования этого метода удалось вдвое сократить издержки электросетевых компаний и на 50 % снизить тариф на передачу электрической энергии.

С введением этого метода вся инвестиционная составляющая закладывается в тариф на передачу электроэнергии, что позволяет компаниям формировать и реализовать свою инвестиционную программу и гарантированно получать доход на вложенный капитал.

С учетом состояния электротехнического оборудования в электрических сетях России, в ближайшие годы на ремонт и замену изношенного оборудования потребуется выделять огромные средства, поэтому вопросы оптимизации ремонтного обслуживания являются весьма

актуальными и требуют проведения тщательных исследований.

Прежде всего необходимо проанализировать особенности и роль ремонтной составляющей в общей системе затрат региональной электросетевой компании при формировании цен (тарифов) на передачу электроэнергии с целью ее минимизации при сохранении нормативного уровня надежности работы оборудования.

Как известно, затраты компании могут классифицироваться [43]:

- по статьям затрат и видам деятельности;
- по элементам затрат;
- по времени признания расходов.

Подробная классификация затрат компании приведена на рисунке 1.6.

Для детального анализа ремонтной составляющей в общей системе затрат необходимо рассмотреть данные о фактических затратах на производстве и сравнить их с плановыми сметными, а также данными за период, предшествующий отчетному.

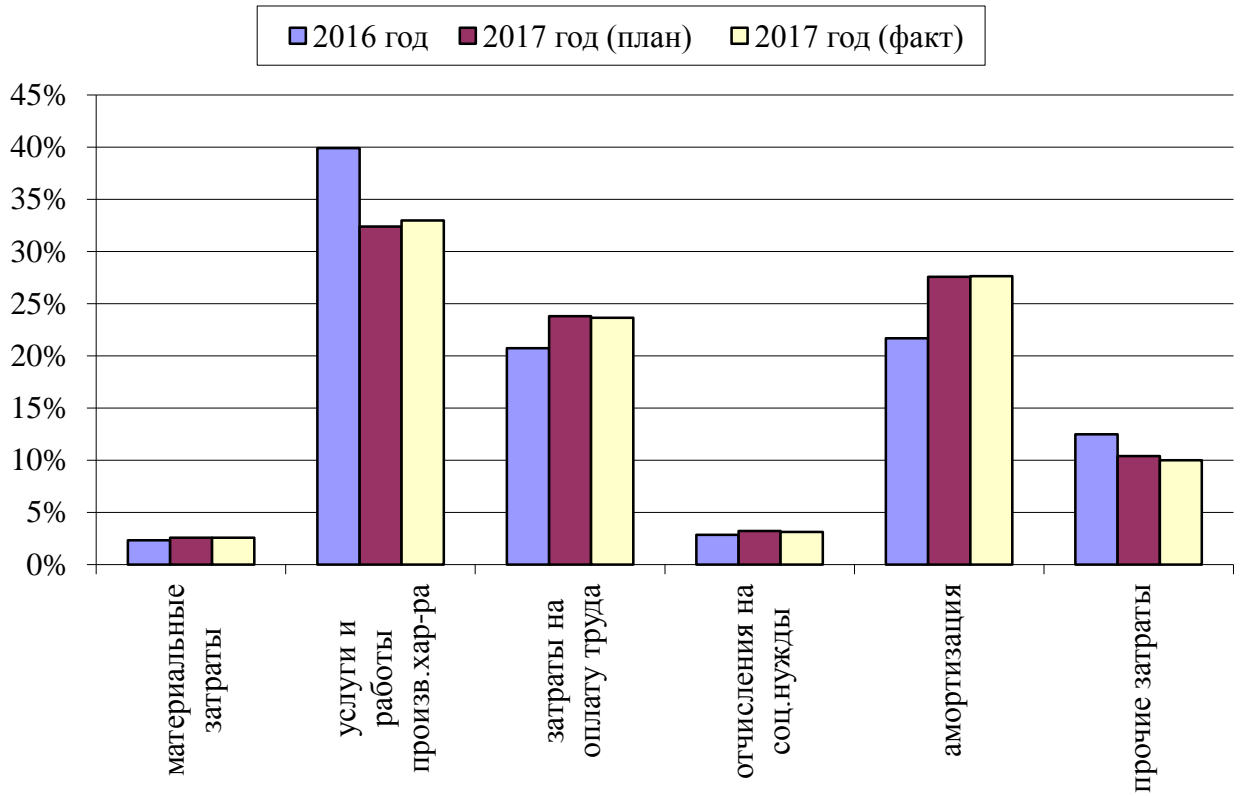
На рисунках 1.7-1.8 и в таблице 1.1 представлены результаты анализа общих затрат компании на примере Сургутских электрических сетей, который наглядно показывает структуру затрат, удельный вес и темп прироста затрат за анализируемые периоды. Стоит отметить, что затраты Сургутских электрических сетей классифицированы по элементам затрат.

Проанализировав полученные данные, следует отметить, что в структуре затрат наибольший удельный вес занимает статья «Работы и услуги производственного характера» – 32,97 %, что составляет 607 011,68 тыс. руб. При чем фактические затраты 2017 года оказались больше запланированных на 9 236,23 тыс. руб., темп прироста составил 1,55 %, но по сравнению с 2016 годом произошло снижение затрат на 14,01 % и экономия составила 98 905,21 тыс. руб. Эти изменения связаны с колебаниями затрат на ремонтное обслуживание электрических сетей.



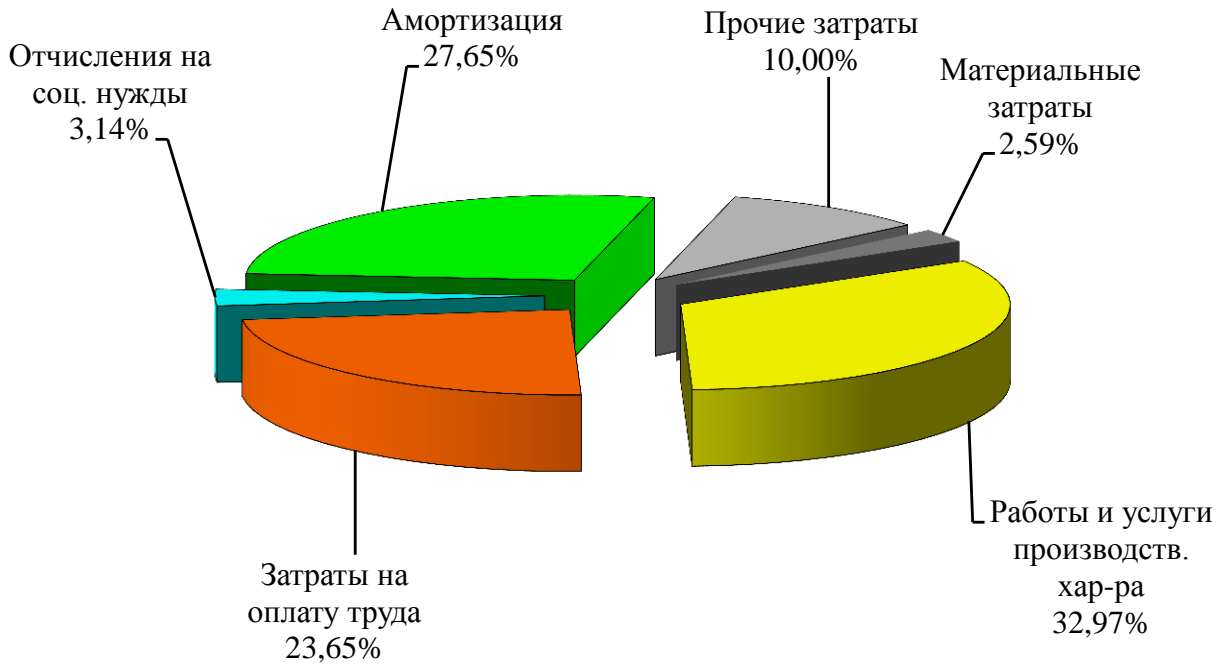
Источник: составлено автором по [43].

Рисунок 1.6 – Классификация затрат



Источник: составлено автором.

Рисунок 1.7 – График изменения уровня затрат за 2016-2017 годы



Источник: составлено автором.

Рисунок 1.8 – Долевое распределение общих фактических затрат за 2017 год

Таблица 1.1 – Анализ общих затрат компании

Наименование статьи затрат	Исходные данные, тыс. руб.			Абсолютный прирост (снижение), тыс. руб.		Удельный вес, %			Темп роста (снижения), %		Темп прироста (понижения), %	
	2016 г.	2017 г.				2016 г.	2017 г.					
	факт	план	факт	от плана	от 2016	факт	план	факт	от плана	от 2016	к плану	к 2016
Материальные затраты	41 317,23	47 569,38	47 633,06	63,68	6 315,83	2,34	2,58	2,59	100,13	115,29	0,13	15,29
Работы и услуги производств. характера	705 916,89	597 775,46	607 011,68	9 236,23	-9 8905,21	39,90	32,40	32,97	101,55	85,99	1,55	-14,01
Затраты на оплату труда	366 848,22	439 097,60	435 481,39	-3 616,21	68 633,17	20,73	23,80	23,65	99,18	118,71	-0,82	18,71
Отчисления на соц. нужды	50 565,97	59 461,00	57 728,47	-1 732,53	7 162,50	2,86	3,22	3,14	97,09	114,16	-2,91	14,16
Амортизация	383 965,40	509 036,66	509 036,73	0,07	125 071,33	21,70	27,59	27,65	100,00	132,57	0,00	32,57
Прочие затраты	220 736,67	191 983,04	184 194,73	-7 788,31	-36 541,94	12,48	10,41	10,00	95,94	83,45	-4,06	-16,55
ИТОГО	1 769 353,38	1 844 927,13	1 841 091,06	-3 836,07	71 737,68	100,00	100,00	100,00	99,79	104,05	-0,21	4,05

Источник: составлено автором.

Удельный вес статьи «Амортизация» в общей структуре затрат составляет 27,65 % или 509 036,73 тыс. руб. Отклонений фактических затрат от запланированных практически не произошло, и они составили всего 0,07 тыс. руб. в сторону увеличения. В 2017 году по сравнению с предыдущим периодом произошел рост затрат на 125 071,33 тыс. руб., темп прироста составил 32,57 %.

Третьей наиболее емкой статьей затрат является статья «Затраты на оплату труда». Удельный вес составляет 23,65 % или 435 481,39 тыс. руб. Фактические данные свидетельствуют об увеличении этих затрат в сравнении с данными 2016 года, темп прироста составил 18,71% или 68 633,17 тыс. руб.

Остальные статьи затрат по удельному весу расположились следующим образом: статья «Прочие затраты» – 10 % или 184 194,73 тыс. руб., снижение по сравнению с 2016 годом составило 16,55 % или 36 541,94 тыс. руб.; статья «Отчисления на социальные нужды» – 3,14 % или 57 728,47 тыс. руб.; статья «Материальные затраты» – 2,59 % или 47 633,06 тыс. руб.

В целом по компании можно сделать вывод о том, что общие затраты по сравнению с 2016 годом увеличились на 71 737,68 тыс. руб., темп прироста составил 4,05 %, связано это прежде всего с ростом затрат на амортизацию 132,57 %. Фактические затраты 2017 года по сравнению с запланированными изменились незначительно, произошло снижение (экономия) затрат на 0,21 % или 3 836,07 тыс. руб., связано это с уменьшением статьи «Прочие затраты» на 4,06 % или 36 541,94 тыс. руб.

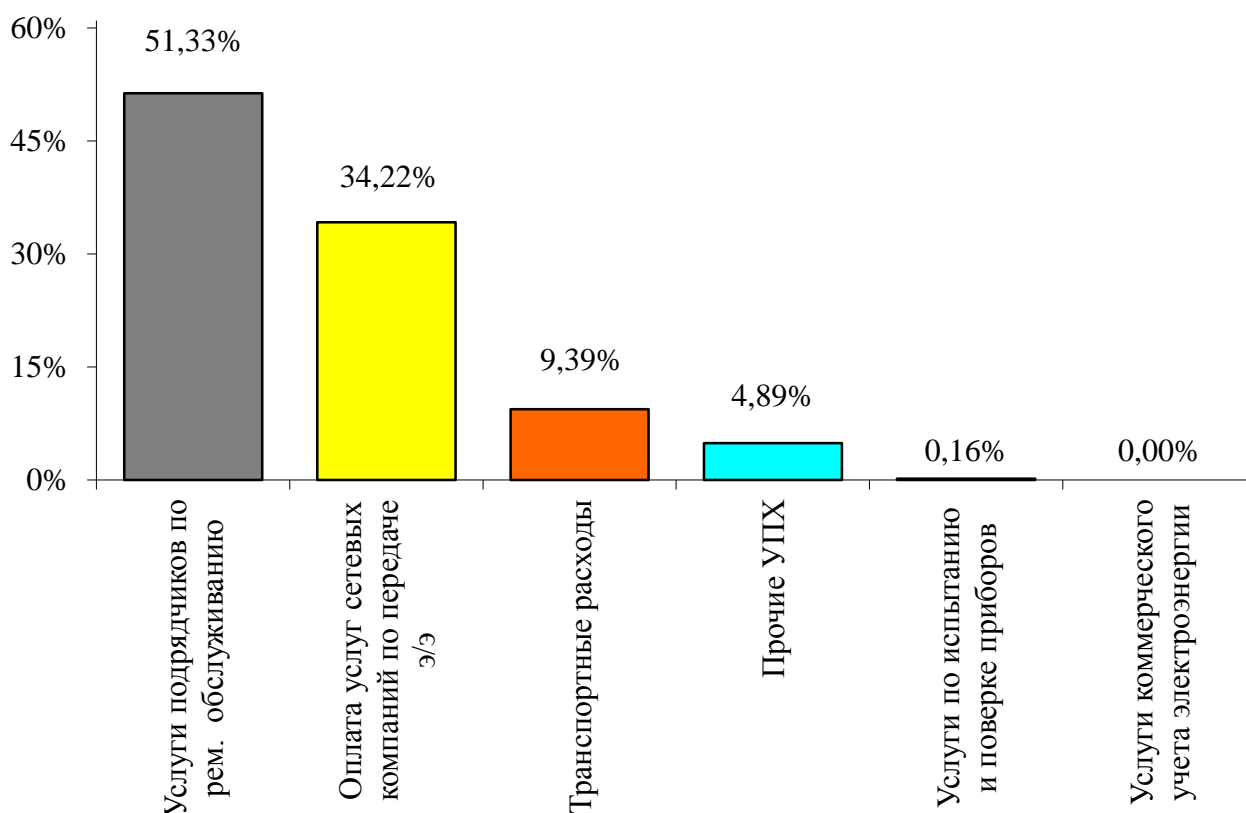
Далее в исследовании в таблице 1.2 рассмотрена и проанализирована статья затрат «Работы и услуги производственного характера» (данные представлены), так как эта статья содержит в себе затраты на ремонтное обслуживание, а также имеет наибольший вес в общей системе затрат 32,97 %.

Таблица 1.2 – Анализ статьи затрат «Работы и услуги производственного характера»

Наименование статьи затрат	Исходные данные, тыс. руб.			Абсолютный прирост (снижение), тыс. руб.		Удельный вес, %			Темп роста (снижения), %		Темп прироста (понижения), %	
	2016 г.	2017 г.				2016 г.	2017 г.					
	факт	план	факт	от плана	от 2016	факт	план	факт	от плана	от 2016	к плану	к 2016
Расходы на подряд по ремонту и обслуживанию оборудования, зданий и сооружений:	337 547,17	309 238,74	311 594,26	2 355,52	-25 952,91	47,82	51,73	51,33	100,76	92,31	0,76	-7,69
-расходы на подряд по ремонтному обслуживанию оборудования, зданий и сооружений	194 248,35	190 936,16	198 327,77	7 391,61	4 079,42	27,52	31,94	32,67	103,87	102,1	3,87	2,10
-расходы на подряд по обслуживанию оборудования	143 298,82	118 302,58	113 266,49	-5 036,09	-30 032,33	20,30	19,79	18,66	95,74	79,04	-4,26	-20,96
Расходы на транспорт	60 341,03	56 492,17	56 990,19	498,02	-3 350,84	8,55	9,45	9,39	100,88	94,45	0,88	-5,55
Расходы на услуги по транспорту э/э сетевыми компаниями	254 386,93	201 325,24	207 724,14	6 398,90	-46 662,79	36,04	33,68	34,22	103,18	81,66	3,18	-18,34
Расходы на испытания и поверку приборов	1 731,78	1 008,84	993,84	-15,00	-737,94	0,25	0,17	0,16	98,51	57,39	-1,49	-42,61
Расходы на коммерческий учет э/э	23 261,05	0,00	0,00	0,00	-23 261,05	3,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-100,00
Другие УПХ (услуги по контролю за соблюдением технических процессов, техническое освидетельствование)	28 648,94	29 710,46	29 709,26	-1,21	1 060,32	4,06	4,97	4,89	100,00	103,7	0,00	3,70
ИТОГО	705 916,89	597 775,46	607 011,68	9 236,23	-98 905,21	100,0	100,0	100,0	101,55	85,99	1,55	-14,01

Источник: составлено автором.

Долевое распределение статьи затрат «Работы и услуги производственного характера» представлено на рисунке 1.9.



Источник: составлено автором.

Рисунок 1.9 – Долевое распределение статьи затрат «Работы и услуги производственного характера» за 2017 год

В структуре статьи затрат «Работы и услуги производственного характера» наибольший вес занимают «Расходы на подряд по ремонту и обслуживанию оборудования, зданий и сооружений» – 51,33 % или 311 594,26 тыс. руб., из них 31,94 % составляют «Расходы на подряд по ремонтному обслуживанию оборудования, зданий и сооружений» и 19,79 % – «Расходы на подряд по обслуживанию оборудования». Далее следуют «Расходы на услуги по транспорту э/э сетевыми компаниями» – 34,22 % или 207 724,14 тыс. руб.; «Расходы на транспорт» – 9,39 % или 56 990,19 тыс. руб.; «Другие УПХ» – 4,89 % или 29 709,26 тыс. руб.; «Расходы на испытания и поверку приборов» – 0,16 % или 993,84 тыс. руб.;

«Расходы на коммерческий учет э/э» с 2017 года производятся собственным персоналом электрических сетей.

Анализ отчетных данных за период с 2016 по 2017 годы показал, что в 2017 году в целом произошло снижение затрат по данной статье в сравнении с 2016 годом на 14,01 % или на 98 905,21 тыс. руб. Это снижение вызвано прежде всего уменьшением оплаты услуг сетевых компаний по передаче э/э на 18,34 % или 46 662,79 тыс. руб., а также статей «Услуги подрядчиков по обслуживанию оборудования» на 20,96 % или 30 032,33 тыс. руб. и «Услуги коммерческого учета электроэнергии» на 100 % или 23 261,05 тыс. руб., что обусловлено осуществлением услуг по обслуживанию оборудования в части релейной защиты и коммерческого учета хозяйственным способом.

Что касается сравнения фактических затрат на «Работы и услуги производственного характера» с плановыми, то в 2017 году произошел их рост на 101,55 % или 9 236,23 тыс. руб., что связано с дополнительными расходами на ремонтное обслуживание оборудования в связи с внеплановыми работами неотложного характера, либо для ликвидации аварийной ситуации, вызванными значительным износом оборудования (темп прироста 3,87 % или 7 391,61 тыс. руб.).

В связи со значительным износом оборудования электрических сетей, а, следовательно, возрастающим количеством ремонтных работ статья затрат «Работы и услуги производственного характера» в ближайшие несколько лет будет иметь тенденцию к росту, что приведет к увеличению общих затрат компании, а, следовательно, и увеличению цены (тарифа) на транспортировку электроэнергии. Чтобы не допустить резкого скачка тарифа на электроэнергию необходимо искать пути по совершенствованию системы управления ремонтным обслуживанием оборудования.

Итак, проведенный анализ общих затрат компании филиала АО «Тюменьэнерго» Сургутские электрические сети показал, что руководству компании необходимо уделить большое внимание ремонтному обслуживанию электрооборудования, качество которого оказывает

существенное влияние не только на систему затрат (доля составляет порядка 30 % от общих затрат и в будущем будет только увеличиваться), но и на надежность работы энергосистемы в целом.

В настоящее время осуществлен переход на выполнение ремонтов электросетевого оборудования преимущественно подрядным способом, что имеет как положительные, так и отрицательные моменты. Оценка существующей системы управления ремонтным обслуживанием, а также пути ее совершенствования приведены в последующих разделах диссертации.

1.3 Оценка состояния и перспектив развития ремонтного комплекса электроэнергетики

В электроэнергетике эффективная деятельность энергоремонтных компаний во многом оказывает влияние на эффективность деятельности электроэнергетических компаний, как электросетевых, так и генерирующих.

Как было показано выше, износ энергетического оборудования с каждым годом увеличивается, по статистическим данным в 2017 году он составил более 50 %, а к 2021 году его рост может достигнуть уже более 75 %, что может привести в случае его ненадлежащего ремонта к выбытию большого количества основных производственных фондов. При этом стоит отметить, что из-за складывающейся обстановки может возникнуть ситуация с дефицитом электрической энергии в разных регионах страны, что окажет негативное влияние на развитие энергетики в целом и экономики страны.

Стоит понимать, что расходы на выполнение ремонтного обслуживания энергетического оборудования для обеспечения его надежной работы в связи со сложившимися обстоятельствами будут только увеличиваться. Уже сейчас наблюдается значительное завышение удельных затрат на проведение ремонтного обслуживания в электроэнергетической

отрасли в сравнении со смежными отраслями (почти в 2 раза) [59].

Проблемами управления ремонтным обслуживанием в электроэнергетике занимались ученые и специалисты на протяжении многих лет. В трудах известного экономиста в области электроэнергетики С.Л. Прузнера впервые определены тонкости создания экономической системы показателей для ремонтного комплекса электроэнергетики и их непосредственное применение при проведении ремонтов на генерирующем оборудовании. Одним из важных результатов исследования С.Л. Прузнером системы организации ремонтного обслуживания стала разработанная им научно обоснованная методика выбора оптимальной структуры ремонтного обслуживания электростанций в энергосистеме.

В 2004 году на пороге реформирования ремонтных видов деятельности и перехода к осуществлению ремонтного обслуживания преимущественно подрядным способом в электроэнергетике Ю.В. Захаровым было проведено исследование цепочки происходящих преобразований [53].

Анализ проведенного Ю.В. Захаровым исследования свидетельствует, что проведение ремонтного обслуживания электрооборудования с привлечением подрядных организаций ведет к положительному экономическому эффекту, а реализация варианта с созданием альтернативного ДЗО на ремонтное обслуживание оборудования приведет к увеличению затрат более чем на 7 млн руб./год на одно ДЗО.

Исследованию подрядного способа ремонтного обслуживания посвящены диссертационные труды Г.А. Моргун и А.Л. Черникова [55; 56].

В работе Г.А. Моргун проведен внутренний анализ энергоремонта, по результатам которого были сформированы основные критерии эффективности:

- экономичность;
- результативность;
- финансовая эффективность.

Итоговым результатом трудов Г.А. Моргун стал вывод, сделанный на

основании количественной оценки сформированных критериев, о значительной эффективности акционерной энергоремонтной компании, по сравнению с компаниями, находящимся в АО-энерго.

Результатами исследования А.Л. Черникова является «разработка механизма повышения конкурентоспособности и экономической эффективности ремонтных предприятий в условиях реформирования отрасли, который основан на построении комплексной системы менеджмента качества (СМК), интегрированной с СМК генерирующих и сетевых предприятий, и учитывающей специфику бизнес-процессов предприятий данного типа» [56].

Исследование ремонтного обслуживания электрооборудования электростанций и подстанций по техническому состоянию нашло отражение в работах А.Н. Назарычева [33; 34]. Результатами его исследований являются разработка научных и методических подходов к повышению надежности и эксплуатации электрооборудования на основе управления его техническим состоянием. Им были разработаны «алгоритмическое, информационное и программное обеспечение оптимальной организации и эффективного функционирования системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования по фактическому техническому состоянию» [33; 34].

Система ремонтного обслуживания электроэнергетического оборудования в рамках проведения преобразования всей электроэнергетической отрасли также изменилась. Выделены основные предпосылки назревших преобразований:

- из-за отсутствия финансовой возможности система ремонтов не развивалась. Отсутствовали предпосылки к проведению ремонтного обслуживания оборудования по его техническому состоянию, в электроэнергетике проводились только планово-предупредительные ремонты в независимости от его фактического состояния оборудования;

- уровень квалификации ремонтного персонала в большинстве случаев не соответствовал установленным законодательством требованиям и

влият на качество ремонтов. Все это приводило к аварийным ситуациям на оборудовании. Владельцу такого оборудования приходилось тратить дополнительные средства на проведение внеплановых и аварийных ремонтов. Стоит отметить, что последствия как финансовые, так и технические после проведения повторного ремонта были непредсказуемы;

- в связи с тем, что ремонты не были выведены в отдельный вид бизнеса и отсутствовала возможность проведения конкурсных процедур по выбору ремонтной организации, затраты на ремонты, в том числе на материалы, работы, транспорт, были завышены;

- сметы на ремонты часто завышались и недостаточно были обоснованы, в связи с отсутствием стимулирования экономии ресурсов (материалов, транспорта). Часто при прохождении подтверждения затрат при формировании тарифа на электрическую энергию из смет на ремонты исключались важные статьи затрат в связи с их недостаточным обоснованием. В результате средств на ремонты было недостаточно, что приводило к переносу части ремонтной компании на следующий период. В результате это влияло на надежность энергоснабжения потребителей.

Реструктуризация ремонтно-сервисной деятельности энергокомпаний требовало особого подхода с соблюдением определенной последовательности:

- выделение из энергокомпании подразделений, имеющих отношения к осуществлению ремонтной деятельности;

- оценка эффективности выделения подразделений, занимающихся ремонтной деятельностью, из структуры энергокомпании, которая должна быть основана на конкретных количественных показателях;

- по результатам проведенной оценки определить эффективные способы возможного выделения энергоремонтной деятельности:

- 1) не выделять из состава энергопредприятия подразделения, занимающиеся ремонтной деятельностью. При этом оценить возможность частичного перераспределения функционала между данными

подразделениями;

2) создать дочернее зависимое общество (ДЗО) в рамках энергокомпании в виде отдельного юридического лица, которое будет полностью заниматься энергоремонтной деятельностью. На данном этапе необходимо определить организационно правовую форму вновь создаваемого ДЗО;

3) полностью выделить из состава энергокомпании ремонтную деятельность и проводить ремонтное обслуживание энергооборудования подрядным способом;

– разработать концепцию по реструктуризации ремонтной деятельности энергооборудования в рамках компании.

Структура проведения реструктуризации ремонтной деятельности энергокомпаний отражена на рисунке 1.10.

Ситуация, сложившаяся в электроэнергетической отрасли, требовала также изменений и от ремонтного комплекса в электроэнергетике. Очевидно, что износ оборудования ежегодно растет, дополнительных финансовых вливаний в электроэнергетическую отрасль не планируется, а поддерживать оборудование в работоспособном состоянии можно только при проведении своевременного и качественного ремонта.

При этом переход ремонтного обслуживания полностью на подрядный способ в сложившейся ситуации представляется невозможным, так как для устранения мелких дефектов и проведения технического обслуживания требуется персонал непосредственно на электроэнергетическом объекте, чтобы незначительная аварийная ситуация не привела к системной аварии.

Следует отметить, что изменения, происходящие в энергоремонте, должны привести к положительным эффектам при соблюдении следующих условий:

1. Ремонтные работы на энергооборудовании должны в большинстве своем проводиться подрядным способом.



Источник: составлено автором.

Рисунок 1.10 – Блок-схема определения целесообразности реструктуризации ремонтно-сервисной деятельности энергокомпаний

При этом подрядная организация должна быть выбрана по результатам открытого конкурса, основой оценки выбора должна стать не только цена, но и наличие технической возможности проведения соответствующего ремонта. Выигравшая конкурс подрядная организация несет ответственность за качество ремонта.

2. Повышение уровня квалификации ремонтного персонала и, соответственно, качества ремонтных работ. Связано это с разделением ремонтов энергооборудования по видам деятельности (ремонт трансформаторов, ремонт маслонаполненного оборудования и иные), что ведет к качественному оснащению различными средствами диагностики, специализированными механизмами, необходимыми для ремонта конкретного вида энергооборудования.

3. Возможность использования агрегатно-узлового способа проведения ремонта, при котором часть оборудования может ремонтироваться на месте его установки с применением аналогичного оборудования из обменного фонда.

4. Использовать процедуру страхования рисков от некачественного выполнения на энергооборудовании ремонтных работ. В случае если будет необходимо провести ремонтные работы из-за их некачественного исполнения повторно, то подрядные организации будут иметь соответствующие финансовые средства на проведение таких работ за счет страховых выплат.

5. Использовать процедуру установления действительно необходимого гарантийного срока в договоре с подрядной организацией на осуществление ремонтного обслуживания энергооборудования. Если по какой-либо причине после проведения ремонта в период эксплуатации энергооборудование откажет в работе из-за некачественного ремонтного обслуживания, то подрядная организация будет обязана возместить убытки.

По результатам проведения соответствующих преобразований в ремонтном секторе электроэнергетической отрасли образовалось более

180 компаний, осуществляющих ремонтное обслуживание энергооборудования. При этом стоит отметить, что созданные компании пока могут покрыть только треть имеющего рынка. В ряде регионов страны можно констатировать, что конкуренция среди ремонтных компаний отсутствует полностью.

На основании оценки состояния ремонтного комплекса в диссертации систематизированы основные тенденции развития ремонтного комплекса электроэнергетики России и представлены на рисунке 1.11.

Стратегическое направление	Технологическое направление	Управленческое направление	Экономическое направление
Надежность функционирования	Снижение износа оборудования за счет ремонта	Переход на подрядный способ ремонтов	Эффективность управления издержками
Качество управления ремонтами	Снижение аварийности	Управление техническим состоянием	Стимулирование экономии ресурсов
Формирование конкуренции	Двойная приемка работ	Отказ от ППР	Снижение себестоимости
Повышение квалификации персонала	Обновление станочного парка	Агрегатно-узловой способ	Проведение торгов
Внедрение новых механизмов управления	Технологические инновации	Гарантия на ремонт	Страхование рисков

Источник: составлено автором.

Рисунок 1.11 – Систематизация основных тенденций развития ремонтного комплекса электроэнергетики России

В связи с вышеизложенным, можно сделать вывод, что переход системы ремонтного обслуживания в электроэнергетике на подрядный способ не дало ощутимых преимуществ и тех необходимых положительных эффектов для электроэнергетических компаний. Так если рассматривать, эффект для электроэнергетических компаний, осуществляющих свою

деятельность на территории крайнего Севера России, с точки зрения проведения ремонта, то в результате реформирования ремонтного комплекса в электроэнергетике на указанной территории образовалась только одна энергоремонтная компания (выделенная из состава электроэнергетической компании), имеющая соответствующие ресурсы для качественного проведения ремонтного обслуживания оборудования. Соответственно часто конкурсные процедуры срывались из-за отсутствия необходимого числа участников, в связи с чем сроки проведения ремонтной компании приходилось передвигать на неопределенное время.

Выводы по главе 1

Развитие экономики России непосредственно связано с надежным и эффективным функционированием электроэнергетического комплекса.

В результате проведенного анализа состояния и перспектив развития электроэнергетического комплекса России были сделаны следующие выводы:

1. В ходе исследования электросетевого комплекса России выявлены его основные проблемы на современном этапе развития, основной из которых является значительный износ оборудования (свыше 70 %) и ограниченные возможности его замены на новое, прежде всего, по экономическим причинам, что приводит к росту потерь электроэнергии, увеличению количества аварий, снижению надежности работы оборудования, росту затрат на ремонтные работы.

2. На основании анализа выявленных проблем систематизированы основные тенденции развития электросетевого комплекса России по направлениям, в частности:

– стратегическое направление, включающее в себя повышение надежности функционирования отрасли, оптимизацию конфигурации сети,

увеличение пропускной способности сети, развитие существующей инфраструктуры и переход к сети нового поколения;

– технологическое направление, включающее в себя снижение физического и морального износа оборудования, сокращение потерь электроэнергии в сети, снижение аварийности оборудования, развитие интеллектуальной сети и внедрение технологических инноваций;

– управленческое направление, включающее в себя тщательный контроль государства за ЕНЭС, развитие частного строительства сетей, повышение уровня управляемости сетью, повышение качества управления ремонтами оборудования и качества обслуживания потребителей;

– экономическое направление, включающее в себя снижение издержек и себестоимости передачи электрической энергии, привлечение инвестиций в отрасль, эффективное проведение тендерных торгов, все это приводит к сокращению тарифа на передачу электрической энергии.

3. Для обеспечения устойчивого развития электросетевых компаний необходимо провести замену большей части оборудования в связи с его высокой степенью износа, что невозможно сделать по экономическим причинам. Соответственно для поддержания изношенного оборудования в работоспособном состоянии требуется проведение качественного ремонта. С целью недопущения значительного увеличения цен (тарифов) на передачу электроэнергии из-за растущего количества ремонтов оборудования определена роль ремонтной составляющей в общей системе затрат региональной электросетевой компании при формировании цен (тарифов) на передачу электроэнергии для ее минимизации при сохранении нормативного уровня надежности работы оборудования. Так, доля затрат на ремонт в общих затратах электросетевой компании составляет более 30 % и эта доля, как показал анализ, будет только возрастать.

4. На основании оценки состояния ремонтного комплекса на современном этапе определена и систематизирована группа тенденций развития ремонтного комплекса электроэнергетики России по направлениям,

в частности:

– стратегическое направление, включающее в себя увеличение надежности функционирования ремонтного комплекса, повышение качества управления ремонтами, в том числе за счет внедрения новых механизмов управления, формирование эффективной конкуренции в ремонтном комплексе, а также повышение квалификации персонала;

– технологическое направление, включающее в себя снижение износа и, соответственно, аварийности оборудования за счет качества ремонтных работ, осуществление двойной приемки работ, обновление станочного парка оборудования, необходимого для проведения ремонтов, и внедрение технологических инноваций в ремонтах;

– управленческое направление, включающее в себя переход на эффективные способы ремонтов, такие как агрегатно-узловой способ, эффективный подряд, отказ от ППР и предоставление долгосрочных гарантий на ремонт;

– экономическое направления, включающее в себя повышение эффективности управления издержками на ремонт, стимулирование экономии ресурсов, повышение эффективности проведения тендерных торгов, повсеместное внедрение страхования рисков и, в конечном итоге, снижение себестоимости ремонтов.

ГЛАВА 2

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТНЫМ ОБСЛУЖИВАНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ

2.1 Анализ системы управления ремонтным обслуживанием оборудования электросетевого комплекса

Прежде чем перейти к анализу системы управления ремонтным обслуживанием оборудования электросетевого комплекса необходимо определить место такой системы в общей системе управления.

В современной науке управление рассматривается в большинстве случаев как система. При этом система управления в целом так и система управления организацией представляет собой очень сложный объект, который включает в себя управление персоналом, бухгалтерский и налоговый учет, управление материальными запасами, управление закупками, управление сбытовой деятельностью, управление производством, управление финансами и иное.

Система управления ремонтным обслуживанием является составной частью системы управления производством. И при этом в зависимости от способа осуществления ремонтного обслуживания может затрагивать систему управления закупками (в случае осуществления ремонтного обслуживания подрядным способом проведение закупочных процедур по выбору подрядной организации для проведения такого обслуживания) и иные системы.

Анализ системы управления ремонтным обслуживанием электрооборудования позволит определить ряд важных факторов, оказывающих большое влияние на надежность работы электрооборудования и своевременность, быстрдействие возможности принятия решений в

критических ситуациях, которые в электроэнергетике случаются достаточно часто.

В электроэнергетической отрасли России сложились различные формы осуществления ремонтов:

1. В каждом подразделении (цехе) энергокомпании ремонт выполняется собственными силами – так называемая децентрализованная форма ремонтов.

2. В рамках энергокомпании ремонт выполняется специально созданным для этого самостоятельным ремонтным подразделением – так называемая централизованная форма ремонтов.

3. В рамках энергокомпании ремонт выполняется как специально созданными подразделениями, так и силами самих подразделений – так называемая смешанная форма ремонтов (наиболее распространена в энергокомпаниях нашей страны).

Исторически первой была децентрализованная (цеховая) форма организации ремонтного обслуживания. В настоящее время данный способ применяется редко, поскольку он малоэффективен. Ему на смену пришел централизованный способ сначала в рамках отдельных энергопредприятий, а затем и в рамках энергетической системы. К его основным преимуществам относится следующее:

1. Целевая направленность ремонтного персонала на выполнение определенного вида ремонтов (ремонт трансформаторов, выключателей и пр.), что положительно влияет на качества осуществления ремонтного обслуживания (персонал специализируется на конкретном оборудовании).

2. Оптимизация численности персонала, осуществляющего проведение ремонтов, за счет его планомерной загрузки в календарном году.

3. Уменьшение времени на ремонт оборудования.

4. Специализация персонала на ремонте конкретного энергооборудования позволяет совершенствовать методы его осуществления, применять новые разработки без потери времени и качества, использовать

передовой инструментарий.

Вместе с тем наблюдалось расширение энергоремонтных компаний, осуществляющих ремонт наиболее сложного оборудования, такого как трансформаторы, турбины и прочее.

Тем не менее, до проведения реформирования электроэнергетической отрасли существующая система организации ремонтного обслуживания существенно отличалась от системы организации, применяемой в развитых странах. Стоит отметить, что наблюдалось необоснованное увеличение численности ремонтного персонала. При этом по сравнению с развитыми странами ее удельный показатель на МВт мощности выше более чем в пять раз [59].

Аварии на Саяно-Шушенской ГЭС и ряде других электростанций, в московской энергосистеме в 2005 году и других регионах свидетельствуют о наличии серьезных проблем в области управления ремонтным обслуживанием электроэнергетического оборудования и еще раз доказывает необходимость проведения ежегодных ремонтных кампаний и перманентного обновления парка основного оборудования. Стоит отметить, что основные направления развития электроэнергетики заключались в увеличении мощностей энергосистемы. При этом актуальность создания дополнительных мощностей из-за экономического кризиса 2008 года и антироссийских санкций, введенных в 2014 году, оказалась под большим сомнением.

Принятые антироссийские санкции потенциально могут привести к существенным затруднениям в поставках электроэнергетического оборудования на территорию России. Неблагоприятная экономическая ситуация уже привела к росту цен на зарубежное оборудование [62], при этом данное обстоятельство может непосредственно отразиться на реализации ремонтных программ организаций в полном объеме. С целью сдерживания влияния санкций в России проводится политика импортозамещения, направленная на замену продукции иностранного

производства российскими аналогами. В рамках реализации импортозамещения в электроэнергетики Министерством промышленности и торговли Российской Федерации утвержден «План мероприятий по импортозамещению в отрасли энергетического машиностроения, кабельной и электротехнической промышленности Российской Федерации, устанавливающий приоритетные группы оборудования и целевой показатель доли импорта в закупках к 2020 году» [7]. Анализ целевых показателей снижения импортозависимости по ряду электросетевого оборудования к 2020 году представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Анализ целевых показателей снижения импортозависимости электросетевого оборудования к 2020 году

В процентах

Наименование оборудования	Снижение доли импорта к 2020 году	Доля импорта к 2020 году
Трансформаторы 330 кВ, 500 кВ, 750 кВ	21	40
Трансформаторы 110 кВ, 220 кВ	25	40
Комплекующие для трансформаторов	30	50
Комплектные распределительные устройства элегазовые 330 кВ, 500 кВ	50	50
Комплектные распределительные устройства элегазовые 110 кВ, 220 кВ	61	30
Выключатели 330 кВ, 500 кВ, 750 кВ	16	74
Дугогасительные камеры для выключателей	30	70
Трансформаторы напряжения 220 кВ, 330 кВ, 500 кВ	40	50
Трансформаторы тока 220 кВ, 330 кВ, 500 кВ	30	30
Система РЗА	8	35
Средства связи	30	25

Источник: составлено автором на основе [7].

В соответствии с утвержденным планом к 2020 году доля импорта по ряду электросетевого оборудования должна сократиться: по силовым трансформатором в среднем на 20-25 %, по комплектным распределительным устройствам элегазовым в среднем на 50-60 %, по

коммутационным устройствам и измерительному оборудованию – на 30-40 % [7]. При этом общая доля импорта электросетевого оборудования к 2020 году сократится незначительно. Соответственно, в ближайшей перспективе рост цен на оборудования продолжится, что может привести к серьезным ограничениям по поставкам электросетевого оборудования и срыву ремонтных программ. В этих условиях совершенствование системы управления ремонтным обслуживанием электросетевого оборудования является актуальной и важной задачей электросетевых компаний.

Стоит обратить внимание, что реформа электроэнергетики началась с создания конкурентного рынка в энергоремонтной сфере путем выделения ремонтных подразделений в независимые отдельно функционирующие компании. Все это должно было привести к оптимизации системы ремонтного обслуживания, за счет конкуренции к росту качества оказываемых услуг, получению положительного экономического эффекта для вновь созданных ремонтных компаний. Однако целесообразность таких кардинальных преобразований не была очевидной. По факту оказалось, что работа энергоремонтных компаний имеет низкий экономический эффект, в результате чего рыночная стоимость таких компаний значительно упала.

По мнению профессора В.В. Кудрявого, ремонтная деятельность на электростанциях и электрических сетях в девяностых годах и в начале двухтысячных была направлена на решение финансовых проблем, а не на обеспечение надежности работы энергооборудования [65]. В подтверждение того, что ремонтный фонд потерял миллиарды рублей, В.В. Кудрявый указывал на резкое сокращение численности ремонтного персонала при ухудшении состояния оборудования.

Как показал проведенный анализ, основная цель преобразований в энергоремонтной сфере, не была достигнута. Стоимость осуществления ремонтного обслуживания энергооборудования не сократилась, при этом показатели качества ремонтов снизились. Стоит отметить, что по оценкам Ю. Кудриной энергоремонтные предприятия пытаются заключать договоры

на проведения ремонтов на длительный срок (более 1 года), что также препятствует развитию конкурентных отношений в данной сфере [64].

Тем не менее, причины, свидетельствовавшие в пользу выделения ремонтного обслуживания в отдельный вид бизнеса, многим специалистам казались объективными и должны были привести к следующим результатам:

1. Выполнение высококачественного ремонта технически сложного энергетического оборудования.
2. Использования квалифицированного ремонтного персонала и возможность его использования в течение годового периода.
3. Приобретение материалов, необходимых для проведения ремонтов, по сниженным ценам из-за увеличения количественного объема.
4. Разработка и применение новых технологий при осуществлении ремонтов энергооборудования.

Таким образом, в большинстве энергетических компаний России к 2006 году был осуществлен переход к системе ремонтного обслуживания преимущественно подрядным способом согласно рекомендациям, отраженным в «Правилах организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» [11]. Что, как показала практика, явилось поспешным и не до конца взвешенным решением, о чем свидетельствуют ряд негативных моментов в системе управления ремонтным обслуживанием подрядным способом:

1. Самостоятельный вид бизнеса – это, несомненно, дополнительные административные и бюрократические затраты. Заключение договоров на конкурсной основе сопровождается к тому же огромными бюрократическими и юридическими издержками, которых раньше не было.
2. Потеря имевшихся ранее в энергосистемах возможностей оперативного решения любых вопросов ремонтного обслуживания энергооборудования из-за организации сервисных услуг через договоры на конкурсной основе с чрезвычайно громоздкой и неповоротливой системой организации работ. Например, прежде чем приступить к выполнению

срочных ремонтных работ неотложного характера на электрооборудовании требуется заключение договорных отношений с подрядной организацией. Только после заключения договора подрядчики приступают к выполнению ремонта. С этого момента может пройти от 3 до 10 дней.

3. Падение престижности работы в данной сфере. Связано это, прежде всего, со значительным отставанием уровня оплаты труда от других сфер деятельности, с полной потерей бывших ранее существенными возможностей социальной поддержки работников, с утратой стабильности и определенности в объемах работ, исчезновением общеотраслевой технической, информационной и организационной поддержки, с неудовлетворительной обеспеченностью персонала современной офисной техникой, использованием в производственных процессах сильно устаревших приборов и морально изношенного оборудования. В результате молодые специалисты в энергоремонтные компании работать не идут. Опытные и высококвалифицированные специалисты также постепенно переходят туда, где их опыт и квалификация оцениваются выше. Поэтому в последние годы кадровый состав и квалификация персонала не растет, воспроизводства кадров и передачи имеющегося опыта молодому поколению не происходит [59].

Надежное и эффективное функционирование энергосервисных компаний возможно на следующих условиях: обеспеченное и устойчивое финансирование, оптимальная планируемая загрузка персонала, минимальные бюрократические и административные издержки за счет оптимальной специализации и оптимального территориального расположения ремонтных служб и ряда других условий, которых достичь на практике оказывается достаточно сложно [71].

В современных реалиях в российской электроэнергетике из-за отсутствия развитой системы диагностирования, позволяющей проводить ремонты по техническому состоянию энергооборудования, используется система планово-предупредительных ремонтов (ППР). Однако все чаще

специалисты в области энергетики обращают внимание на необходимость внедрения системы ремонтного обслуживания электрооборудования по техническому состоянию. При этом стоит отметить, что в соответствии с Правилами организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, принятыми Минэнерго России в 2017 году, уже предусмотрена возможность проведения ремонта оборудования по техническому состоянию [12].

Система проведения планово-предупредительных ремонтов хорошо зарекомендовала себя в Советский период и представляет собой проведение профилактических мероприятий (плановый комплекс мер по ремонтному обслуживанию оборудования), направленных на обеспечение безотказной работы энергетического оборудования. Данная система обеспечивают возможность работы энергооборудования в максимально возможном режиме и с полной нагрузкой.

Проводимые мероприятия в рамках системы ППР включают новые идеи, перспективные направления и технические решения в области организации ремонтного обслуживания.

Система ППР включает в себя: техническое обслуживание, текущий, средний и капитальный ремонты.

Техническое обслуживание проводится между плановыми ремонтами оборудования. В рамках технического обслуживания осуществляются испытания оборудования, проводятся различного рода мелкие технические работы, осмотры оборудования, в общем, осуществляется полный комплекс профилактических работ на энергетическом оборудовании. Как правило, при проведении технического обслуживания не требуется выводить оборудование в ремонт.

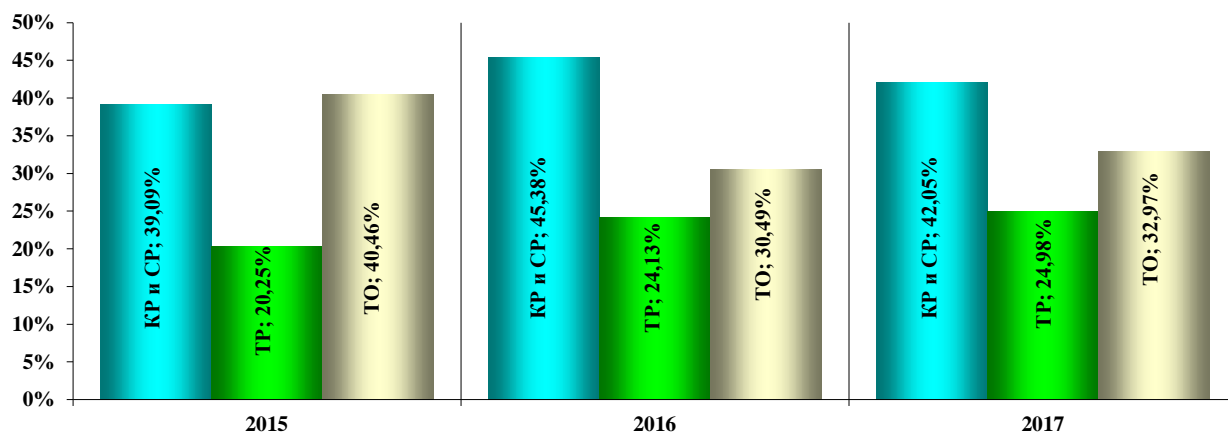
Текущий ремонт необходим для исправления возникающих мелких дефектов оборудования во время его работы. При осуществлении данного вида ремонта проводится диагностика и по необходимости замена ряда деталей оборудования, данная мера позволяет функционировать

оборудованию, как минимум, до проведения планового капитального ремонта.

При проведении среднего ремонта оборудования могут быть заменены уже не отдельные детали, а уже целые узлы оборудования, замена которых позволит оставаться оборудованию в работоспособном состоянии до проведения планового капитального ремонта.

При проведении капитального ремонта восстанавливается в полном объеме ресурс оборудования (коммутационный, механический) близкий к первоначальным техническим характеристикам путем замены изношенных деталей, узлов оборудования на новые.

Как показал проведенный в диссертационной работе анализ основную часть затрат на ремонтное обслуживание основного оборудования ПС и ВЛ распределительных электрических сетей формируют капитальные и средние ремонты. Сопоставление затрат по видам ремонтного обслуживания на примере Сургутских электрических сетей за 2015-2017 годы показано на рисунке 2.1 и в таблице 2.2.



Источник: составлено автором.

Рисунок 2.1 – Сопоставление затрат по видам ремонтного обслуживания

Приведенные данные свидетельствуют о росте затрат на капитальные и средние ремонты, что связано с необходимостью устранения периодических дефектов в течение года, требующих незамедлительного вмешательства.

Таблица 2.2 – Классификация затрат по видам ремонтного обслуживания

Вид ремонтного обслуживания	Исходные данные, тыс. руб.			Абсолютный прирост (снижение), тыс. руб.		Удельный вес, %			Темп роста (снижения), %		Темп прироста (понижения), %	
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	к 2016 г.	к 2015 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	к 2016 г.	к 2015 г.	к 2016 г.	к 2015 г.
Капитальный, средний ремонт	105 305,25	118 558,40	111 748,07	-6 810,34	6 442,82	39,09	45,38	42,05	94,26	106,12	-5,74	6,12
- основное оборудование ПС	63 440,61	69 785,97	68 893,61	-892,35	5 453,00	23,55	26,71	25,92	98,72	108,60	-1,28	8,60
- основное оборудование ВЛ	41 864,64	48 772,44	42 854,45	-5 917,98	989,81	15,54	18,67	16,13	87,87	102,36	-12,13	2,36
Текущий ремонт	54 545,23	63 036,91	66 395,80	3 358,88	11 850,57	20,25	24,13	24,98	105,33	121,73	5,33	21,73
Техническое обслуживание	109 550,30	79 671,14	87 606,69	7 935,55	-21 943,61	40,66	30,49	32,97	109,96	79,97	9,96	-20,03
- основное оборудование ПС	59 018,98	37 917,67	36 439,25	-1 478,42	-22 579,73	21,91	14,51	13,71	96,10	61,74	-3,90	-38,26
- основное оборудование ВЛ	54 531,32	41 753,47	51 167,44	9 413,97	-3 363,88	20,24	15,98	19,25	122,55	93,83	22,55	-6,17
ИТОГО	269 400,78	261 266,45	265 750,56	4 484,10	-3 650,23	100,00	100,00	100,00	101,72	98,65	1,72	-1,35

Источник: составлено автором.

За этот же период произошло увеличение затрат на текущий ремонт на 21,73 % по сравнению с 2015 годом и 5,33 % с 2016 годом, что свидетельствует о возрастании износа оборудования и требует проведения текущего ремонта фактически ежегодно.

Затраты на техническое обслуживание снизились на 20,03 % по сравнению с 2015 годом, но в тоже время выросли на 9,96 % по сравнению с 2016 годом. Данное колебание затрат на техническое обслуживание свидетельствует об увеличении объема неплановых работ в течение года.

С нашей точки зрения, затраты на ремонтное обслуживание, учитывая износ оборудования, будут увеличиваться, а при попытке сдерживания роста ремонтные работы будут выполняться не в полном объеме, что отразится на надежности работы электрооборудования. Поэтому одним из вариантов выхода из сложившейся ситуации к настоящему моменту времени является совершенствование существующей системы управления ремонтным обслуживанием.

По результатам проведенного анализа определено, что система ППР в сложившейся экономической ситуации в стране не в полном объеме удовлетворяет новым веяниям по ряду причин:

1. Не учитывается техническое состояние оборудования на момент проведения ППР, ремонт проводится в любом случае в соответствии с планом-графиком ремонтов.

2. Зависимость численности ремонтного персонала от ввода в работу нового энергооборудования в связи с необходимостью проведения плановых ремонтов.

3. Ремонты проводятся вне зависимости от фактической работы энергооборудования, а осуществляются по регламенту.

По результатам исследования системы ППР выяснилось, что ее основные постулаты разрабатывались еще в двухтысячных годах и до настоящего времени не претерпели значительных изменений. В новых редакциях дополнены ряд положений, указывающих на возможность

применения системы диагностирования [11].

Анализ энергоремонтной системы нашей страны показал, что в совокупности с ППР существуют еще ремонты, которые невозможно запланировать:

1. Аварийно-восстановительный ремонт. Его необходимость возникает при нарушениях (авариях) работы энергооборудования, которые привели к немедленному отключению оборудования под действием установленных защитных систем. Данный вид ремонта необходимо проводить в самые короткие сроки. Так как часто, нарушение в работе энергосистемы приводит к немедленному отключению потребителей, которые из-за отсутствия энергоснабжения могут нести значительные финансовые потери.

2. Внеплановый ремонт. Его необходимость возникает при нарушениях в работе оборудования или использования данным оборудованием его коммутационного ресурса (для выключателей 35 кВ и выше – 10 коротких замыканий). Данный ремонт обязательно оформляется заявкой и согласуется с диспетчерской службой для возможности вывода оборудования в ремонт.

В настоящее время энергетические компании имеют возможность увеличивать период между проведением ремонта каждого вида оборудования. Все это приводит к значительной экономии финансовых средств компаний, но влечет к риску снижения надежности работы оборудования межремонтный период которого увеличен.

Еще одним ресурсом, приводящим к экономии финансовых средств, является снижение времени ремонта оборудования на месте его установки. По этому признаку ремонты классифицируются по способу его осуществления на агрегатно-узловой и индустриально-заводской способ. При проведении ремонтов данными способами оборудование ремонтируется не на месте его установки, а в специальных ремонтных цехах. При этом с целью снижения простоя оборудования в ремонте оно заменяется на новое из обменного фонда.

На предприятиях электрических сетей ремонтное обслуживание

осуществляется соответственно преимущественно по системе ППР. В зависимости от особенностей оборудования электрических сетей и в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей [1] проведение ремонтного обслуживания выполняется по нескольким направлениям:

1. Ремонтное обслуживание ВЛ всех уровней напряжения. На электросетевых предприятиях должна быть образована служба линий электропередач, отвечающая за эксплуатацию линий электропередач. Соответственно в зависимости от организационной структуры предприятия в данную службу рекомендуется, чтобы входили подразделения, осуществляющие ремонт линий электропередач.

2. Ремонтное обслуживание подстанций всех уровней напряжения и прочего электросетевого оборудования. На электросетевых предприятиях должны быть образованы служба подстанций и районы электрических сетей, отвечающая за эксплуатацию подстанционного оборудования. Соответственно в зависимости от организационной структуры предприятия в данную службу рекомендуется, чтобы входили подразделения, осуществляющие ремонт подстанционного оборудования.

После проведенных реформ в электроэнергетике произошло выделение подразделений из структур многих электросетевых компаний, выполнявших средние и капитальные ремонты, с созданием совершенно независимых энергоремонтных компаний. При этом осуществление технического обслуживания и текущего ремонта по-прежнему преимущественно продолжает выполнять энергоремонтный персонал электросетевых компаний.

Еще одним современным организационным способом выполнения ремонтов оборудования является его комплексное выполнение. Суть его заключается в организации ремонтного обслуживания оборудования таким способом, чтобы сгруппировать выполнение ремонтов на одной и той же, например, подстанции в одно и то же время. Все это приводит к

значительной экономии эксплуатационных расходов, а также не требует частого вывода в ремонт одного и того же оборудования.

Расчеты по выполнению работ по осуществлению ремонтного обслуживания оборудования производятся на основании укрупненных единичных расценок оборудования, например, территориальных единичных расценок, государственных сметных норм и прочих. По результатам анализа расчетной системы по оплате проведенных работ по ремонтам выяснилось, что в различных сборниках единичных расценок стоимость ремонта одного и того же вида оборудования значительно разнится. При этом есть электросетевые организации, которые разработали расценки по ремонту оборудования для только своей организации. При проведении стоимости расходов по проведению ремонтов оборудования к единому знаменателю в электросетевом комплексе позволит сэкономить значительные финансовые средства.

На основании проведенного анализа в диссертации представлена на рисунке 2.2 комплексная схема управления ремонтами.



Источник: составлено автором.

Рисунок 2.2 – Комплексная схема управления ремонтами

Таким образом, проведенное реформирование системы организации ремонтного обслуживания в электроэнергетике должно было привести к положительным сдвигам в плане повышения надежности оборудования с минимальными затратами, но в результате в ремонтном комплексе в электрических сетях произошло фактически 100 % выделение ремонтного обслуживания из бывшего ранее единым энергетического комплекса и превращение такого обслуживания в самостоятельный вид бизнеса. Вместо ожидаемого теоретически положительного эффекта от конкуренции в сфере сервисных услуг произошла основательная дезорганизация этих услуг с тенденцией удорожания ремонтного обслуживания и вероятным снижением их качества, что в конечном итоге негативно скажется на надежности и бесперебойности энергоснабжения.

Выполненный в первой главе анализ научных публикаций и исследований в области управления ремонтным обслуживанием электрооборудования, показал недостаточную проработку вопросов управления ремонтным обслуживанием в части электросетевых компаний, поэтому требуется сформировать новые подходы к управлению ремонтным обслуживанием указанных компаний в постоянно изменяющейся внешней среде.

Прежде чем переходить к формированию непосредственно новых подходов, необходимо выявить и оценить факторы, оказывающие влияние на систему управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний.

2.2 Выявление и оценка факторов, оказывающих влияние на управление ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний

На эффективность ремонтного обслуживания энергооборудования

электроэнергетических компаний оказывают влияние внешние и внутренние факторы.

К внешним факторам можно отнести факторы, оказывающие влияние на отношения и взаимосвязи между электроэнергетическими компаниями и ремонтным производством, и иные факторы (социальные выплаты, уровень оплаты труда и иные).

К внутренним факторам можно отнести такие факторы как производительность и организация труда ремонтных отделений, состав ремонтных работ, наличие различного рода материалов, необходимых для проведения ремонтных работ, наличие необходимого количества ремонтных баз, обеспечение компаний обменным фондом энергооборудования и иные факторы.

В энергоремонтном производстве стоит учитывать еще ряд различного рода технических и конструктивных факторов, которые были выявлены в результате долгой эксплуатации энергооборудования электросетевых компаний такие как возможность транспортировки, состояние оборудования, на котором планируется осуществлять ремонтное обслуживание, единообразие оборудования и деталей и иные факторы.

Однако из всего многообразия факторов, определяющих эффективность системы управления ремонтным обслуживанием, в диссертационном исследовании выявлены факторы такие как необходимость создания ремонтного (обменного) фонда транспортабельного оборудования; количество и места размещения баз для ремонта оборудования и способы организации ремонтного обслуживания оборудования (хозяйственный и подрядный способ, либо их оптимальное соотношение), оказывающие непосредственное влияние на управление ремонтным обслуживанием оборудования электросетевых компаний, направленное на увеличение надежности электроснабжения потребителей электроэнергии [84].

Одним из важных факторов для электросетевых компаний является величина обменного фонда, зависящая от оптимального количества и мест

расположения ремонтных баз. Обменный фонд (так называемый агрегатно-узловой способ ремонтного обслуживания) служит для замены выходящего из строя и отправляемого в ремонт оборудования и дает возможность в минимальные сроки восстановить технологический цикл производства, передачи и потребления электроэнергии [84].

Проведенный в диссертационном исследовании анализ специфических условий, характерных для системы управления ремонтным обслуживанием в электроэнергетике, позволил выявить ряд особенностей агрегатно-узлового ремонта электрооборудования [84].

Во-первых, агрегатно-узловой ремонт характерен для оборудования, обладающего следующими свойствами: возможность разборки на легко транспортируемые сборочные единицы, или транспортировки полностью; взаимозаменяемость сборочных единиц или оборудования в целом [84].

Во-вторых, значительное влияние оказывает уровень концентрации мощностей, который зависит от объема однотипных работ для загрузки специализированных бригад [84].

В-третьих, необходимо учитывать условия эксплуатации и ремонта оборудования, которые в различных энергосистемах не одинаковы и зависят от географических условий, наличия дорог для транспортировки оборудования, количества и номенклатуры установленного оборудования, обеспечение ремонтными базами, ремонтным персоналом, транспортом и специальной оснасткой. В связи с этим вопросы создания обменного фонда, концентрации, индустриализации и развития ремонтной базы в каждой энергосистеме должны решаться дифференцированно [84].

В условиях Сибири и Дальнего Востока основными трудностями в управлении системой ремонтного обслуживания являются:

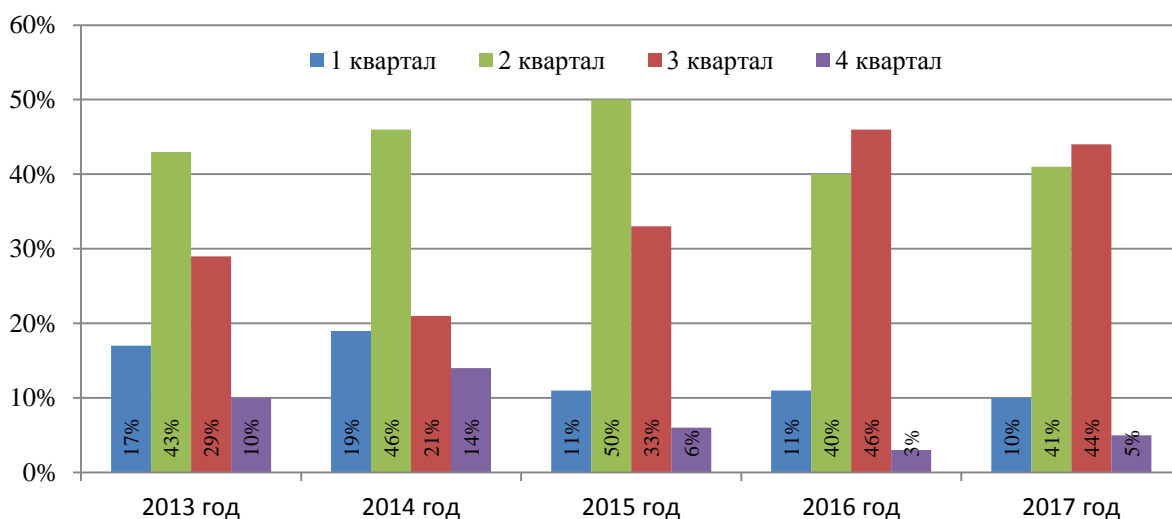
– территориальный фактор, включающий в себя заболоченность местности, постоянные снежные заносы в зимний период, что создает дополнительные проблемы в доступности техники и возможности доставки материалов к месту ремонтного обслуживания, а также влияет на

расположение ремонтных баз;

– климатический фактор, включающий в себя дополнительные условия, связанные с усложнением производства работ в зимнее время. Температурная зона и продолжительность расчетного зимнего периода для каждого конкретного объекта ремонта определяются в соответствии с местом его нахождения независимо от фактической температуры наружного воздуха при производстве работ. Все это оказывает влияние на возможность производства ремонтных работ на открытом воздухе, что ведет к сокращению ремонтного цикла в году, то есть осуществление ремонтного обслуживания возможно в основном только в летние месяцы.

Вышеперечисленные факторы ведут либо к невозможности ремонта электроэнергетического оборудования на открытом воздухе, либо к дополнительным затратам, связанным с усложнением производства работ в зимнее время. Все это затрудняет планирование ремонтной программы.

На величину обменного фонда влияет календарная неравномерность поступления оборудования в ремонт. На рисунке 2.3 показана сезонность изменения графика ремонтного обслуживания основного оборудования подстанций 35-110 кВ Сургутских электрических сетей, представленная по данным 5 лет [84].



Источник: [84].

Рисунок 2.3 – Характер сезонности проведения ремонтного обслуживания

Рассматривая сезонность изменения в графическом виде, можно заметить явный характер преобладания проведения ремонтного обслуживания в летний период над зимним. Основная доля ремонтов по итогам 5-ти лет приходится на 2-3 кварталы года (72 % в 2013 году, 67 % в 2014 году, 83 % в 2015 году, 86 % в 2016 году и 85 % в 2017 году) [84].

Неравномерность распределения по году связана с климатическими условиями и частым отказом в выводе оборудования в ремонт со стороны потребителя, в основном из-за длительного ремонтного цикла на месте установки оборудования [84].

Осуществление ремонтного обслуживания агрегатно-узловым способом приведет к значительному сокращению ремонтного цикла на месте установки оборудования (необходимость только в демонтаже, монтаже и наладке) [84].

Еще одним важным фактором, оказывающим влияние на управление ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний, при необходимости создания обменного фонда, является оптимизация количества и мест расположения ремонтных баз [84].

На выбор мест возможного размещения ремонтных баз существенное влияние оказывают следующие факторы: уровень промышленного развития населенного пункта, транспортная инфраструктура, наличие удобных промышленных площадок, подъездных путей, инженерных коммуникаций, состояние микроструктуры населенного пункта (жилищное и коммунальное хозяйство, культурно-бытовые учреждения) и иные. В условиях Западной Сибири, например, возможно воспользоваться базами нефтяных и газовых компаний путем заключения арендного соглашения [84].

Тем не менее, сделав акцент на места размещения ремонтных баз для осуществления ремонтного обслуживания энергооборудования в зависимости от их географического положения, которые подходят под указанные выше критерии, в итоге практически невыполнимой задачей считается определение их количества и возможного места размещения,

можно лишь определиться с вариантами возможных решений.

Если уменьшить количество ремонтных баз на обслуживаемой территории, то увеличится время транспортировки энергооборудования с места ремонта до базы и в обратном направлении. При этом продолжительность доставки энергооборудования до ремонтной базы зависит от развития транспортной инфраструктуры региона. Есть случаи, связанные с труднодоступной местностью, когда опоры линий электропередач приходилось доставлять на место проведения ремонта вертолетной техникой, в связи с чем время проведения ремонта увеличивалось.

Способы и средства транспортирования оборудования зависят от множества факторов, таких как расстояние перевозки, вес перевозимого товара, наличие транспортной инфраструктуры и иных факторов.

Наиболее дешевым вариантом транспортирования оборудования на дальние расстояния является железнодорожный транспорт, при этом на короткие расстояния эффективнее всего использовать автомобильный транспорт.

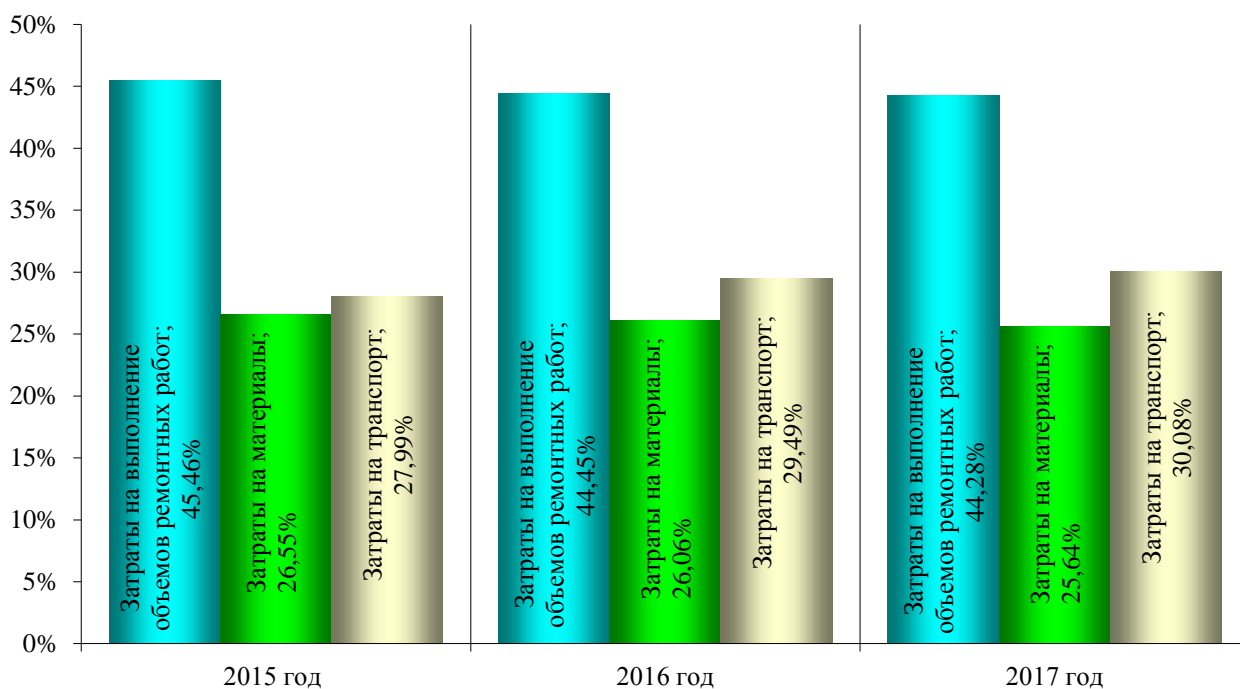
Следует привести пример, транспортирование оборудования на расстояние до 70 км займет у железнодорожного транспорта порядка 2 дней. Это связано с погрузочными работами, комплектования попутных грузов и иных причин. При этом время доставки оборудования автомобилем непосредственно до получателя составит не более 3 часов. Сокращение время в пути груза делает доставку для получателя наиболее выгодной.

Одним из самых дорогих видов доставки оборудования является воздушный транспорт. При этом стоит отметить, что время доставки оборудования на дальние расстояния по сравнению с железнодорожным и автомобильным видами транспорта заметно меньше.

Уменьшение количества баз и связанное с этим увеличение продолжительности перевозок приводит к увеличению затрат машинного времени грузового автотранспорта, что, в свою очередь, может привести к

увеличению потребности в транспортных средствах на перевозку ремонтируемого оборудования. Это относится в первую очередь к ремонту основного оборудования подстанций, которое в настоящее время в большинстве энергосистем ремонтируются на месте установки [84].

Оценка и анализ смет затрат на ремонтное обслуживание основного оборудования ПС и ВЛ региональной электросетевой компании Сургутские электрические сети, представленных на рисунке 2.4 и в таблице 2.3, показала, что основная часть затрат в сметах на ремонтное обслуживание приходится на выполнение непосредственно запланированных объемов ремонтных работ, не включающих материалы и транспорт соответственно (44,28 % в 2017 году). Для сравнения в 2016 году выполнялся практически аналогичный объем ремонтных работ и составил 44,45 %. На долю транспортных затрат в сметах затрат в 2017 году приходилось 30,08 %, что в денежном выражение составило 79 944,17 тыс. руб. А на долю материалов – 25,64 % (68 133,07 тыс. руб.) [84].



Источник: составлено автором.

Рисунок 2.4 – Оценка смет затрат на ремонтное обслуживание по видам затрат

Таблица 2.3 – Анализ смет затрат на ремонтное обслуживание по видам затрат

Основные виды затрат в сметах затрат на ремонтное обслуживание	Исходные данные, тыс. руб.			Абсолютный прирост (снижение), тыс. руб.		Удельный вес, %			Темп роста (снижения), %		Темп прироста (понижения), %	
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	к 2016 г.	к 2015 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	к 2016 г.	к 2015 г.	к 2016 г.	к 2015 г.
Затраты на выполнение объемов ремонтных работ	122 461,78	116 132,65	117 673,32	1 540,67	-4 788,46	45,46	44,45	44,28	101,33	96,09	1,33	-3,91
Затраты на материалы	71 524,14	68 089,58	68 133,07	43,49	-3 391,07	26,55	26,06	25,64	100,06	95,26	0,06	-4,74
Затраты на транспорт	75 414,85	77 044,22	79 944,17	2 899,95	4 529,31	27,99	29,49	30,08	103,76	106,01	3,76	6,01
Итого сметные затраты на ремонтное обслуживание	269 400,78	261 266,45	265 750,56	4 484,11	-3 650,22	100,00	100,00	100,00	101,72	98,65	1,72	-1,35

Источник: составлено автором.

Значительные транспортные затраты на ремонтное обслуживание основного оборудования ПС и ВЛ связаны с тем, что ремонтные базы размещены по территориальному признаку, а также со сложной технологией производства работ на месте установки оборудования, требующей привлечение специальной техники. Следовательно, проблема размещения ремонтных баз стоит достаточно остро в электрических сетях и требует исследования в части определения мест их оптимального размещения [84].

При анализе способов организации ремонтного обслуживания электрических сетей (подрядный и хозяйственный способ) учитывалось влияние следующих факторов: уровень накладных расходов; соотношение производительности труда рабочих различных ремонтных подразделений; условия оплаты труда; степень использования трудовых ресурсов на ремонтных и прочих работах в течение года и др. [84].

При анализе затрат на ремонт выявлены случаи необоснованного завышения накладных расходов со стороны подрядных организаций, что приводит к увеличению стоимости ремонтных работ [84].

Еще одним фактором, который необходимо учитывать в оптимизационных расчетах по выбору производственной структуры ремонтного обслуживания оборудования, является необходимость загрузки ремонтного персонала в течение года. Использование персонала не в полном годовом цикле приводит к удорожанию ремонтных работ [84].

Сравнительный анализ стоимости ремонтного обслуживания подрядным и хозяйственным способом в рамках технического обслуживания и текущего ремонта основного оборудования ПС и ВЛ на примере Сургутских электрических сетей за 2017 год, представленный в таблице 2.4, показал, что ремонтное обслуживание подрядным способом обходится сетевой компании значительно дороже в среднем на 19 % [84].

Таблица 2.4 – Сравнительный анализ стоимости ремонтных работ подрядным и хозяйственным способом

Вид ремонтного обслуживания	Подрядный способ, тыс. руб.	Хозяйственный способ, тыс. руб.	Отклонение в абсолютном выражении, тыс. руб.	Отклонение в относительном выражении, %
Текущий ремонт	66 395,80	56 191,25	10 204,55	18,16
Техническое обслуживание	87 606,69	73 779,54	13 827,15	18,74
- основное оборудование ПС	36 439,25	30 498,85	5 940,40	19,48
- основное оборудование ВЛ	51 167,44	43 280,69	7 886,75	18,22
ИТОГО:	154 002,49	129 970,79	24 031,70	18,49

Источник: составлено автором.

В результате этого ремонтное обслуживание выполняется либо не в полном объеме, либо переносится на неопределенные сроки [84]. Это обуславливает необходимость проведения исследований в части определения оптимального соотношения подрядного и хозяйственного способа ремонтного обслуживания основного оборудования ПС и ВЛ.

На рисунке 2.5 систематизированы основные факторы влияния на систему управления ремонтами в региональных электрических компаниях.



Источник: составлено автором.

Рисунок 2.5 – Систематизация факторов влияния на управление ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний

Таким образом, анализ факторов, оказывающих влияние на управление ремонтами оборудования региональных электросетевых компаний, показывает, что имеются противоположные экономические тенденции при управлении ремонтным обслуживанием электрооборудования, влияющие на создание ремонтного (обменного) фонда транспортабельного оборудования, количество и места размещения ремонтных баз и оценку вариантов управления ремонтным обслуживанием электрических сетей [84]. Это определяет необходимость формирования механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний.

2.3 Формирование механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний

Проведенный в диссертационном исследовании анализ проблем и направлений повышения эффективности ремонтного обслуживания распределительного электросетевого комплекса позволил сделать вывод, что главной задачей данного исследования является формирование механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний, в основе которых лежит разработка и научное обоснование методических подходов к управлению ремонтным обслуживанием оборудования таких компаний.

Общая задача выбора механизмов управления ремонтным обслуживанием сводится к тому, чтобы из большого числа возможных вариантов выбрать оптимальный вариант, при котором затраты на ремонтное обслуживание электрооборудования будут минимальными при обеспечении высокого качества ремонтного обслуживания [85].

Разработка механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования для региональных электросетевых компаний осуществляется

для того, чтобы в независимости от климатических и территориальных условий у электросетевых компаний была возможность варьирования ремонтными работами в течение года, объем которых имеет тенденцию к увеличению из-за большого износа оборудования [85].

В зависимости от совокупности признаков механизмы могут рассматриваться с разных позиций и отнесены к тому или иному типу (однопродуктовые и многопродуктовые; статистические и динамические; с дискретными и непрерывными переменными; производственные и производственно-транспортные и иные).

В отечественной и зарубежной литературе широко отражены задачи по размещению производства (производственно-транспортные задачи).

К настоящему времени решено большое число практических задач по размещению производства. Оптимизационными расчетами охвачены отрасли электротехнического, нефтяного и химического машиностроения, все отрасли топливно-энергетического комплекса страны, отрасли химической и нефтехимической промышленности, черная и цветная металлургия, большинство отраслей промышленности строительных материалов, лесной, деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности, молочной и мясной, рыбной и других отраслей промышленности.

Для электроэнергетики также решен ряд задач развития и размещения производства, касающихся в основном оптимального размещения электростанций. Решение этих задач обеспечивает выбор строительных площадок и очередность ввода новых объектов при заданной их мощности и числе агрегатов [85].

Как показал анализ факторов, приведенный в разделе 2.2, для электросетевых компаний наряду с производственно-транспортной задачей требуется также решить задачи по определению оптимального соотношения подрядного и хозяйственного способа ремонтного обслуживания и величины обменного фонда оборудования, которая, с одной стороны, увеличивается с уменьшением количества баз и, соответственно, увеличивается время

транспортировки оборудования, с другой стороны – сокращается при уменьшении количества баз и увеличении их мощности (за счет сокращения времени ремонта на мощной базе).

Таким образом, формируемые механизмы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний предназначены для решения следующих задач [85]:

1. Обоснование эффективности создания ремонтного фонда транспортабельного оборудования распределительных электрических сетей. Необходимость решения данной задачи обусловлена уменьшением простоя оборудования и более качественным ремонтом, а также специфическими климатическими условиями ряда регионов России, где возможность ремонта на месте установки оборудования затруднена и ограничена по времени [85].

2. Определение количества и мест оптимального размещения ремонтных баз при создании обменного фонда транспортабельного электрооборудования. Проблема заключается в том, что часть территории России (в частности территории Сибири и Дальнего Востока) является малонаселенной местностью и, следовательно, фактически имеется возможность размещения баз только по территориальному признаку (привязка к населенному пункту). Данная задача относится к производственно-транспортному типу и является однопродуктовой, что связано со спецификой учета и отчетности в ремонтных подразделениях [85].

3. Определение вариантов (способа) организации ремонтного обслуживания, то есть нахождение оптимального соотношения хозяйственного и подрядного способа ремонтного обслуживания распределительных электрических сетей с учетом территориальных и климатических особенностей. Актуальность задачи заключается в том, что после реформирования электроэнергетики и выделения ремонта в отдельную сферу бизнеса, предполагаемая конкуренция между ремонтными компаниями в ряде регионов России (в частности, в регионах крайнего Севера России) практически отсутствует, качество ремонтов снизилось, затраты на ремонт

увеличились. Решение данной задачи имеет сложности в отношении разработанности математических методов, экономической теории ремонта, наличия и качества исходной информации. По этим причинам задача в данной части будет рассматриваться с определенными допущениями [85].

Рассмотрим подробно механизмы решения каждой выделенной задачи.

1. Механизм формирования обменного (ремонтного) фонда транспортабельного оборудования распределительных электрических сетей.

Эффективность создания ремонтного фонда транспортабельного оборудования распределительных электрических сетей определяется минимумом годовых затрат на обменный фонд, необходимый при концентрации ремонта оборудования [85].

На сегодняшний день применяется методика по разработке нормативов потребности в резервном оборудовании и запасных частях для ремонтного обслуживания энергосистем утвержденная еще в 1979 году [1]. По данной методике определяются нормы и нормативы потребности в резервных изделиях (запасных частях, оборудовании, механизмах, сменяемых узлах на подстанциях и передвижных электростанциях), находящихся в централизованном запасе организаций, осуществляющих ремонт. Существенным ее недостатком является создание обменного фонда только в случаях отбраковки, отказов или требующейся замены эксплуатируемого оборудования, выходящего из строя [85].

Между тем в предлагаемом механизме формирования обменного (ремонтного) фонда транспортабельного оборудования распределительных электросетевых компаний сделан упор на эффективность замены из обменного фонда для планового ремонта электрооборудования, соответственно с учетом и сохранением аварийного запаса, считающегося неприкосновенным [85].

Создание обменного фонда и осуществление ремонтов на ремонтной базе должно удовлетворять ряду условий [85]:

1. По своим конструктивным особенностям энергетическое оборудование или его основные части должны иметь возможность замены из обменного фонда.

2. Энергетическое оборудование или его основные узлы должны быть транспортабельны к месту проведения ремонта.

3. Имеется минимальный необходимый объем оборудования для обменного фонда.

4. Затраты времени на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки оборудования при агрегатно-узловом способе ремонта должны быть меньшими, чем на ремонт оборудования на месте его установки при соблюдении равного качества ремонта.

5. Создание и величина обменного фонда устанавливается на плановый годовой период ремонтного обслуживания.

6. При расчете затраты на материалы принимаются равнозначными как при ремонтном обслуживании на ремонтной базе, так и на месте установки оборудования.

В связи с тем, что предлагается решить задачу для распределительных сетевых компаний, осуществляющих свою деятельность на территории России в разных климатических и территориальных условиях, требуется учитывать дополнительные факторы [85]:

1. Суммарное время на ремонтное обслуживание электрооборудования в течение года на месте установки в зависимости от климатических условий.

В России выделяют 4 условные климатические зоны (района):

I – Юг России (тропическая зона);

II – Запад и Северо-Запад России, территория Приморья (субтропическая зона);

III – Урал, южные районы Сибири, часть Дальнего Востока (умеренная зона);

IV – Якутия, северная Сибирь, северные районы Дальнего Востока (полярная зона).

Соответственно суммарное время на ремонтное обслуживание электрооборудования в течение года на месте установки составляет:

для I климатической зоны – 12 месяцев (ремонтное обслуживание оборудования на месте установки можно проводить круглогодично);

для II климатической зоны – в среднем 10 месяцев (ремонтное обслуживание оборудования на месте установки можно проводить в течение 10 месяцев, то есть 0,83 года);

для III климатической зоны – в среднем 9 месяцев (ремонтное обслуживание оборудования на месте установки можно проводить в течение 9 месяцев, то есть 0,75 года);

для IV климатической зоны – в среднем 5 месяцев (ремонтное обслуживание оборудования на месте установки можно проводить в течение 5 месяцев, то есть 0,42 года).

При этом следует отметить, что при расположении распределительной электросетевой компании на пересечении нескольких климатических зон (районов), следует руководствоваться средним суммарным временем на ремонтное обслуживание электрооборудования в течение года на данной территории. Для отнесения конкретного района (области, края, округа) к соответствующей климатической зоне можно воспользоваться данными из государственных стандартов и сводов правил. В случае различия данных брать значение максимально приближенное к фактическим климатическим условиям на территории расположения распределительной электросетевой компании.

Соответственно создание обменного фонда дает возможность проводить ремонтную кампанию в течение года, что позволяет оптимизировать работу ремонтного персонала [85].

2. Коммутация с любыми видами электрооборудования запрещена при температуре, достигающей ниже -25° С согласно инструкции по переключениям в электроустановках. Соответственно может возникнуть ситуация, при которой оборудование будет выведено в ремонт, но из-за

возникающего температурного режима ввод в работу оборудования может быть запрещен, что увеличивает простой оборудования в ремонте [85].

Также если ремонт энергооборудования в условиях ремонтной базы будет технологически целесообразнее, чем на месте его установки, и повысит его качественные характеристики, то стоит отдать ему предпочтение [85].

Соответственно, затраты на обменный фонд, необходимый при концентрации ремонта оборудования, определяются по формуле (2.1) [85]:

$$Z_{\text{оф}} = \begin{cases} Z_{\text{дм}}, & \text{если } Z_{\text{дм}} \leq Z_{\text{рем}} \\ Z_{\text{рем}}, & \text{если } Z_{\text{рем}} < Z_{\text{дм}}, \end{cases} \quad (2.1)$$

где $Z_{\text{оф}}$ – затраты на обменный фонд, необходимый при концентрации ремонта оборудования [85];

$Z_{\text{дм}}$ – затраты на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки оборудования [85];

$Z_{\text{рем}}$ – затраты на ремонтное обслуживание на месте установки оборудования [85].

Затраты на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки оборудования ($Z_{\text{дм}}$) можно рассчитать по формуле (2.2) [85]:

$$Z_{\text{дм}} = \sum_1^k (T_{\text{дм}} * C_p * n + Ч_{\text{дм}} * C_{\text{мч}} * N_{\text{дм}}) * k, \quad (2.2)$$

где k – количество единиц оборудования, подлежащего ремонту [85];

$T_{\text{дм}}$ – затраты времени, необходимые на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки электрооборудования одной бригадой [85];

C_p – стоимость 1 человеко-часа ремонтного персонала [85];

n – количество членов бригады [85];

$Ч_{\text{дм}}$ – затраты времени машин (механизмов), необходимых для демонтажа, монтажа, погрузки, транспортировки, разгрузки

электрооборудования [85];

$C_{мч}$ – стоимость 1 машино-часа [85];

$N_{дм}$ – количество машин (механизмов), необходимых для демонтажа, монтажа, погрузки, транспортировки, разгрузки электрооборудования [85].

Затраты на ремонтное обслуживание на месте установки оборудования ($Z_{рем}$) можно рассчитать по формуле (2.3) [85]:

$$Z_{рем} = \sum_1^k (T_{рем} * C_p * n + Ч_{рем} * C_{мч} * N_{рем}) * k, \quad (2.3)$$

где k – количество единиц оборудования, подлежащего ремонту [85];

$T_{рем}$ – затраты времени, необходимые для ремонтного обслуживания электрооборудования на месте установки одной бригадой [85];

C_p – стоимость 1 человеко-часа ремонтного персонала [85];

n – количество членов бригады [85];

$Ч_{рем}$ – затраты времени машин (механизмов), необходимых для ремонтного обслуживания электрооборудования на месте установки [85];

$C_{мч}$ – стоимость 1 машино-часа [85];

$N_{рем}$ – количество машин (механизмов), необходимых для ремонтного обслуживания электрооборудования на месте установки [85],

при условии $(T_{рем1} * k_1 + T_{рем2} * k_2 + T_{рем3} * k_3 + \dots + T_{ремn} * k_n) \leq z * t$,

где $T_{рем1}, T_{рем2}, T_{рем3}, T_{ремn}$ – затраты времени, необходимые для ремонтного обслуживания каждого вида электрооборудования на месте установки [85];

k_1, k_2, k_3, k_n – количество каждого вида электрооборудования, подлежащего ремонту [85];

z – коэффициент, учитывающий суммарное время на ремонтное обслуживание электрооборудования в течение года на месте установки в зависимости от климатической зоны (для I климатической зоны равен 1,

для II – 0,83, для III – 0,75, для IV – 0,42);

t – годовой фонд рабочего времени.

Если $(T_{\text{рем1}} * k_1 + T_{\text{рем2}} * k_2 + T_{\text{рем3}} * k_3 + \dots + T_{\text{ремn}} * k_n) > z * t$, то уровень годового объема ремонтного обслуживания превышен для соответствующей климатической зоны, в которой функционирует компания, следовательно, необходимо сократить объем до уровня, удовлетворяющего неравенству, либо увеличить количество ремонтных бригад [85].

Показатели затрат времени, необходимых для демонтажа, монтажа (замены), наладки, ожидания погрузки и разгрузки оборудования ($T_{\text{дм}}$) и ремонтного обслуживания на месте установки оборудования ($T_{\text{рем}}$), а также затраты времени машин (механизмов) для выполнения вышеуказанных работ ($Ч_{\text{дм}}, Ч_{\text{рем}}$), в связи с отсутствием нормативных данных (данные разработанные в семидесятых годах прошлого века устарели) необходимо, на наш взгляд, определять экспертным методом [85].

Экспертная оценка – способ получения результатов решения проблемных ситуаций, основанный на мнении экспертов (специалистов), обладающих соответствующими компетенциями.

Для решения поставленных задач экспертные оценки проводятся методом парных сравнений. Данный метод позволяет провести экспертную оценку путем выбора из имеющихся вариантов наиболее подходящий.

Для проведения процедуры оценивания подбираются эксперты, обладающие соответствующими компетенциями в области решения поставленных задач. При этом стоит обратить внимание на то, чтобы у экспертов не было личной мотивации в решении поставленных задач, что может негативно сказаться при проведении оценки. Здесь можно применить метод Шара, суть которого состоит в выборе одного опытного эксперта, который далее самостоятельно подбирает экспертную группу. Как правило, количество привлекаемых экспертов колеблется от 5 до 12 человек [85].

После утверждения экспертной группы в рамках поставленной задачи

руководитель группы определяет показатели затрат времени, необходимых для демонтажа, монтажа (замены), наладки, ожидания погрузки и разгрузки оборудования ($T_{\text{дм}}$) и ремонтного обслуживания на месте установки оборудования ($T_{\text{рем}}$), а также затраты времени машин (механизмов) для выполнения вышеуказанных работ ($Ч_{\text{дм}}, Ч_{\text{рем}}$), и отображает данные в форме предложенных автором диссертации таблиц А.1 и А.2, приведенных в приложении А. Показатели времени рассчитываются на одну ремонтную бригаду [85].

Члены экспертной группы выражают свое мнение путем согласия (знак «+») или не согласия (знак «-») с показателями, определенными руководителем экспертной группы. Экспертные оценки каждым специалистом также заносятся в форму таблиц А.1 и А.2, приведенных в приложении А. При несогласии (знак «-») эксперт обязательно обосновывает свою точку зрения и вносит, по его мнению, наиболее подходящий вариант (столбец «Обоснование и комментарии» в таблицах А.1 и А.2, приведенных в приложении А) [85].

После получения ответов экспертов необходимо провести статистический анализ результатов, который целесообразно отобразить в форме таблицы А.3, приведенной в приложении А. Это позволяет оценить согласованность мнений экспертов. Оно должно совпадать по каждому виду оборудования более чем на 75%. При неудовлетворении данного условия исходные данные корректируются руководителем экспертной группы, согласно мнению экспертов, и посылаются членам экспертной группы для проведения процедуры оценки заново [85].

Данные, полученные экспертным путем, используются для расчета затрат на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки оборудования ($Z_{\text{дм}}$) и затрат на ремонтное обслуживание на месте установки оборудования ($Z_{\text{рем}}$) в формулах (2.2) и (2.3) [85].

Стоимость одного человеко-часа (C_p) включает [85]:

1. Основную заработную плату производственных рабочих.
2. Дополнительную заработную плату производственных рабочих (оплата технологических потерь времени).
3. Накладные расходы, представляющие собой совокупность затрат, связанных с созданием необходимых условий для выполнения работ по ремонту оборудования, а также их организацией, управлением и обслуживанием, в том числе.
4. Планируемую прибыль, направляемую на развитие производства и обеспечение социальных гарантий работникам.

Стоимость одного машино-часа ($C_{мч}$) включает: затраты на ГСМ; амортизацию транспортного средства; амортизацию шин; затраты на ремонт и обслуживания транспортного средства; транспортный налог; фонд оплаты труда водителей и ремонтного персонала машин со всеми необходимыми отчислениями; затраты на диагностику; затраты на ОСАГО; накладные расходы; рентабельность [85].

Сравнительная характеристика затрат на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки оборудования ($Z_{дм}$) и на ремонтное обслуживание на месте установки оборудования ($Z_{рем}$), рассчитанных согласно формулам (2.2) и (2.3), для наглядности отображается в таблице А.4, приведенной в приложении А. Предпочтительным признается тот вариант, который имеет наименьшую стоимость работ с надлежащим качеством ремонта.

При удовлетворении условия $Z_{дм} \leq Z_{рем}$ затраты на обменный фонд, необходимый при концентрации ремонта оборудования, равны $Z_{оф} = Z_{дм}$ и, следовательно, появляется необходимость определения потребности в количестве изделий (электрооборудования, необходимых материалов) для обменного фонда [85].

Потребность в обменном фонде (ремонтном резерве) необходимо определять по каждому виду оборудования отдельно [85].

Таким образом, норматив потребности в обменном фонде (ремонтном резерве) определяется по формуле (2.4) [85]:

$$N_{p.p} = K_{п.р} * t_{cp}, \quad (2.4)$$

где $N_{p.p}$ – норматив потребности в обменном фонде (ремонтном резерве) [85];

$K_{п.р}$ – ожидаемое за год расчетное количество плановых ремонтов и модернизаций объектов, когда необходим демонтаж старого и использование взамен него нового (отремонтированного) изделия из обменного фонда (резерва) [85];

t_{cp} – среднее время ремонта демонтированного изделия на ремонтной базе в долях года [85].

Для определения t_{cp} необходимо найти величину затрат времени на ремонт демонтированного изделия на ремонтной базе $T_{ди}$. Нормативные данные по указанному показателю $T_{ди}$ также не пересмотрены с семидесятых годов прошлого века, соответственно, следует рекомендовать метод экспертных оценок по правилам, описанным выше. Данные для экспертной оценки отражаются в виде таблицы А.5, приведенной в приложение А. Полученные расчетным путем показатели (годовой фонд рабочего времени, затраты времени на ремонт демонтированного изделия на ремонтной базе, среднее время ремонта демонтированного изделия на ремонтной базе в долях года, ожидаемое за год расчетное количество плановых ремонтов и, соответственно, норматив потребности в обменном фонде) для наглядности можно занести в таблицу А.6, приведенную в приложении А [85].

Также при удовлетворении условия $Z_{дм} \leq Z_{рем}$ ремонтное обслуживание целесообразно осуществлять на ремонтной базе путем создания обменного фонда. Создаваемую ремонтную базу можно также использовать и для осуществления ремонтного обслуживания на месте

установки оборудования (хранение МТР, размещение оперативного и ремонтного персонала и транспортных средств) [85].

Таким образом, далее предлагается решить задачу производственно-транспортного типа по оптимальному размещению ремонтных баз для обслуживания электросетевого оборудования [85].

2. Механизм совершенствования размещения баз ремонтного обслуживания оборудования распределительных электрических сетей при создании обменного (ремонтного) фонда [85].

Прежде всего, необходимо определить предварительные пункты возможного размещения ремонтных баз. Для этого обозначим число этих пунктов через m . В некоторых из них базы уже созданы, в других возможно их создание [85].

На организацию базы в некотором пункте требуются инвестиции (K_0). Рассмотрим варианты возможного размещения ремонтных баз от 1 до m , и введем обозначение [85]:

C_i – затраты от включения i -го пункта в вариант размещения ($i= 1, 2, \dots, m$), определяемые по формуле (2.5).

$$C_i = \begin{cases} 0, & \text{если в } i\text{-м пункте база уже создана} \\ K_0, & \text{если в } i\text{-м пункте базы нет} \end{cases}, \quad (2.5)$$

В дальнейшем i -й пункт возможного размещения будет называться i -я база. Необходимо определить вариант размещения баз, то есть какие базы будут производить обслуживание или, что тоже самое, какие базы нужно дополнительно создать и какие из уже созданных использовать. Одним из вариантов размещения является такой, при котором используются только уже существующие базы и вновь ничего не нужно создавать, при таком варианте суммарные инвестиции равны нулю. Однако в этом случае могут быть весьма значительными транспортные затраты из-за не совсем удачного географического расположения существующих ремонтных баз [85].

Исходя из вышесказанного, следует, что при выборе вариантов оптимального размещения ремонтных баз необходимо учитывать транспортные затраты компании. Для определения таких затрат в любом варианте размещения, следует разделить территорию, обслуживаемую сетевой компанией, на участки – кусты. Деление производится таким образом, чтобы проездами внутри каждого куста можно было пренебречь. В каждом кусте можно рассчитать необходимый объем работы и стоимость обслуживания ремонтных баз. Пронумеруем все кусты от 1 до n и введем обозначения [85]:

C_{ij} – стоимость обслуживания j -го куста с i -й базы, если предположить, что j -й куст будет обслуживаться целиком с i -й базы [85].

Зная стоимость обслуживания j -го куста с i -й базы C_{ij} ($i=1, 2, \dots, m; j=1, 2, \dots, n$) можно оценить транспортные затраты компании на обслуживание в любом варианте размещения. Пусть w – некоторый вариант (множество баз обслуживания). Очевидно, в заданном варианте j -й куст будет обслуживаться той базой из множества w , стоимость обслуживания с которой является минимальной и суммарные эксплуатационные расходы в этом варианте можно рассчитать по формуле (2.6) [85]:

$$\sum_{j=1}^n \min_{i \in w} C_{ij}, \quad (2.6)$$

Берется C_{ij} по i -м базам, принадлежащим w и суммируется по всем j -м кустам [85].

Суммарные инвестиции в этом варианте равны $\sum_{i \in w} K_i$.

Суммируются лишь все i -е базы, входящие в w . Общие затраты компании, связанные с осуществлением варианта w , обозначим $P(w)$ [85].

Соответственно требуется определить оптимальный вариант, то есть вариант с минимальным значением функционала P [85].

Рассмотрим алгоритм решения данной задачи подробнее [85].

Исходные данные, такие как стоимость обслуживания кустов с

рассматриваемых ремонтных баз, для удобства необходимо отобразить в табличном варианте в виде матрицы. Макет таблицы приведен в таблице А.7 приложения А [85].

Обозначим $w(i)$ как вариант, состоящий из всех баз, вошедших в вариант w , за исключением i -ой базы (если i -я база входит в вариант w , то в варианте $w(i)$ ее нет). Если i -я база в вариант w не входит, то w и $w(i)$ совпадают. Получение из варианта w варианта $w(i)$ будем называть исключением i -ой базы из варианта w [85].

Если все базы, входящие в вариант g , входят в вариант w , то запишем $g \subset w$ [85].

Таким образом, вариант g является подмножеством варианта w , вариант g входит в вариант w . Если i_0 -я входит в вариант w , то при ее исключении из w значение функционала $P(w)$ уменьшится на величину C_{i_0} и увеличится на $\Delta_{i_0}^w$, рассчитываемую в соответствии с формулой (2.7) [85]:

$$\Delta_{i_0}^w = \sum_{j=1}^n \min_{i \in w(i_0)} C_{ij} - \sum_{j=1}^n \min_{i \in w} C_{ij} , \quad (2.7)$$

Аналогичное утверждение действительно и для варианта $g \subset w$, правда, увеличение в этом случае обозначим в соответствии с формулой (2.8) [85]:

$$\Delta_{i_0}^g = \sum_{j=1}^n \min_{i \in g(i_0)} C_{ij} - \sum_{j=1}^n \min_{i \in g} C_{ij} , \quad (2.8)$$

Если база i_0 входит в вариант g , то $\Delta_{i_0}^g \geq \Delta_{i_0}^w$. [85]

Все кусты, обслуживаемые с i_0 -й базы в варианте w , очевидно, будут обслуживаться с этой же базы в варианте g , и исключение i_0 -й базы из варианта g обойдется не дешевле, чем ее исключение из w [85].

Отсюда выведем утверждение, которое можно доказать от противного. Если $P(w) < P(w(i))$, то оптимальный вариант не может быть

подмножеством варианта $w(i)$. Сформированное утверждение позволяет сократить перебор вариантов и дает правило отсева: если для некоторого варианта w справедливо неравенство $P(w) < P(w(i))$, то варианты, входящие в вариант $w(i)$, рассматривать не следует [85].

Для дальнейшего удобства изложения алгоритма расчета примем обозначение: $\{...\}$ – вариант, в который входят все базы, за исключением перечисленных в фигурных скобках [85].

Например: $\{m\}$ – вариант, в который входят все базы от 1 до m .
 $\{1;2\}$ – вариант, в который входят все базы, кроме 1 и 2 [85].

Соответствующее варианту $\{...\}$ значение функционала будем писать, добавляя слева букву P $\{...\}$ [85].

Расчет начинается с рассмотрения варианта $\{m\}$ [85].

Чтобы посчитать $P\{m\}$ нужно найти минимум в каждой графе (если матрицу располагать, согласно таблице А.7 приложения А) и отметить его. В каждой графе должно быть отмечено только одно число. Взяв сумму всех отмеченных чисел и добавив к ней сумму всех C_i , получим значение функционала P для варианта $\{m\}$ [85].

Далее рассмотрим варианты $\{i\}$, $i=1,2,\dots, m$ [85].

При исключении i_0 -й из какого-либо варианта w значение функционала P уменьшается на величину C_{i_0} , но при этом увеличивается на $\Delta_{i_0}^w$ [85].

Если разность $C_{i_0} - \Delta_{i_0}^w \geq 0$, то значение функционала, соответствующее вновь полученному варианту, не больше $P(w)$. Вычитая эту разность из $P(w)$ получим значения функционала для нового варианта $w(i_0)$ [85].

Следующие шаги алгоритма будем фиксировать в виде таблицы А.7, приведенной в приложении А, в которой отражаются значения функционала $P\{...\}$ и номера рассматриваемых вариантов размещения ремонтных баз [85].

Каждому шагу будет соответствовать своя таблица. Каждая непустая графа средней строки означает некоторый вариант. Число в такой графе –

значение функционала в данном варианте [85].

Графы верхней строки соответствуют вариантам $\{i\}$, $i=1,2,\dots, m$ и в них записаны соответствующие значения функционала, если при расчете варианты размещения баз не дают снижения значения функционала, то графы остаются пустыми. В дальнейшем эти варианты и варианты, в них входящие, рассматриваться не будут. Здесь применено правило отсева [85].

В дальнейшем будем получать новые варианты значения функционала $P\{\dots\}$ способом пересечения какого-либо одного варианта размещения ремонтных баз с другим, и переходить к следующему шагу. Во все таблицы будем включать только те варианты, которые либо просматриваются на данном шагу, либо еще будут рассматриваться. Все просмотренные и отсеянные варианты в таблицы вноситься не будут [85].

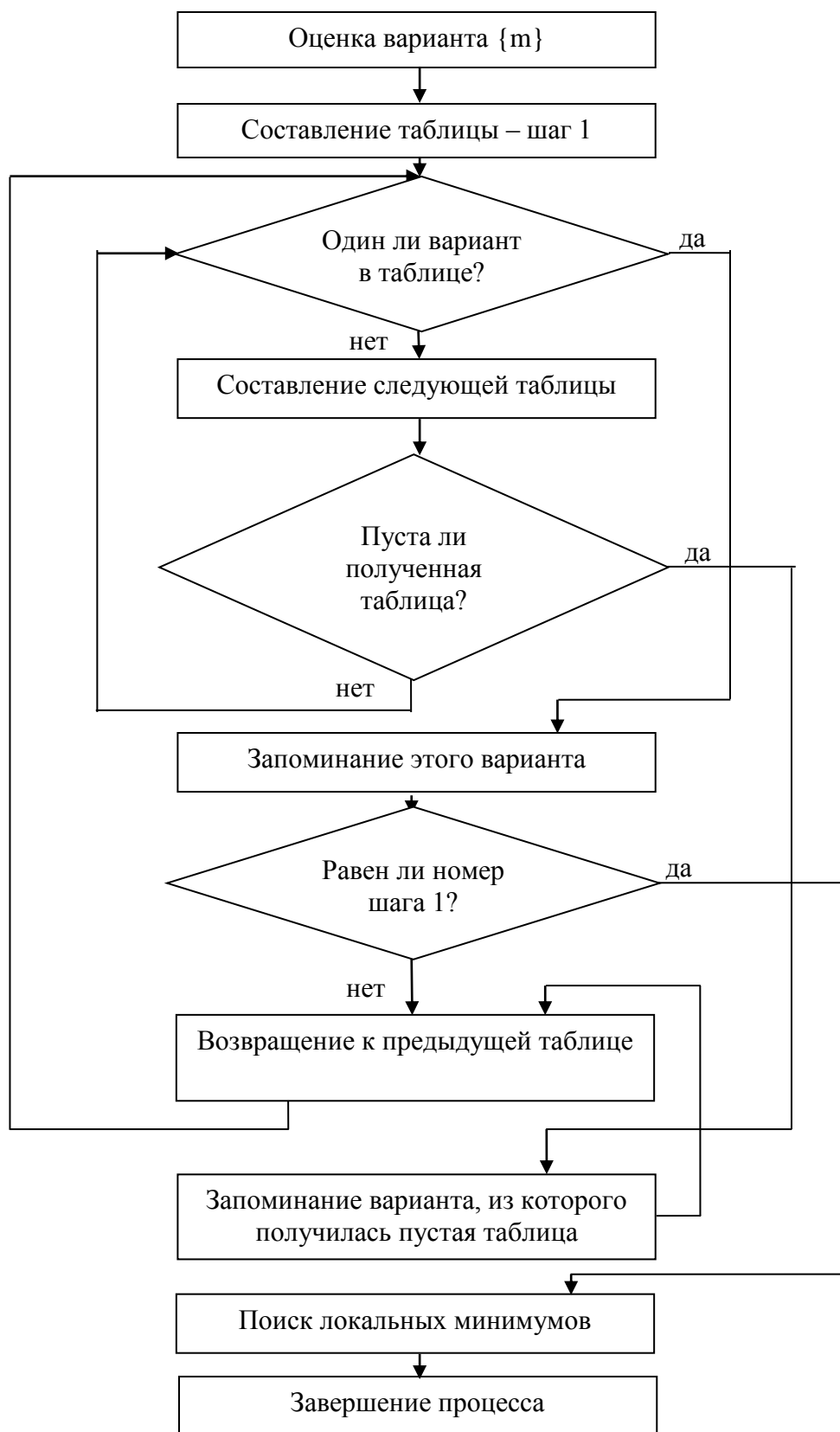
При проведении последовательных расчетов нетрудно заметить, что алгоритм можно интерпретировать как переход от одной таблицы к другой. Иногда от одной таблицы нельзя перейти к таблице с большим номером шага. Это бывает в двух случаях: когда в таблице всего один вариант, и когда таблица следующего шага получается пустой. Последнее означает, что все полученные варианты отсеиваются. Если от таблицы нельзя перейти к таблице с большим номером шага, то все варианты, соответствующие данной таблице, восстанавливаются и запоминаются. По таблицам легко восстановить варианты размещения ремонтных баз. Для этого в фигурных скобках нужно записать все числа из вторых строк предыдущих таблиц и номер графы, занимаемой значением P для данного варианта [85].

Оптимальным вариантом размещения ремонтных баз является вариант, добавление к которому или исключение из которого некоторой базы, ведет к увеличению транспортных затрат (функционала P) [85].

Алгоритм решения задачи приведен на рисунке 2.6 [85].

Таким образом, количество и места оптимального размещения ремонтных баз для проведения ремонтного обслуживания основного оборудования электрических сетей зависят от объема запланированных

ремонтных работ, количества вероятных мест размещения ремонтных баз и правильного разбиения сетевой компании на участки (кусты) [85].



Источник: [85].

Рисунок 2.6 – Алгоритм решения задачи по оптимальному размещению ремонтных баз для обслуживания электрических сетей

Определившись с местом осуществления ремонтного обслуживания (на месте установки электрооборудования, либо на ремонтной базе), необходимо выявить оптимальное соотношение хозяйственного и подрядного способов ремонтов [85].

Некорректное распределение объемов между способами ремонтного обслуживания в современных условиях оборачивается дополнительными расходами компании и влияет на качество ремонтов оборудования [85].

3. Механизм выбора способов организации ремонтного обслуживания оборудования распределительных электросетевых компаний [85].

Весь объем распределяемых ремонтных работ, включающий в себя ремонтное обслуживание электрооборудования на месте установки и на ремонтной базе, определяется по формуле (2.9) [85].

$$V_{\text{раб}} = V_{\text{му}} + V_{\text{рб}}, \quad (2.9)$$

где $V_{\text{раб}}$ – объем распределяемых ремонтных работ [85];

$V_{\text{му}}$ – объем ремонтных работ на месте установки электрооборудования [85];

$V_{\text{рб}}$ – объем ремонтных работ на ремонтной базе [85].

Объем ремонтных работ на месте установки электрооборудования определяется по формуле (2.10):

$$V_{\text{му}} = (T_{\text{рем1}} * k_1 + T_{\text{рем2}} * k_2 + T_{\text{рем3}} * k_3 + \dots + T_{\text{ремn}} * k_n), \quad (2.10)$$

где $T_{\text{рем1}}, T_{\text{рем2}}, T_{\text{рем3}}, T_{\text{ремn}}$ – затраты времени, необходимые для ремонтного обслуживания каждого вида электрооборудования на месте установки [85];

k_1, k_2, k_3, k_n – количество каждого вида электрооборудования, подлежащего ремонту [85].

Как было описано выше, в зависимости от климатической зоны, в которой функционирует распределительная электросетевая компания, должно соблюдаться следующее условие [85]:

$$(T_{\text{рем}1} * k_1 + T_{\text{рем}2} * k_2 + T_{\text{рем}3} * k_3 + \dots + T_{\text{рем}n} * k_n) \leq z * t$$

где z – коэффициент, учитывающий суммарное время на ремонтное обслуживание электрооборудования в течение года на месте установки в зависимости от климатической зоны (для I климатической зоны равен 1, для II – 0,83, для III – 0,75, для IV – 0,42);

t – годовой фонд рабочего времени.

В результате этого весь комплекс запланированных работ на месте установки оборудования, например, в IV климатической зоне осуществляется в период с мая по сентябрь текущего года ($0,42t$), и нет возможности полностью загрузить ремонтную бригаду в течение всего года, следовательно, ремонтное обслуживание необходимо осуществлять только подрядным способом $V_{\text{пс}}$ с целью экономии собственных средств ($V_{\text{пс}} = V_{\text{му}}$) [85].

На выполнение комплекса работ на ремонтной базе $V_{\text{рб}}$ климатические условия не влияют, и персонал может быть полностью загружен в течение года [85]. Соответственно, объем ремонтных работ на ремонтной базе определяется по формуле (2.11):

$$V_{\text{рб}} = V_{\text{рем}} + V_{\text{дм}} , \quad (2.11)$$

где $V_{\text{рем}}$ – объем ремонта оборудования непосредственно на ремонтной базе [85], который определяется по формуле (2.12):

$$V_{\text{рем}} = (T_{\text{ди}1} * k_1 + T_{\text{ди}2} * k_2 + T_{\text{ди}3} * k_3 + \dots + T_{\text{дин}} * k_n) , \quad (2.12)$$

где $T_{\text{ди}1}, T_{\text{ди}2}, T_{\text{ди}3}, T_{\text{дин}}$ – затраты времени, необходимые на ремонт каждого вида демонтированного изделия на ремонтной базе [85];

k_1, k_2, k_3, k_n – количество каждого вида электрооборудования, подлежащего ремонту [85].

Очевидно, что при наличии собственной ремонтной базы ремонт там должен проводиться в течение всего года (t). Отсюда следует, что работы на ремонтной базе необходимо осуществлять хозяйственным способом V_{xc} ($V_{xc} = V_{рем}$) [85].

$V_{дм}$ – объем работ, необходимый на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки электрооборудования при осуществлении ремонта на ремонтной базе [85], который определяется по формуле (2.13):

$$V_{дм} = (T_{дм1} * k_1 + T_{дм2} * k_2 + T_{дм3} * k_3 + \dots + T_{дмn} * k_n), \quad (2.13)$$

где $T_{дм1}, T_{дм2}, T_{дм3}, T_{дмn}$ – затраты времени, необходимые на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки каждого вида электрооборудования [85];

k_1, k_2, k_3, k_n – количество каждого вида электрооборудования, подлежащего ремонту [85].

Объем работ, необходимый на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки электрооборудования может быть выполнен как подрядным $V_{пс}$, так и хозяйственным способом V_{xc} в зависимости от загруженности собственного ремонтного персонала N_{xc} при осуществлении ремонта непосредственно на ремонтной базе, которая определяется по формуле (2.14) [85].

$$N_{xc} = \frac{V_{рб}}{t}, \quad (2.14)$$

где t – годовой фонд рабочего времени [85].

При условии выполнения комплекса работ на ремонтной базе и полной загруженности определенного выше количества бригад ремонтного

персонала $V_{xc} = V_{pb}$ [85].

Если количество определенных выше ремонтных бригад превышает целое число, то часть работ по демонтажу, монтажу (замене), наладке, ожиданию погрузки и разгрузки электрооборудования V_{dm} следует отнести к подрядному способу V_{pc} . Данная задача решается методом перебора [85].

Из всего вышесказанного, в соответствии с формулами (2.15, 2.16), следует [85]:

$$V_{pc} = V_{my} + \Delta V_{dm1}, \quad (2.15)$$

$$V_{xc} = V_{rem} + \Delta V_{dm2}, \quad (2.16)$$

где $\Delta V_{dm1}, \Delta V_{dm2}$ – часть работ по демонтажу, монтажу (замене), наладке, ожиданию погрузки и разгрузки электрооборудования, осуществляемых подрядным и хозяйственным способом [85].

Таким образом, доли ремонтных работ, выполняемых подрядным и хозяйственным способами ремонтного обслуживания Δ_{pc}, Δ_{xc} , определяются по формулам (2.17, 2.18) [85]:

$$\Delta_{pc} = \frac{V_{pc}}{V_{rab}} * 100\%, \quad (2.17)$$

$$\Delta_{xc} = \frac{V_{xc}}{V_{rab}} * 100\%, \quad (2.18)$$

Итак, сформированные механизмы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний позволяют таким компаниям планировать ремонтные работы в течение года путем организации работ на ремонтной базе и создания обменного фонда, а также решить проблему с выбором способа ремонтного обслуживания. Все это приводит к увеличению качества ремонтного обслуживания, повышению надежности работы электрооборудования и сокращению издержек на ремонты [85].

Стоит отметить, что проблемы, связанные с ремонтным обслуживанием электрооборудования, в настоящее время особо остро наблюдаются в распределительных электросетевых компаниях, осуществляющих свою деятельность в регионах крайнего Севера России (IV климатическая зона). Там на систему организации ремонтного обслуживания электрооборудования дополнительно оказывают влияние климатический и территориальный факторы. При этом в случае прекращения электроснабжения потребителя (на указанной территории основными потребителями электрической энергии являются нефтегазодобывающие компании) даже на короткий срок в связи с аварийными отключениями из-за некачественного ремонтного обслуживания указанные потребители могут понести значительные финансовые потери [82].

В силу специфики своей деятельности распределительные электросетевые компании, в основном, имеют однородную структуру управления, из чего следует, что применение результатов исследования можно провести на одной конкретной компании. Соответственно, эффективность применения сформированных механизмов предлагается рассмотреть на примере филиала АО «Тюменьэнерго» Сургутские электрические сети, расположенного в территориальных и климатических условиях крайнего Севера Западной Сибири [85].

Выводы по главе 2

В результате исследования и развития механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний были сделаны следующие выводы:

1. В ходе исследования системы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний сформирована комплексная схема управления ремонтным обслуживанием в

электросетевом комплексе и выявлены ее основные проблемы на современном этапе развития. Так, вместо ожидаемого эффекта от организации ремонтного обслуживания преимущественно подрядным способом произошла дезорганизация сервисных услуг с тенденцией удорожания этих услуг и в ряде случаев снижением их качества;

2. Выявлены и оценены основные факторы, влияющие на управление ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний, такие как величина создания ремонтного (обменного) фонда транспортабельного оборудования; количественное и качественное размещение баз для ремонта оборудования и способы организации ремонтного обслуживания оборудования (хозяйственный и подрядный способ, либо их оптимальное соотношение);

3. В результате проведенного комплексного исследования системы управления ремонтным обслуживанием оборудования сформированы механизмы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний:

– предложен механизм формирования обменного (ремонтного) фонда транспортабельного оборудования распределительных электрических сетей с использованием метода экспертных оценок, который в отличие от известных нормативных подходов позволяют оптимизировать графики ремонтного обслуживания оборудования в течение календарного года, снизить их зависимость от потребителей электроэнергии и климатических условий в которых работает электросетевая компания, что ведет к сокращению затрат компании на ремонтное обслуживание;

– разработан механизм совершенствования размещения баз ремонтного обслуживания оборудования распределительных электрических сетей при создании обменного (ремонтного) фонда, позволяющий оптимизировать их количество и места расположения с учетом требуемого объема ремонтных работ и развития инфраструктуры рассматриваемой территории региона, что ведет к значительной экономии эксплуатационных затрат компании;

– предложен механизм выбора способов организации ремонтного обслуживания оборудования распределительных электросетевых компаний, позволяющий определять оптимальное соотношение хозяйственного и подрядного способа с целью повышения качества и эффективности ремонтных работ.

ГЛАВА 3

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТНЫМ ОБСЛУЖИВАНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

3.1 Оценка состояния основного электрооборудования региональной электросетевой компании (на примере Сургутских электрических сетей)

Сургутские электрические сети, одно из старейших предприятий энергосистемы АО «Тюменьэнерго», в функции которого входит транспортировка электроэнергии на территории Среднего Приобья Тюменской области по сетям напряжением 35-110 кВ и обеспечение бесперебойного снабжения электроэнергией предприятий и организаций потребителей.

В зону обслуживания предприятия входит 2/3 территории Сургутского административного района Ханты-Мансийского автономного округа, который по своим климатическим условиям приравнен к районам крайнего Севера (IV климатическая зона).

Ханты-Мансийский автономный округ является одним из стратегических регионов России, обеспечивающий энергетическую безопасность страны, и, согласно статистическим данным, занимает лидирующие позиции по добыче газа и нефтепродуктов (по газу – второе место, по нефти – первое место).

Таким образом, основными потребителями электроэнергии, передаваемой по сетям Сургутских электрических сетей, являются компании нефтяной и газовой промышленности, такие как ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Газпром трансгаз Сургут», являющееся 100-процентным дочерним Обществом ПАО «Газпром», и прочие. Сбои в электроснабжении таких компаний, связанных с авариями электрооборудования по причине его

высокого износа, могут привести к большим финансовым потерям. В этих условиях поддержание электрооборудования Сургутских электрических сетей в работоспособном состоянии за счет качественного и своевременного выполнения ремонтных работ является первоочередной задачей предприятия. Как уже было сказано ранее, замену изношенного парка оборудования на новое невозможно провести по финансовым причинам.

Сургутские электрические сети – это более 1100 км трасс линий электропередач, 63 подстанции, 60 из которых напряжением 110 кВ, 3 подстанции – 35 кВ [98].

Территориальная площадь обслуживания – более 74 тыс. кв. км.

Максимальное расстояние по обслуживанию подстанций – 220 км.

Объем условных единиц основного оборудования – более 13 тыс. у.е.

В состав филиала в соответствии с количеством районных центров организовано три района электрических сетей по обслуживанию подстанций и один район по обслуживанию ВЛ [98]:

1. Сургутский РЭС – центр г. Сургут.
2. Лянторский РЭС – центр г. Лянтор.
3. Федоровский РЭС – центр п. Федоровский.
4. Высоковольтный РЭС – центр г. Сургут.

Сургутский РЭС обслуживают подстанции 35 кВ и выше, ТП 10/0,4 кВ. Лянторский РЭС обслуживают подстанции 110 кВ. Федоровский РЭС обслуживают подстанции 35 кВ и выше. Высоковольтный РЭС обслуживает ВЛ 110-0,4 кВ.

На балансе Сургутских электрических сетей имеется одна резервная передвижная подстанция 110 кВ, обслуживаемая Сургутским РЭС.

В филиале имеются службы и отделы, задействованные в организации ремонтного обслуживания в соответствии с таблицей 3.1. Их место в общей структуре предприятия можно посмотреть на рисунке Б.1 приложения Б.

Оперативное управление в распределительных сетях осуществляется оперативно-выездными бригадами, подчиненными диспетчерам РЭС.

Таблица 3.1 – Основные функции управленческих служб, задействованных в организации ремонтного обслуживания

Наименование отдела (службы)	Основные функции
1	2
Отдел экономики	<ol style="list-style-type: none"> 1. Организация разработки и контроль за выполнением планов текущего и перспективного развития сетей, проектирования и строительства новых объектов. 2. Организация работ по подготовке присоединения потребителей к сетям. 3. Организация работы технического совета, проведение оперативных и технических совещаний у руководства. 4. Организация разработки сводных планов ремонтов и технического обслуживания, реконструкции и модернизации оборудования, технического перевооружения энергообъектов предприятия. Контроль за выполнением планов ремонтов, технического обслуживания энергетического оборудования. 5. Организация разработки планов повышения надёжности и экономичности работы оборудования. 6. Организация планирования и контроль за проведением работ по подготовке сетей к работе в осеннее зимний период, пропуску весеннего паводка, грозовому сезону. 7. Организация работ по внедрению и освоению новой техники, мероприятий по научной организации труда, механизации и автоматизации производства, сокращению применения ручного труда, повышению производительности труда.
Служба эксплуатации и ремонта высоковольтных линий	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обеспечение электроснабжения потребителей, согласно заключенным договорам. 2. Содержание линий электропередачи в соответствии с требованиями нормативных документов и действующих директивных материалов. 3. Организация работы с персоналом в соответствии с Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации.

Продолжение таблицы 3.1

1	2
Служба эксплуатации и ремонта подстанций	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение уровня работы и безопасности работ основного подстанционного оборудования; 2. Разработка и согласование годовых и многолетних графиков технического обслуживания, средних и капитальных ремонтов основного и подстанционного оборудования, согласование разработанных начальниками РЭС графиков технического обслуживания и технического ремонта основного подстанционного оборудования РЭС; 3. Подготовка технического обслуживания и ремонтов основного подстанционного оборудования, контроль их выполнения. 4. Ведение учета и анализа технического состояния основного и подстанционного оборудования и подстанции в целом.
Служба релейной защиты электроавтоматики и электроизмерений	<ol style="list-style-type: none"> 1. Оснащение находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении диспетчера электрических сетей линий электропередач, шин, трансформаторов, автотрансформаторов, другого оборудования устройствами РЗА, ПАА и средствами электрических измерений в целях обеспечения устойчивой и экономичной работы электрических сетей, локализации нарушений нормального режима, бесперебойного электроснабжения потребителей. 2. Обеспечение высокого технического уровня и культуры эксплуатации всех устройств РЗА и средств электрических измерений, установленных на объектах предприятия. 3. Соответствие эксплуатации, содержания и технического состояния энергоустановок (оборудования, зданий и сооружений) требованиям нормативных документов. 4. Учет технического состояния основного и вспомогательного оборудования объектов, зданий и сооружений. 5. Расследование и учет технологических нарушений в работе электроустановок и их элементов.

Продолжение таблицы 3.1

1	2
Производственно-техническая служба	<ol style="list-style-type: none"> 1. Организация разработки и контроль за выполнением планов текущего и перспективного развития сетей, проектирования и строительства новых объектов. 2. Организация работ по подготовке присоединения потребителей к сетям. 3. Организация работы технического совета, проведение оперативных и технических совещаний у руководства. 4. Подготовка общесетевых материалов. 5. Организация разработки сводных планов ремонтов и технического обслуживания, реконструкции и модернизации оборудования, технического перевооружения энергообъектов предприятия. Контроль за выполнением планов ремонтов, технического обслуживания энергетического оборудования. 6. Организация разработки планов повышения надёжности и экономичности работы оборудования. 7. Организация планирования и контроль за проведением работ по подготовке сетей к работе в осенне-зимний период, пропуску весеннего паводка, грозовому сезону. 8. Организация работ по внедрению и освоению новой техники, мероприятий по научной организации труда, механизации и автоматизации производства, сокращению применения ручного труда, повышению производительности труда. 9. Организация и контроль строительства новых линий электропередач, электроподстанций, зданий и сооружений. 10. Организация работ по рационализации, изобретательству, внедрению новой техники и передовых технологий, стандартизации, научной организации труда, научно-технической информации. 11. Организация планирования работ по техническому перевооружению, модернизации и реконструкции объектов и оборудования.

Продолжение таблицы 3.1

1	2
Сургутский РЭС, Лянторский РЭС, Федоровский РЭС, Высоковольтный РЭС	1. Отпуск электроэнергии абонентам. 2. Эксплуатация электросетей. 3. Строительство, ремонт и реконструкция объектов электросетей.

Источник: составлено автором.

Оперативное управление оборудованием подстанций осуществляется через дежурных подстанций и оперативно-выездные бригады дежурным диспетчером филиала АО «Тюменьэнерго» Сургутские электрические сети.

Формирование объемов ремонтного обслуживания основного оборудования ПС осуществляется персоналом службы эксплуатации и ремонта подстанций на основе многолетних графиков и данных, предоставленных РЭСами по результатам пред ремонтного обследования технического состояния основного оборудования.

Общие данные по объемам ремонтной деятельности в целом по Сургутским электрическим сетям за период 2016-2017 годы представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Фактические данные ремонтного обслуживания основного оборудования ПС по Сургутским электрическим сетям за 2016-2017 годы

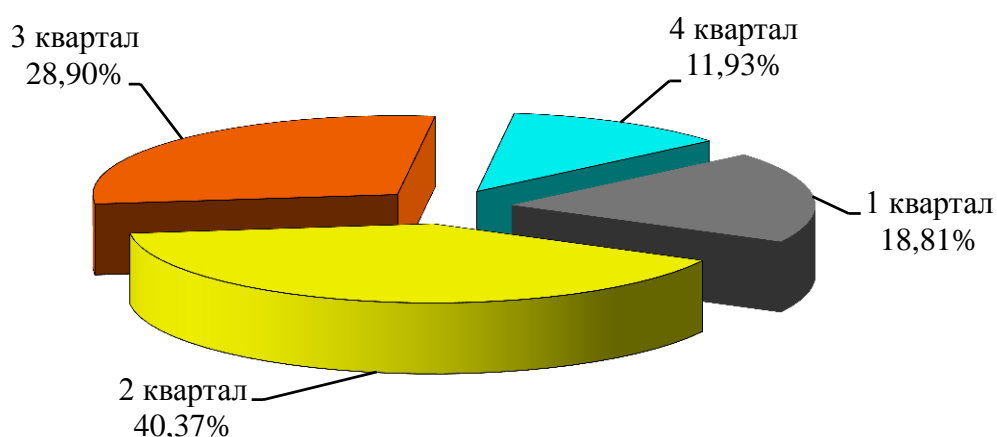
В штуках

Наименование оборудования ПС	Количество	Срок выполнения работ (квартал)				Итого за 2016 год	Итого за 2017 год
		1	2	3	4		
Ремонт силовых трансформаторов 35-110 кВ	20	0	6	6	8	10	10
Ремонт выключателей:	142	41	44	39	18	68	74
- 110 кВ	35	3	3	22	7	21	14
- 35 кВ	58	0	35	17	6	22	36
- 6-10 кВ	49	38	6	0	5	25	24
Ремонт разъединителей 35-110 кВ	56	0	38	18	0	0	56
ИТОГО	218	41	88	63	26	78	140

Источник: составлено автором.

Ремонт основного оборудования подстанций осуществляется подрядной организацией. В 2017 году количество ремонтируемого оборудования увеличилось по сравнению с 2016 годом из-за вывода в ремонт разъединителей 35-110 кВ.

Долевое распределение объектов ремонтного обслуживания по кварталам года представлено на рисунке 3.1.



Источник: составлено автором.

Рисунок 3.1 – Долевое распределение объектов ремонтного обслуживания по кварталам года

Основной объем ремонтов приходится на 2-3 кварталы (69,27 %), это связано, прежде всего, с территориальными и климатическими условиями Крайнего Севера.

В рамках диссертационного исследования была выполнена оценка состояния основного электрооборудования подстанций: трансформаторы 6-110 кВ; выключатели 6-110 кВ; разъединители 35-110 кВ.

Из анализа были исключены разрядники 6-110 кВ, ограничители перенапряжения 6-110 кВ, трансформаторы тока и напряжения 35-110 кВ, конденсаторы связи, так как при повреждении данное оборудование требует замены и ремонту не подлежит.

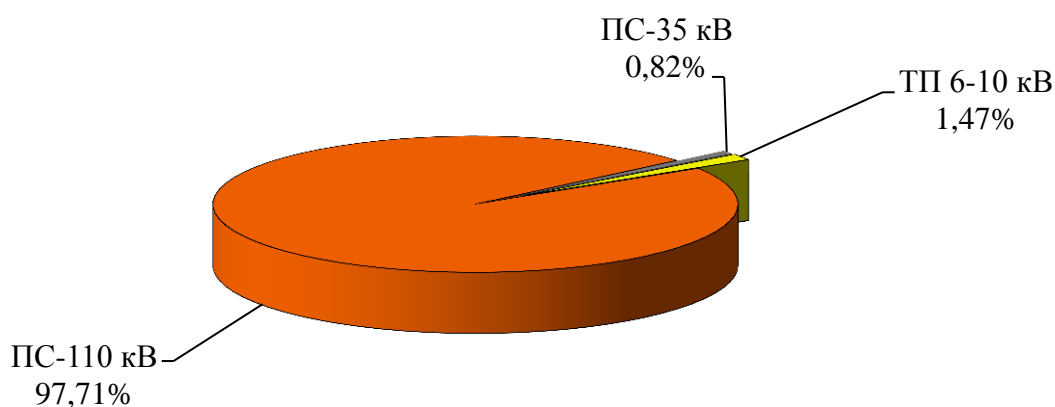
Сведения о типе и мощности установленных и подключенных силовых трансформаторов в обобщенном виде по уровням напряжения представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Установленная мощность силовых трансформаторов

Итого трансформаторов (по уровням напряжений)	Количество, шт.	Суммарная мощность, МВА
110 кВ	120	3 323,2
35 кВ	4	28
6-10 кВ	86	50,032
Трансформаторы СН 6-10/0,4 кВ	142	33,561

Источник: составлено автором.

На рисунке 3.2 представлено распределение ПС 35-110 кВ и ТП 6-10 кВ по установленной трансформаторной мощности.



Источник: составлено автором.

Рисунок 3.2 – Распределение ПС 110-35 кВ и ТП 6-10 кВ по установленной мощности трансформаторов

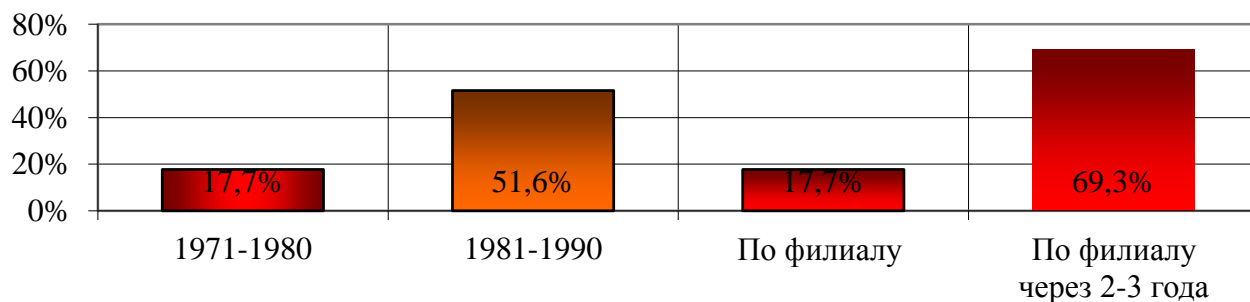
Оценка состояния силовых трансформаторов, приведенная в таблице 3.4, показала, что, по состоянию на конец 2017 года средний срок их эксплуатации составляет более 22 лет при норме 25 лет, из них 17,7 % трансформаторов 35-110 кВ имеют срок службы превышающий нормативный. Также следует отметить, что через три-четыре года количество трансформаторов этой группы, превышающих установленный срок, возрастет более чем в 4 раза.

Распределение трансформаторов 35-110 кВ со сверхнормативным сроком эксплуатации представлено на рисунках 3.3 и 3.4.

Таблица 3.4 – Оценка состояния силовых трансформаторов

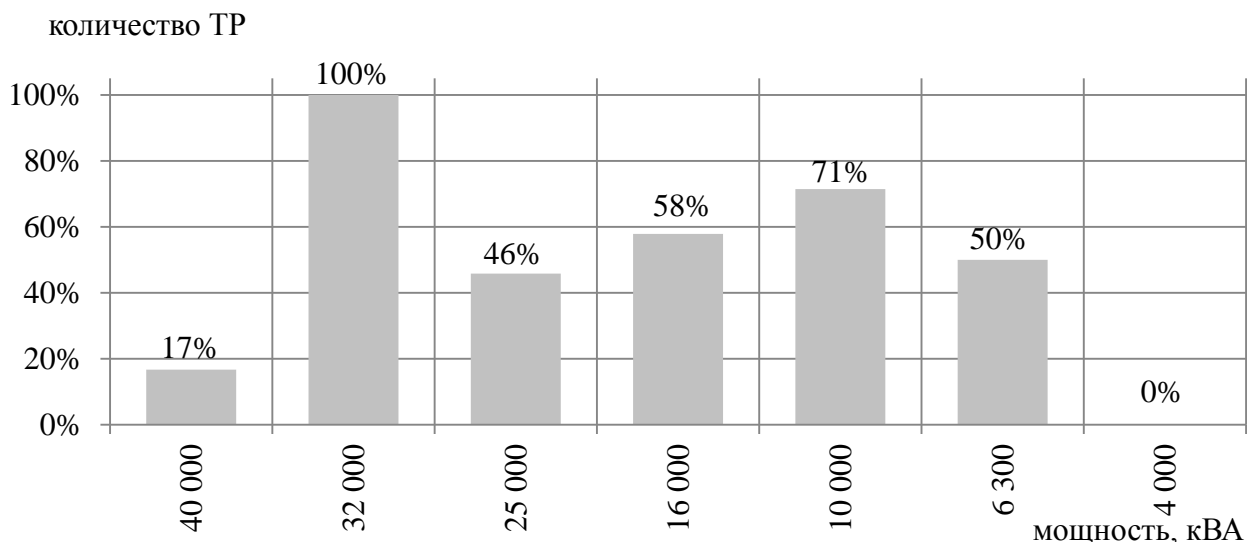
Мощность трансформаторов, кВА	Количество трансформаторов, шт.	Количество трансформаторов по годам, шт.				Средний срок эксплуатации, лет	Количество трансформаторов, превышающих сроки нормативной эксплуатации, шт.
		1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2017		
110/(35)/10 (6) кВ							
40 000	42	-	18	1	23	13	7
32 000	2	2	-	-	-	31	2
25 000	48	8	33	7	-	25	22
16 000	19	9	7	2	1	27	11
10 000	5	1	4	-	-	28	5
6 300	4	2	2	-	-	26	2
35/10 кВ							
10000	2	-	-	-	2	1	-
4000	2	-	-	-	2	1	-
	ИТОГО	22	64	10	28		49
6(10) кВ							
10	3	-	-	-	3	9	-
63	4	-	-	1	3	10	-
100	1	-	1	-	-	21	-
160	1	-	1	-	-	25	1
250	10	-	5	5	-	18,5	4
400	20	-	5	12	3	16	5
630	33	-	6	16	11	13	-
1000	10	-	2	2	6	8	-
1600	2	-	2	-	-	22	-
2500	2	-	-	-	2	1	-
	ИТОГО	-	22	36	28		10

Источник: составлено автором.



Источник: составлено автором.

Рисунок 3.3 – Распределение трансформаторов 35-110 кВ со сверхнормативным сроком эксплуатации по годам (от общего количества)



Источник: составлено автором.

Рисунок 3.4 – Количество трансформаторов 35-110 кВ со сверхнормативными сроками эксплуатации

Анализ данных по срокам эксплуатации трансформаторов 35-110 кВ и 10/0,4 кВ показал, что:

1. Свыше 17,7 % силовых трансформаторов эксплуатируются сверхнормативного срока согласно рисунку 3.3. При этом у 51,6 % трансформаторов срок эксплуатации приближается к нормативному;

2. Количество трансформаторного парка мощностей 32 000 кВА; 16 000 кВА; 10 000 кВА; 6 300 кВА со сверхнормативными сроками эксплуатации представлено на рисунке 3.4 и составляет более 50 % от общего их количества. Через 2-3 года общее количество всех типов трансформаторов эксплуатирующихся сверхнормативного срока составит около 70 %;

3. Сверхнормативного срока эксплуатируется около 12 % трансформаторов 10/0,4 кВ. В ближайшие 2-3 года общее количество указанных трансформаторов эксплуатирующихся сверхнормативного срока и даже приближающихся к нему значительно не возрастет, так как основная их доля была введена в эксплуатацию в конце девяностых и начале двухтысячных годов.

Оценка состояния разъединителей 35-110 кВ, приведенная в таблице 3.5, показала, что свыше 40 % разъединителей 35-110 кВ эксплуатируются сверхнормативного срока. Через 2-3 года общее количество разъединителей 35-110 кВ эксплуатирующихся сверхнормативного срока составит более 75 % от общего их количества.

Таблица 3.5 – Оценка состояния разъединителей 35-110 кВ

Класс напряжения	Всего	до 15 лет	16 - 20 лет	21 - 25 лет	Свыше 25 лет
кВ	шт.	шт.	шт.	шт.	шт.
110	477	116	43	158	160
35	664	48	56	250	310
Всего	1141	164	99	408	470

Источник: составлено автором.

Оценка состояния выключателей 6(10)-110 кВ, приведенная в таблице 3.6, позволяет сделать вывод о том, что свыше 27 % выключателей 6(10)-110 кВ эксплуатируются сверхнормативного срока. Через 2-3 года общее количество выключателей 6(10)-110 кВ, эксплуатирующихся сверхнормативного срока составит более 53 %.

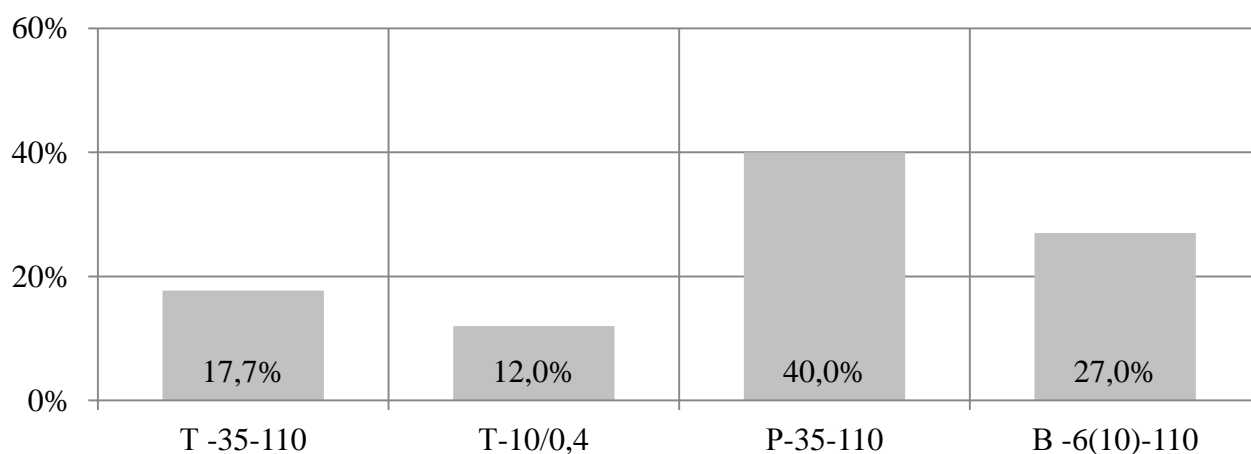
Таблица 3.6 – Оценка состояния выключателей 6(10)-110 кВ

Класс напряжения.	Всего	до 15 лет	16 - 20 лет	21 - 25 лет	Свыше 25 лет
кВ	шт.	шт.	шт.	шт.	шт.
110					
элегазовые	42	40	-	2	-
маломасляные	105	3	35	65	2
35					
элегазовые	14	14	-	-	-
вакуумные	22	22	-	-	-
масляные баковые	245	-	35	98	112
6 (10)					
масляные	261	-	19	87	155
вакуумные	298	298	-	-	-
Всего	987	377	89	252	269

Источник: составлено автором.

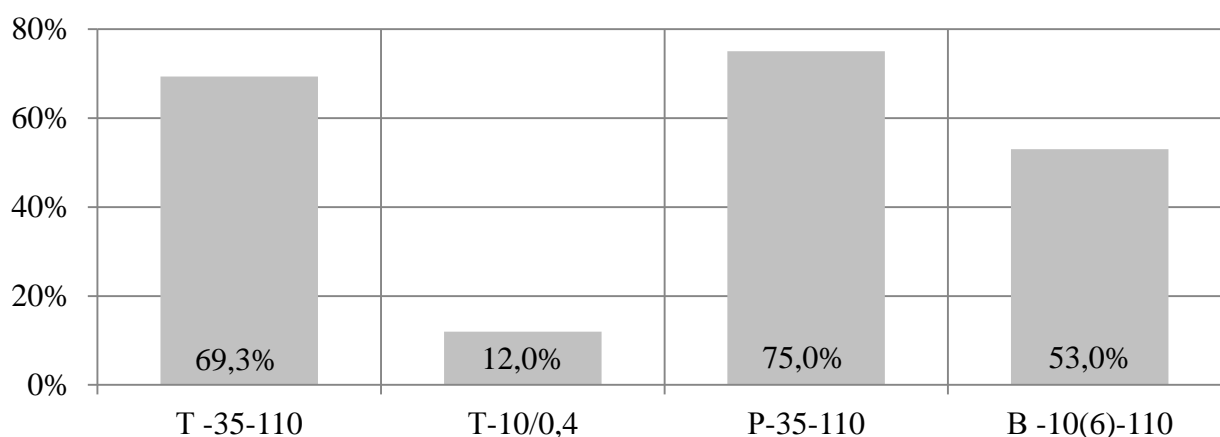
Основной парк выключателей составляют масляные выключатели 6(10)-110 кВ – свыше 62 %. Оставшаяся доля приходится на элегазовые и вакуумные выключатели, срок использования которых составляет более 40 лет. Их практическое применение началось сравнительно недавно. В современных условиях при построении новой подстанции предпочтение отдается установке именно таких выключателей.

Оценка общего состояния основного оборудования подстанций филиала АО «Тюменьэнерго» Сургутские электрические сети на конец 2017 года и к 2021 году отражена на рисунках 3.5 и 3.6.



Источник: составлено автором.

Рисунок 3.5 – Оценка состояния основного оборудования подстанций к концу 2017 года (со сверхнормативным сроком эксплуатации)



Источник: составлено автором.

Рисунок 3.6 – Оценка состояния основного оборудования подстанций к 2021 году (со сверхнормативным сроком эксплуатации)

Оценка состояния основного оборудования подстанций показала, что к 2021 году потребуется проведение плановой замены силовых трансформаторов (69,3 %), выключателей 6(10)-110 кВ (53 %), разъединителей 35-110 кВ (75 %) исходя из превышения сроков эксплуатации. Между тем замену провести не удастся по финансовым причинам: потребуются крупные инвестиции, что может вызвать скачек тарифа на электроэнергию. Следовательно, необходимо решить эту проблему за счет продления срока эксплуатации электрооборудования путем проведения ремонтного обслуживания, что позволит сократить затраты и повысить надежность его работы.

Таким образом, на основании проведенной оценки состояния основного электрооборудования Сургутских электрических сетей можно сделать вывод о том, что в сложившихся условиях необходимо совершенствовать систему ремонтного обслуживания энергооборудования с помощью новых механизмов управления.

В рамках диссертационного исследования в предыдущей главе были сформированы механизмы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний, которые направлены на решение ряда назревших проблем.

3.2 Обоснование научно-практических рекомендаций по развитию системы управления ремонтным обслуживанием оборудования (на примере Сургутских электрических сетей)

В настоящее время выполнение ремонтного обслуживания основного электрооборудования подстанций (далее оборудования) Сургутских электрических сетей (СурЭС) осуществляется силами подрядных организаций (далее подрядчиков), привлекаемых на основе договоров.

Организация ремонтного обслуживания на предприятии и

взаимоотношения с подрядчиками регламентируются: действующим законодательством Российской Федерации, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей», «Положением об организации договорной работы в филиале АО «Тюменьэнерго» Сургутские электрические сети», «Положением о порядке взаимодействия филиалов АО «Тюменьэнерго» и подрядных организаций при организации технического обслуживания и ремонта на объектах электрических сетей АО «Тюменьэнерго», а также договорами, заключаемыми в отношении имущества, находящегося в ведении Сургутских электрических сетей, или для выполнения работ и услуг, связанных с таким имуществом: договорами подряда, договорами аренды имущества, договорами на оказание услуг.

Подрядчики, как правило, выполняют ремонты силами собственного персонала, командированного на место производства работ. Также допускается привлечение подрядчиками субподрядных организаций.

Ежегодный цикл ремонтного обслуживания основного оборудования подстанций осуществляется в несколько этапов: планирование, производство и отчётность по ремонтам.

Схема ежегодного цикла ремонтного обслуживания в Сургутских электрических сетях и структура его документального сопровождения представлены на рисунке В.1 приложения В.

Этап планирования ремонтного обслуживания. Прежде чем приступить непосредственно к планированию ремонтного обслуживания оборудования требуется провести подготовительные мероприятия, которые включают сбор и накопление данных о техническом состоянии оборудования, определение обоснований для ремонта объектов, предварительную оценку объёма ремонта на объектах, предполагаемых к ремонту.

Оценка технического состояния производится на основании актов

обследования объектов, актов технического освидетельствования объектов, данных диагностики состояния оборудования и др.

Предварительная оценка объёмов ремонта на планируемом объекте производится на основании сведений о его техническом состоянии, документов-обоснований, сведений об оборудовании, хранящихся в технических архивах, технических решений, утверждённых руководством предприятия.

Планирование ремонтов осуществляется последовательно, начиная с формирования проектов планов ремонтов подразделений Сургутских электрических сетей и заканчивая утверждением Эксплуатационного Приказа (ЭП) №1 в части плановых ремонтов оборудования.

По результатам этапа подготовки на первой стадии планирования ремонтов формируются проекты планов текущих, средних и капитальных ремонтов служб и РЭСов по принадлежности подведомственного оборудования.

Проекты планов подразделений должны включать для каждого объекта ремонта: обоснование необходимости ремонта, объем ремонтных работ (типовой или с изменённым составом работ), планируемый месяц начала ремонтов, продолжительность ремонтных работ, предварительную стоимость ремонта, условия исполнения ремонта (при необходимости), количество и номенклатуру изделий и МТР для ремонта, предполагаемых исполнителей работ и поставщиков, необходимых для ремонтов изделий, МТР, услуг.

Проекты планов подразделений составляются до 1 апреля года, предшествующего планируемому.

Далее на второй стадии планирования ремонтов под руководством главного инженера предприятия проверяются проекты планов подразделений и на основании их формируются уже проекты планов текущих, средних и капитальных ремонтов на следующий год для всего оборудования на объектах, подведомственных Сургутским электрическим сетям. Данные планы подтверждаются расчетами стоимости работ (сметами).

Весь процесс формирования проектов планов ремонтов предприятия заканчивается 1 августа года, предшествующего планируемому.

На третьей стадии планирования ремонтов осуществляется внесение предложений (проектов планов ремонтов) Сургутских электрических сетей в ЭП № 1 планируемого года и их защита.

Срок окончания третьей стадии – 1 ноября года, предшествующего планируемому.

После утверждения ЭП № 1 проводятся регламентированные конкурсы выбора подрядчиков – исполнителей ремонтных работ и поставщиков изделий, МТР, услуг, необходимых для производства ремонтов оборудования в планируемом году.

По результатам проведения конкурсной процедуры на выполнение ремонтных работ с победителем заключаются двухсторонние договоры, которые определяют объёмы и сроки ремонтных работ или услуг по согласованному сторонами графику и пр.

Финансово-экономические показатели, трудозатраты, затраты МТР в сметной части договоров подрядчик рассчитывает на основании всей необходимой ему для этого документации, предоставляемой Сургутскими электрическими сетями.

Производственная деятельность подрядчика определяется квартальными планами ремонтов Сургутских электрических сетей, отраженными в заключаемых договорах.

Как видим, этап планирования ремонтов сориентирован на выполнение работ только подрядным способом и не учитывает возможности выполнения ремонтов хозяйственным способом. Поэтому в диссертационном исследовании предложено уже на этапе планирования сменить ориентиры и направить усилия на определение оптимальной комбинации ремонтных работ подрядным и хозяйственным способом, что, по нашему мнению, приведет к значительной экономии средств и повышению качества ремонтного обслуживания.

Еще одним негативным моментом при ориентировании ремонтного обслуживания на подрядный способ является, как показывает опыт, неэффективность проведения тендерных торгов. Так на предприятии имели место случаи, когда для выполнения ремонтных работ на силовом трансформаторе подрядные организации в представляемой для проведения оценочных процедур конкурсной документации включают персонал неспособный выполнить указанные работы (например, лесорубы). Все это ведет к срыву конкурсной процедуры и, как следствие, нарушению сроков выполнения ремонтных работ, простоем ремонтного персонала и иным негативным последствиям.

Этап производства ремонтных работ в ежегодном ремонтном цикле от подготовки к ремонтам до оформления результатов ремонтов оборудования производится подрядчиками и Сургутскими электрическими сетями совместно. При комплексном производстве ремонтного обслуживания (и подрядным и хозяйственным способом) всю подготовку к ремонтам следует отнести к зоне ответственности службы эксплуатации и ремонта подстанций и ВЛ Сургутских электрических сетей.

До начала производства ремонтных работ требуется подготовить сертификаты соответствия и качества на МТР, изделия, необходимые для производства ремонта; планы-графики производства работ; заявки на вывод оборудования в ремонт; списки лиц, имеющих право на производство работ, утверждённые Сургутскими электрическими сетями; результаты пред ремонтных испытаний и проверок, согласованные (или произведённые) подрядчиком – исполнителем ремонта; проекты производства работ, подготовленные подрядчиком и согласованные Сургутскими электрическими сетями; акты передачи объектов в ремонт.

Изменение стоимости, объема и сроков проведения плановых ремонтных работ за пределами квартального плана, утвержденного в рамках заключенных годовых двусторонних договоров, согласовывается в срок за 30 календарных дней до начала планируемого периода и

оформляются дополнительным соглашением к договору между Сторонами.

Как правило, из-за отсутствия необходимого количества персонала подрядчика для выполнения всего комплекса ремонтных работ сроки в течение ремонтной компании корректируются. Это часто приводит к заключению дополнительных соглашений к ремонтным договорам и, соответственно, сдвигу сроков выполнения работ на конец года, что недопустимо в условиях крайнего Севера России. Так анализ двусторонних ремонтных договоров за 2016-2017 годы показал, что было заключено 16 дополнительных соглашений, в части которых изменены сроки выполнения работ с летнего периода на зимний. Организация части ремонтных работ хозяйственным способом путем создания обменного фонда и проведения работ на ремонтной базе позволит осуществлять ремонтное обслуживание в течение всего года, и исключит привязанность к срокам, установленным в договорах.

При выполнении ремонтных работ подрядные организации должны подчиняться правилам трудового распорядка Сургутских электрических сетей, если сторонами не предусмотрен особый режим работы персонала подрядчика на отдельных объектах Сургутских электрических сетей и соблюдать основные общие для всех технические правила.

Как известно, очень важным моментом является правильное ведение ремонтной документации, позволяющее в будущем получать неискаженную информацию о проведенных ремонтах. Таким образом, подрядчик получает всю необходимую для производства ремонта техническую документацию и формы отчетных документов, ведет их заполнение и хранение. После завершения ремонтных работ подрядчик оформляет технические акты на выполненные ремонты, производит записи в журнале ввода оборудования и передает весь объем хранившейся у него документации в подразделение Сургутских электрических сетей по принадлежности оборудования.

Конкретные сроки проведения ремонтных работ, даты отключения оборудования, выводимого в ремонт, а также планы работы ремонтных

подразделений отражаются в ежемесячных план-графиках и согласуются сторонами не позднее 25 числа месяца, предшествующего планируемому.

Сургутские электрические сети вправе вмешиваться в производство работ подрядчиком только в том случае, если подрядчик: своими действиями вызвал угрозу по несоблюдению основных установленных технических правил в объеме требований, применяемых в Сургутских электрических сетях, нормальной эксплуатации оборудования Сургутских электрических сетей; нарушает сроки выполнения ремонтных работ; не устранил дефекты оборудования в ходе ремонтных работ; не выполняет в ходе ремонтных работ требования технологической и нормативно-технической документации.

По требованию руководства Сургутских электрических сетей подрядчик обязан устранить указанные ему нарушения в отведённые для ремонта сроки без увеличения договорной стоимости ремонта.

Тем не менее, в процессе производства работ возникают непреодолимые причины, препятствующих выполнению работ в соответствующие графику ремонта сроки, руководство Сургутских электрических сетей и подрядчика принимают согласованное решение по продолжению работ в другие сроки или их завершению.

Все ремонтные работы, превышающие запланированный в договоре объем, учитываются корректировкой годового плана ремонта, если эти работы также превышают по объёму и стоимости работы, предусмотренные как непредвиденные.

Дополнительный ремонт производится подрядной организацией на основании заключения дополнительного соглашения с Заказчиком, что занимает время (от нескольких дней до нескольких недель). Также, может возникнуть ситуация, при которой у подрядчика нет персонала для проведения дополнительных работ. Это ведет к продлению срока выполнения запланированных ремонтных работ, либо дополнительный объем не устраняется и включается в ремонтную программу следующего

года, что снижает надежность работы оборудования. Проведение ремонтных работ хозяйственным способом исключает подобные ситуации.

Объём выполненных работ, услуг подрядчиком подтверждается двухсторонними актами приёмки выполненных работ, оплаченными счетами на израсходованные МТР и изделия, выполненные услуги. Объём выполненных испытаний оборудования, анализов трансформаторного масла подтверждается протоколами.

Исходя из вышесказанного, выделим основные обязанности Сургутских электрических сетей, как исполнителя функций Заказчика, при организации и проведении ремонтного обслуживания:

1. Организационно-технические мероприятия:

- разработка и утверждение графиков ремонта, планируемых к выполнению сторонним подрядом;
- составление ведомостей объёмов работ, дополнительных ведомостей дефектов, материалов, запасных частей, комплектующих изделий, технологической оснастки, а также смет и калькуляций на ремонтные работы, планируемые к выполнению сторонним подрядом;
- формирование конкурсной документации и организация тендерных торгов для выбора подрядчика;
- заключение, контроль исполнения двусторонних договоров по результатам проведения тендерных торгов.

2. Создание на планируемый год постоянно действующих контролирующих комиссий по дефектации и приёмке оборудования из ремонта, по техническому освидетельствованию оборудования.

3. Предоставление подрядчику всей необходимой для ремонта эксплуатационной и ремонтной документации (данные о техническом состоянии оборудования, данные испытаний и обследований объекта ремонта, техническая документация на все предусматриваемые во время ремонта изменения узлов и систем оборудования).

4. Обеспечение готовности оборудования, предназначенного к ремонту,

и своевременный допуск на объекты персонала подрядчика в сроки, предусмотренные утверждённым согласованным графиком ремонтных работ.

5. Контроль выполнения мероприятий по обеспечению безопасности труда и противопожарных мероприятий, предусмотренных проектами производства работ.

6. Обеспечение формы отчётных документов, подлежащих заполнению при производстве подрядчиком работ и услуг на объектах Заказчика.

7. Постоянный технический контроль качества выполняемых ремонтных работ подрядчиком, их соответствие требованиям нормативных документов, контроль правильности ведения отчётной документации по ремонтам.

Приведенный список обязанностей Сургутских электрических сетей следует переориентировать на проведение ремонтных работ как подрядным, так и хозяйственным способом.

Основные обязанности подрядчика при организации и проведении ремонтного обслуживания на объектах Сургутских электрических сетей заключаются в следующем:

1. Выполнение согласованных графиков и планов ремонтов на объектах Заказчика в отведенные договором сроки.

2. Организационно-технические мероприятия:

– составление ведомостей объёмов работ, дополнительных ведомостей дефектов, материалов, запасных частей, комплектующих изделий, технологической оснастки; а также смет и калькуляций на работы и услуги по объектам, запланированным к ремонту в соответствии с заключенными договорами;

– подготовка собственной нормативной документации в объёме, необходимом для проведения ремонтного обслуживания на объектах Сургутских электрических сетей;

– изучение технического состояния планируемых к ремонтам оборудования и отчётной документации по их предыдущей эксплуатации.

3. Наличие находящихся в исправном состоянии всех необходимых для проведения ремонтных работ инструментов и прочего оборудования.

4. Производство ремонтов услугами, изделиями и МТР в количестве, определённом заключёнными договорами. Представлять в Сургутские электрические сети все необходимые сертификаты соответствия и качества на применяемые в ремонте изделия и МТР.

5. Выполнение ремонтов нужным количеством персонала необходимой квалификации, в том числе работников.

6. Разработка и согласование проектов производства работ на оборудовании, подлежащем ремонту.

7. Соблюдение своим персоналом внутреннего распорядка, установленного на объектах Сургутских электрических сетей, соблюдать правила охраны труда, пожарной безопасности, органов государственного надзора, другие специальные правила в объёме требований, применяемых в Сургутских электрических сетях.

8. Осуществление качественного ремонтного обслуживания энергооборудования.

9. Ведение всей необходимой, определяемой правилами организации ремонта, отчётности при производстве ремонтных работ.

10. Во всех случаях, когда в ходе ремонта в результате обнаружения дефектов выявлена необходимость дополнительных работ, превышающих ранее согласованные объёмы согласно заключённым договорам, письменно извещать об этом руководство Сургутских электрических сетей, и согласовывать с ними дополнительное, в случае необходимости, увеличение продолжительности и стоимости работ.

Как правило, из-за отсутствия необходимого количества квалифицированного персонала подрядчик часто не в состоянии выполнить ряд обязанностей, таких как осуществление ремонтных работ в установленные сроки и с хорошим качеством, составление ведомостей объёмов работ, ведение отчетности при производстве ремонтных работ и

прочие. Все это приводит к тому, что некоторые обязанности подрядчика вынужден по возможности выполнять Заказчик. Соответственно, для обеспечения надежной работы электрооборудования при невозможности выполнения подрядчиком запланированных, либо дополнительных объемов работ и ряда других обязанностей Сургутским электрическим сетям необходимо иметь собственный ремонтный персонал.

Этап производства работ в ежегодном цикле ремонтного обслуживания в Сургутских электрических сетях завершается сдачей-приёмкой выполненных работ, оформлением и утверждением технической и финансовой документации по каждому объекту ремонта по окончании сроков его ремонта и подконтрольной эксплуатации.

Этап отчетности по ремонтам. После каждой приёмки оборудования из ремонта в эксплуатацию руководством Сургутских электрических сетей утверждаются акт приёмочной комиссии и финансовые отчётные документы к договору (договорам), заключённому (заключенным) для выполнения ремонта данного оборудования. К актам приемочных комиссий должна прилагаться вся техническая документация, подтверждающая объем и качество выполненных ремонтов оборудования, в соответствии с действующими правилами организации ремонтов.

В заключении отметим, основаниями для предъявления претензий к подрядчику по качеству ремонта являются:

- ухудшение технико-экономических показателей ремонта;
- ухудшение показателей состояния (параметров) оборудования;
- нарушения в работе оборудования, причинами которых явилось низкое качество ремонта;
- неисполнение всего объёма работ, определённых программой ремонта;
- нарушения технологии ремонта;
- нарушения графика ремонта.

При обоснованности претензий подрядчик устраняет недостатки за свой счёт, а также несёт имущественную ответственность при ущербе Сургутских электрических сетей, в соответствии с договорами, по которым выполнялись ремонтные работы. Претензии к работе подрядных работ растут из года в год.

Анализ системы управления ремонтным обслуживанием оборудования Сургутских электрических сетей, наряду с вышеуказанными замечаниями, показал:

1. Ремонтное обслуживание в Сургутских электрических сетях после реформирования осуществляется подрядным способом, что привело к значительному увеличению затрат и простоем персонала на месте проведения работ, ждущих допуска на оборудование. Проведенные в диссертационном исследовании расчеты показали, что организация ремонтов подрядным способом обходится сетевой компании значительно дороже (в среднем на 19 %). В результате этого ремонтное обслуживание либо выполняется не в полном объеме, либо переносится на неопределенные сроки.

2. Организация ремонтного обслуживания основана на принципах планово-предупредительного ремонта, которая не отражает современные тенденции развития энергоремонтного сектора, в основу которого закладывается система ремонтов по техническому состоянию оборудования.

3. Ремонтное обслуживание осуществляется преимущественно на месте установки оборудования, что в условиях крайнего Севера приводит к увеличению времени простоя оборудования в ремонте.

4. Отсутствует обменный фонд для проведения ремонтного обслуживания агрегатно-узловым способом, при котором отдельные агрегаты или узлы, требующие ремонта, демонтируются и заменяются заранее отремонтированными.

5. Ремонтные базы размещены по территориальному признаку, что ведет к увеличению транспортных затрат при осуществлении ремонтов.

На основании выявленных основных проблем системы управления

ремонтным обслуживанием оборудования Сургутских электрических сетей в таблице 3.7 сформированы рекомендации по ее развитию.

Таблица 3.7 – Рекомендации по развитию системы управления ремонтным обслуживанием оборудования Сургутских электрических сетей

Проблемы системы управления ремонтным обслуживанием оборудования	Рекомендации по развитию системы управления ремонтным обслуживанием оборудования
Производство ремонтов преимущественно подрядным способом	Определение оптимального соотношения между подрядным и хозяйственным способом ремонтного обслуживания
Выполнение ремонтов преимущественно на месте установки оборудования	Определение оптимального соотношения между проведением ремонтов на месте установки оборудования и на ремонтной базе
Отсутствие обменного фонда для проведения ремонтов	Создание обменного фонда оборудования для проведения ремонтов
Размещение ремонтных баз только по территориальному признаку	Определение оптимального размещения ремонтных баз
Организация ремонтов на принципах системы планово-предупредительного ремонта	Выполнение ремонтов по техническому состоянию

Источник: составлено автором.

Таким образом, анализ показал, что существующая система управления ремонтами в региональных электрических сетях, расположенных в условиях крайнего Севера, имеет ряд существенных недостатков и требует новых подходов к ее управлению. Сформированные в диссертации механизмы управления ремонтным обслуживанием оборудования для региональных электросетевых компаний, приведенные в разделе 2.3, позволяют наряду с производственно-транспортной задачей решать задачи по определению оптимального соотношения подрядного и хозяйственного способа ремонтного обслуживания и величины обменного фонда, что ведет к достижению максимальной надежности работы электрооборудования с минимальными затратами.

3.3 Реализация организационно-экономических механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования региональной электросетевой компании

Сформированные в диссертации механизмы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний, дают возможность таким компаниям варьировать ремонтными работами в течение года, объем которых имеет тенденцию к увеличению из-за большого износа оборудования, путем создания обменного фонда и проведения работ на ремонтной базе. Кроме того, решается задача с определением оптимального соотношения подрядного и хозяйственного способов ремонтного обслуживания.

Для практических расчетов вводим следующие допущения, основанные на практике ремонтного производства:

1. Расчеты затрат на ремонтное обслуживание рекомендуется проводить для трансформаторов 6-110 кВ, выключателей 6-110 кВ, разъединителей 35-110 кВ, так как основные средства, как показал анализ, проведенный выше, тратятся на ремонт именно этого оборудования.

2. Трансформаторы тока и напряжения 35-110 кВ при повреждении требуют замены и далее рассматриваться также не будут.

Исходные данные. В Сургутских электрических сетях имеется 3 района электрических сетей, занимающихся обслуживанием подстанций. Ремонт основного оборудования ПС осуществляется подрядной организацией на месте установки, кроме масляных выключателей 110 кВ, ремонт которых проводится на единственной ремонтной базе, находящийся в г. Сургут.

Годовой план ремонтного обслуживания основного оборудования ПС в Сургутских электрических сетях:

- трансформаторы 110 кВ – 16 шт.;
- трансформаторы 6(10) кВ – 15 шт.;

- выключатели 110 кВ – 13 шт.;
- выключатели 35 кВ – 38 шт.;
- выключатели 6(10) кВ – 29 шт.;
- разъединители 110 кВ – 38 шт.;
- разъединители 35 кВ – 47 шт.

Стоимость 1 человека-часа (C_p) рассчитана в приложении Г.

Количество человек в бригаде для выполнения запланированных ремонтных работ: трансформаторы 110 кВ – 4 чел.; трансформаторы 6(10) кВ, выключатели 110 кВ – 3 чел.; выключатели 35 кВ, выключатели 6(10) кВ, разъединители 110 кВ, разъединители 35 кВ – 2 чел.

Усредненная стоимость 1 машино-часа ($C_{мч}$) по видам транспорта отражена в приложении Д.

Годовой фонд рабочего времени примем 1986 часов.

В соответствии с разработанными подходами выполнены все необходимые расчеты.

Эффективность создания ремонтного фонда транспортабельного оборудования распределительных электрических сетей определяется минимумом годовых затрат на обменный фонд, необходимый при концентрации ремонта оборудования ($Z_{оф}$).

Показатели затрат времени, необходимых для демонтажа, монтажа (замены), наладки, ожидания погрузки и разгрузки оборудования ($T_{дм}$) и ремонтного обслуживания на месте установки оборудования ($T_{рем}$) в специфических территориальных и климатических условиях крайнего Севера России при прочих равных условиях (например, количество членов в рабочей бригаде), а также затраты времени машин (механизмов) для выполнения вышеуказанных работ ($Ч_{дм}, Ч_{рем}$), определены методом экспертных оценок.

Для решения поставленной задачи подобрана экспертная группа из 8 человек, состоящая из специалистов службы эксплуатации и ремонта подстанций, производственно-технической службы, Сургутского,

Федоровского, Лянторского районов электрических сетей.

Затраты времени рассчитываются на выполнение работ одной бригадой.

После получения ответов экспертов требуется провести статистический анализ результатов.

В таблице 3.8 приведен статистический анализ результатов экспертной оценки затрат времени и количества машин и механизмов, необходимых для демонтажа, монтажа (замены), наладки, ожидания погрузки и разгрузки оборудования ($T_{дм}$), который свидетельствует о том, что мнения экспертов совпадают по каждому виду оборудования более чем на 75 %. Соответственно, полученные экспертным путем данные следует использовать для дальнейших расчетов.

Таблица 3.8 – Статистический анализ результатов экспертной оценки затрат времени и количества машин и механизмов, необходимых для демонтажа, монтажа (замены), наладки, ожидания погрузки и разгрузки оборудования

Вид ремонтируемого оборудования	Эксперт №1	Эксперт №2	Эксперт №3	Эксперт №4	Эксперт №5	Эксперт №6	Эксперт №7	Эксперт №8	Результат, %
Силовые трансформаторы:									
110/(35)/10 (6) кВ	+	+	+	-	-	+	+	+	75
6(10) кВ	+	+	+	+	+	+	+	+	100
Выключатели:									
110 кВ	+	+	-	+	+	+	+	+	87,5
35 кВ	+	+	-	+	+	+	-	+	75
6(10) кВ	+	+	+	+	+	+	+	+	100
Разъединители:									
110 кВ	+	+	+	+	+	+	+	+	100
35 кВ	+	+	+	+	+	+	+	+	100

Источник: составлено автором.

В таблице 3.9 приведен статистический анализ результатов экспертной оценки затрат времени и количества машин и механизмов, необходимых для ремонтного обслуживания на месте установки оборудования ($T_{рем}$), который

свидетельствует о том, что мнения экспертов совпадают по каждому виду оборудования более чем на 75 %. Соответственно, полученные экспертным путем данные следует использовать для дальнейших расчетов.

Таблица 3.9 – Статистический анализ результатов экспертной оценки затрат времени и количества машин и механизмов, необходимых для ремонтного обслуживания на месте установки оборудования

Вид ремонтируемого оборудования	Эксперт №1	Эксперт №2	Эксперт №3	Эксперт №4	Эксперт №5	Эксперт №6	Эксперт №7	Эксперт №8	Результат, %
Силовые трансформаторы:									
110/(35)/10 (6) кВ	+	+	+	-	-	+	+	+	75
6(10) кВ	+	+	+	+	+	+	+	+	100
Выключатели:									
110 кВ	+	+	-	+	+	+	-	+	75
35 кВ	+	+	-	+	+	+	+	+	87,5
6(10) кВ	+	+	+	+	+	+	+	+	100
Разъединители:									
110 кВ	+	+	+	+	+	+	+	+	100
35 кВ	+	+	+	+	+	+	+	+	100

Источник: составлено автором.

Сравнительная характеристика затрат на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки оборудования ($Z_{\text{дм}}$) и на ремонтное обслуживание на месте установки оборудования ($Z_{\text{рем}}$), рассчитанных согласно формулам (2.2) и (2.3), приведена в таблице 3.10.

Из результатов расчетов следует:

1. Ремонтное обслуживание выключателей 35 кВ, разъединителей 35-110 кВ целесообразно осуществлять на месте установки оборудования. Это приведет к экономии средств в размере 2 137 238,21 руб. в год, исходя из запланированной ремонтной программы.

Таблица 3.10 – Сравнительная характеристика затрат на обменный фонд, необходимый при концентрации ремонта оборудования

Вид ремонтируемого оборудования	Затраты на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки оборудования, руб.	Затраты на ремонтное обслуживание на месте установки оборудования, руб.	Отклонения в абсолютном выражении, руб.	Отклонения в относительном выражении, %.
Силовые трансформаторы:				
110/(35)/10 (6) кВ - 16 шт	6 080 247,35	10 454 506,37	-4 374 259,02	-71,94
35/10 кВ - 0 шт	-	-	-	-
6(10) кВ - 15 шт	1 329 522,72	2 453 019,68	-1 123 496,96	-84,50
Выключатели:				
110 кВ - 13 шт.	442 324,34	1 627 857,36	-1 185 533,02	-268,02
35 кВ - 38 шт.	2 271 864,15	901 282,72	1 370 581,43	152,07
10 (6) кВ - 29 шт.	140 543,92	447 799,69	-307 255,77	-218,62
Разъединители:				
110 кВ - 38 шт.	834 250,72	491 510,04	342 740,68	69,73
35 кВ - 47 шт.	1 031 836,41	607 920,31	423 916,10	69,73

Источник: составлено автором.

2. Ремонтное обслуживание трансформаторов 6(10)-110 кВ, выключателей 110 кВ, выключателей 6(10) кВ целесообразно осуществлять на ремонтной базе. Это приведет к экономии времени и средств в размере 6 990 544,77 руб. В условиях крайнего Севера данное обстоятельство очень актуально, поскольку приводит к возможности загрузки персонала в течение года, что позволит экономить средства на оплату труда и увеличить возможность варьирования ремонтной программой.

Ремонтное обслуживание на месте установки оборудования в условиях крайнего Севера (IV климатическая зона) осуществляется с мая по сентябрь текущего года, следовательно, должно выполняться неравенство $(T_{рем1} * k_1 + T_{рем2} * k_2 + T_{рем3} * k_3 + T_{ремn} * k_n) \leq 0,42t$.

В нашем случае на месте установки оборудования осуществляется ремонт только выключателей 35 кВ, разъединителей 35-110 кВ. Отсюда,

согласно представленным данным $814 \text{ часа} \leq 834,12 \text{ часа}$.

Таким образом, условие выполнено, и уровень годового объема ремонтного обслуживания на месте установки оборудования не превышен для условий крайнего Севера.

При проведении ремонтного обслуживания на ремонтной базе (трансформаторы 6(10)-110 кВ, выключатели 110 кВ, выключатели 6(10) кВ) необходимо определить потребность в количестве изделий (электрооборудования) для обменного фонда в соответствии с формулой (2.4).

Для проведения расчета требуется рассчитать затраты времени на ремонт демонтированного изделия $T_{\text{ди}}$. При решении используется также метод экспертных оценок с утвержденной ранее экспертной группой и по правилам, описанным выше.

Затраты времени также рассчитываются на выполнение работ одной бригадой.

После получения ответов экспертов в таблице 3.11 приведен статистический анализ результатов.

Таблица 3.11 – Статистический анализ результатов экспертной оценки затрат времени на ремонт демонтированного изделия

Вид демонтированного изделия	Эксперт №1	Эксперт №2	Эксперт №3	Эксперт №4	Эксперт №5	Эксперт №6	Эксперт №7	Эксперт №8	Результат, %
Силовые трансформаторы:									
110/(35)/10 (6) кВ	+	+	+	-	+	+	+	+	87,5
6(10) кВ	+	+	+	+	+	+	+	+	100
Выключатели:									
110 кВ	+	+	+	+	+	+	+	+	100
6(10) кВ	+	+	+	+	+	+	+	+	100

Источник: составлено автором.

Мнение экспертов совпадает по каждому виду оборудования более чем на 75%, о чем свидетельствуют результаты, приведенные в таблице 3.11.

Данные, полученные экспертным путем, следует использовать для дальнейших расчетов.

Результаты расчета норматива потребности в обменном фонде сведены в таблицу 3.12.

Таблица 3.12 – Расчет норматива потребности в обменном фонде

Вид оборудования	Годовой фонд рабочего времени, час	Затраты времени, необходимые на ремонт демонтированного изделия на ремонтной базе, час	Среднее время ремонта демонтированного изделия в долях года	Ожидаемое за год расчетное количество плановых ремонтов, шт.	Норматив потребности в обменном фонде, шт.
Силовые трансформаторы:					
110/(35)/10 (6) кВ	1986	120	0,060	16	0,96
6(10) кВ	1986	32	0,016	15	0,24
Выключатели:					
110 кВ	1986	16	0,008	13	0,10
6(10) кВ	1986	8	0,004	29	0,12

Источник: составлено автором.

Норматив потребности в обменном фонде показывает, что для проведения ремонтного обслуживания оборудования на ремонтной базе требуется максимум по одному виду каждого оборудования. В Сургутских электрических сетях данное оборудование имеется в наличии, следовательно, дополнительные затраты на закупку для обменного фонда не требуются.

Определение количества и мест оптимального размещения ремонтных баз при создании обменного фонда транспортабельного электрооборудования.

По результатам проведенных выше расчетов ремонтное обслуживание трансформаторов 6(10)-110 кВ, выключателей 110 кВ, выключателей 6(10) кВ эффективно проводить на ремонтной базе посредством создания обменного фонда. Также следует учесть, что создаваемую ремонтную базу можно использовать для осуществления ремонтного обслуживания на месте

установки оборудования (хранение МТР; размещение оперативного и ремонтного персонала и транспортных средств) и других целей. Следовательно, требуется решить задачу по оптимальному размещению ремонтных баз для обслуживания Сургутских электрических сетей.

Для решения указанной задачи примем, что на территории предприятия имеются 5 пунктов возможного размещения баз, а вся территория разбита на 8 кустов. База под номером 1 уже существует, а стоимость создания остальных равна 40 млн руб., то есть $C_1 = 0, C_2 = C_3 = C_4 = C_5 = 40$.

В таблице 3.13 приводится матрица стоимостей. Стоимости C_{ij} заданы в тех же денежных единицах (млн. руб.), что и C_i .

Таблица 3.13 – Исходные данные

Базы	Стоимость обслуживания кустов							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	3	5	5	20	24	26	44	47
2	4	4	7	22	27	28	47	50
3	28	27	20	6	10	11	30	33
4	35	33	27	13	17	18	23	27
5	44	47	41	37	30	33	13	17

Источник: составлено автором.

Расчет оптимального размещения представляет полный перебор всевозможных вариантов.

Расчет начинается с рассмотрения варианта $\{m\}$.

$$P\{m\} = C_{11} + C_{22} + C_{13} + C_{34} + C_{35} + C_{36} + C_{57} + C_{58} + \sum_{i=1}^5 C_i = 229$$

Далее рассмотрим варианты $\{i\}$, $i=1,2,\dots, 5$.

Исходя из поставленной задачи, не имеет смысла рассматривать вариант $\{1\}$, так как $P\{1\}$ может только увеличиваться по сравнению с $P\{m\}$.

При исключении 3 базы из $\{m\}$ уменьшение равно

$$C_3 = 40, \text{ а увеличение } /C_{44} - C_{34}/ + /C_{45} - C_{35}/ + /C_{46} - C_{36}/ = 21,$$

C_{44}, C_{45}, C_{46} – новые минимумы в графах 4-м, 5-м и 6-м.

Разность между уменьшением и увеличением равна $19 > 0$. Таким

образом, $P\{3\}=229-19=210$.

Аналогично найдем $P\{2\}=189$, $P\{4\}=189$, $P\{5\}=209$. Здесь и далее шаги алгоритма будем фиксировать в виде таблиц.

Таблица 3.14 – Шаг 1

-	189	210	189	209
-	2	-	-	-

Источник: составлено автором.

Каждому шагу будет соответствовать своя таблица. Каждая не пустая графа верхней строки означает некоторый вариант. Число в такой графе – значение функционала в данном варианте.

Графы верхней строки, приведенной выше таблицы, соответствуют вариантам $\{i\}$, $i=1,2,\dots,5$ и в них записаны соответствующие значения функционала, 1-я пуста, так как вариант $\{1\}$ не дает снижения значения функционала. В дальнейшем этот вариант и варианты, в него входящие, рассматриваться не будут.

Здесь применено правило отсева. Двойка во второй строке показывает, что далее нужно начать действие с варианта $\{2\}$.

Из варианта $\{2\}$ аналогично предыдущему исключаем по одной базе и рассматриваем варианты $\{2,3\}$, $\{2,4\}$, $\{2,5\}$. Не имеет смысла рассматривать $\{1,2\}$, так как $\{1,2\}\subset\{1\}$, а $\{1\}$ уже отсеянный вариант. Также справедливо $\{2,3\}=\{2\}\cap\{3\}$, $\{2,4\}=\{2\}\cap\{4\}$, $\{2,5\}=\{2\}\cap\{5\}$, где \cap – обозначение обычного пересечения множеств.

В дальнейшем будем получать новые варианты способом пересечения какого-либо одного варианта с другим. Нетрудно посчитать $P\{2,3\}=170$, $P\{2,4\}=149$, $P\{2,5\}=169$. Составим таблицу шаг 2, аналогичную таблице шагу 1.

Таблица 3.15 – Шаг 2

-	-	170	149	169
-	-	3	-	-

Источник: составлено автором.

Из варианта $\{2,3\}$ целесообразно образовать два варианта $\{2,3,4\}=\{2,3\}\cap\{2,4\}$, $P\{2,3,4\}=152$ и $\{2,3,5\}=\{2,3\}\cap\{2,5\}$, $P\{2,3,5\}=150$. Видим, что $P\{2,3,4\}>P\{2,4\}$ и по правилу отсева из дальнейшего рассмотрения вариант $\{2,3,4\}$ и все его подмножества исключаются. Результат запишем в таблицу - шаг 3.

Таблица 3.16 – Шаг 3

-	-	-	-	150
-	-	-	-	5

Источник: составлено автором.

Имеем множество из одного варианта $\{2,3,5\}$. Очевидно, что способом пересечения новые варианты получить нельзя. Запоминаем вариант $\{2,3,5\}$ и возвращаемся к шагу 2.

Таблица 3.17 – Шаг 2

-	-	-	149	169
-	-	-	4	-

Источник: составлено автором.

Эта запись показывает, что остались не просмотренными варианты $\{2,4\}$, $\{2,5\}$. Вариант $\{2,3\}$ не включен в таблицу, так как он уже просматривался. Во все таблицы будем включать только те варианты, которые либо просматриваются на данном шагу, либо еще будут рассматриваться. Все просмотренные и отсеянные варианты в таблицы вноситься не будут.

Из варианта $\{2,4\}$ образуем вариант $\{2,4,5\}$, $P\{2,4,5\}=142$.

Результат запишем в таблицу – шаг 3.

Таблица 3.18 – Шаг 3

-	-	-	-	142
-	-	-	-	5

Источник: составлено автором.

Запоминаем вариант {2,4,5} и снова возвращаемся к шагу 2.

Таблица 3.19 – Шаг 2

-	-	-	-	169
-	-	-	-	5

Источник: составлено автором.

После шага 2 получить новые варианты способом пересечения нельзя. Поэтому запоминаем вариант {2,5}, $P\{2,5\}=169$ и возвращаемся к шагу 1, приняв во внимание, что все варианты, входящие в 2, просмотрены.

Таблица 3.19 – Шаг 1

-	-	210	189	209
-	-	3	-	-

Источник: составлено автором.

Дальнейший расчет будем продолжать без пояснений.

Таблица 3.20 – Шаг 2

-	-	-	192	190
-	-	-	4	-

Источник: составлено автором.

Таблица 3.21 – Шаг 3

-	-	-	-	213
-	-	-	-	5

Источник: составлено автором.

Запоминаем вариант {3,4,5}, $P\{3,4,5\}=213$.

Возвращаемся к таблице – шагу 2.

Таблица 3.22 – Шаг 2

-	-	-	-	190
-	-	-	-	5

Источник: составлено автором.

Запоминаем вариант {3,5}, $P\{3,5\}=190$.

Возвращаемся к таблице – шагу 1.

Таблица 3.23 – Шаг 1

-	-	-	189	209
-	-	-	4	-

Источник: составлено автором.

Таблица 3.24 – Шаг 2

-	-	-	-	182
-	-	-	-	5

Источник: составлено автором.

Запоминаем вариант $\{4, 5\}$, $P\{4,5\}=182$.

Возвращаемся к таблице – шагу 1.

Таблица 3.25 – Шаг 1

-	-	-	-	209
-	-	-	-	5

Источник: составлено автором.

Запоминаем вариант $\{5\}$, $P\{5\}=209$.

От шага 1 переходить некуда. На этом процесс перебора заканчивается.

Локальным оптимумом назовем вариант, добавление к которому или исключение из которого некоторой базы, ведет к увеличению функционала.

Среди запоминаемых вариантов найдем локальные оптимумы:

$\{2,3,5\}$, $P\{2,3,5\}=150$;

$\{2,4,5\}$, $P\{2,4,5\}=142$;

$\{2,5\}$, $P\{2,5\}=169$;

$\{3,4,5\}$, $P\{3,4,5\}=213$;

$\{3,5\}$, $P\{3,5\}=190$;

$\{4, 5\}$, $P\{4,5\}=182$;

$\{5\}$, $P\{5\}=209$.

Глобальным оптимумом, или просто оптимальным, будет вариант

{2,4,5}, с затратами $P\{2,4,5\}=142$.

Из результатов расчета следует, что для Сургутских электрических сетей из рассматриваемого перечня ремонтных баз вариант с двумя ремонтными базами под номерами 1 и 3 является максимально возможным, так как транспортные затраты здесь являются минимальными по сравнению с другими вариантами размещения ремонтных баз и составляют 142 млн руб. с учетом инвестиций во вновь создаваемую базу. Экономически близким к оптимальному является вариант с другим сочетанием ремонтных баз – 1 и 4, что составляет 150 млн руб. и превышает оптимальный вариант на 8 млн руб.

Отметим, что при осуществлении ремонтного обслуживания только с уже имеющейся ремонтной базы (база №1) приведет к увеличению затрат на 71 млн руб. Соответственно, необходимость в создании еще одной ремонтной базы (база №3) очевидна. При этом срок окупаемости инвестиций во вновь создаваемую базу для компании составит менее 1 года.

Оптимальное соотношение хозяйственного и подрядного способа ремонтного обслуживания.

Определившись с местом осуществления ремонтного обслуживания (на месте установки, либо на ремонтной базе), необходимо выявить оптимальное соотношение хозяйственного и подрядного способов ремонтов.

В соответствии с решаемой задачей выполнен расчет оптимального соотношения хозяйственного и подрядного способа ремонтного обслуживания основного оборудования ПС в Сургутских электрических сетях.

Результаты расчета сведены в таблицу 3.26.

Данные, приведенные в таблице 3.26, показывают:

1. Весь комплекс распределяемых работ $V_{\text{раб}}$ равен 5200 человеко-часов на ремонтную бригаду.

2. Весь комплекс запланированных работ на месте установки оборудования удовлетворяет условию $(814 < 834, 12)$. Следовательно, работы в полном объеме отнесены к подрядному способу ремонтного обслуживания.

Таблица 3.26 – Расчет оптимального соотношения хозяйственного и подрядного способа ремонтного обслуживания

Вид ремонтного оборудования	Ожидаемое за год расчетное количество плановых ремонтов, шт.	Объем ремонтных работ на месте установки электрооборудования $V_{му}$, чел-час	Объем ремонта оборудования непосредственно на ремонтной базе $V_{рем}$, чел-час	Объем работ, необходимый на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки электрооборудования при осуществлении ремонта на ремонтной базе $V_{дм}$, чел-час	Комплекс работ на ремонтной базе $V_{рб}$, чел-час	Комплекс ремонтных работ, относимых к хозяйственному способу ремонтного обслуживания $V_{хс}$, чел-час	Комплекс ремонтных работ, относимых к подрядному способу ремонтного обслуживания $V_{пс}$, чел-час
Трансформаторы:							
110/(35)/10 (6) кВ	16	-	1920	1024	2944	2944	-
6(10) кВ	15	-	480	360	840	480	360
Выключатели:							
110 кВ	13	-	208	104	312	208	104
35 кВ	38	304	-	-	-	-	304
6 (10) кВ	29	-	232	58	290	232	58
Разъединители:							
110 кВ	38	228	-	-	-	-	228
35 кВ	47	282	-	-	-	-	282
ИТОГО		814	2840	1546	4386	3864	1336

Источник: составлено автором.

3. Весь комплекс запланированных работ по ремонту оборудования на ремонтной базе $V_{рб}$ (4386 человеко-часов) следует осуществлять хозяйственным способом ремонтного обслуживания. Но при условии, что весь ремонтный персонал будет загружен в течение года:

$$N_{xc} = \frac{V_{рб}}{t} = 2,21 \text{бриг.}$$

Таким образом, при выполнении всего комплекса работ на ремонтной базе требуется более двух бригад (2,21). Далее, необходимо отделить часть работ по демонтажу, монтажу (замене), наладки, ожидании погрузки и разгрузки электрооборудования для подрядного способа. Это необходимо делать для того, чтобы не содержать для выполнения работ дополнительный персонал (бригаду).

Используя метод перебора, доказано, что хозяйственным способом следует выполнять работы по демонтажу, монтажу (замене), наладки, ожидании погрузки и разгрузки трансформаторов 110 кВ. Оставшиеся работы по демонтажу, монтажу (замене), наладки, ожидании погрузки и разгрузки оборудования необходимо осуществлять подрядным способом. Тогда $N_{xc} = 1,95 \text{бриг.}$

Доля ремонтных работ, выполняемых подрядным способом ремонтного обслуживания, составит $\Delta_{pc} = 24 \%$.

Доля ремонтных работ, выполняемых хозяйственным способом ремонтного обслуживания, составит $\Delta_{xc} = 76 \%$.

При выполнении ремонтных работ только подрядным способом (существующая система ремонтов в Сургутских электрических сетях) затраты труда ремонтных бригад для выполнения всего комплекса работ в денежном выражении равны 15 846 441,14 руб. Когда при выполнении того же комплекса работ при оптимальном их распределении между подрядным (24%) и хозяйственным (76%) способами затраты равны 12 670 465,02 руб. Таким образом, экономическая эффективность от применения разработки составит 3 175 976,12 руб. в соответствии с расчетами таблицы 3.27.

Таблица 3.27 – Расчет экономической эффективности от оптимизации соотношения хозяйственного и подрядного способа ремонтного обслуживания

Варианты ремонтного обслуживания	Силовые трансформаторы 110/(35)/10 (6) кВ	Силовые трансформаторы 6(10) кВ	Выключатели 110 кВ	Выключатели 35 кВ	Выключатели 6(10) кВ	Разъединители 110 кВ	Разъединители 35 кВ	ИТОГО
1. Подрядный способ (существующий вариант), руб.	10 758 435,35	2 302 246,69	855 120,20	555 462,69	443 314,45	416 597,02	515 264,74	15 846 441,14
ИТОГО	10 758 435,35	2 302 246,69	855 120,20	555 462,69	443 314,45	416 597,02	515 264,74	15 846 441,14
2. Оптимальное соотношение:								
подрядный способ, руб.	-	986 677,15	285 040,07	555 462,69	88 662,89	416 597,02	515 264,74	2 847 704,56
хозяйственный способ, руб.	8 129 831,13	994 136,96	430 792,68	-	267 999,69	-	-	9 822 760,46
ИТОГО	8 129 831,13	1 980 814,11	715 832,75	555 462,69	356 662,58	416 597,02	515 264,74	12 670 465,02
ЭКОНОМИЯ	2 628 604,22	321 432,58	139 287,45	0	86 651,87	0	0	3 175 976,12

Источник: составлено автором.

Затраты рассчитаны исходя из полученных данных в результате исследования, отраженных в таблице 3.26, и стоимости человека-часа для подрядного и хозяйственного способа, приведенного в приложении Г.

Результаты применения сформированных механизмов управления ремонтным обслуживанием, в данном случае применительно к филиалу АО «Тюменьэнерго» Сургутские электрические сети, функционирующего в условиях крайнего Севера Западной Сибири (IV климатическая зона), свидетельствуют о следующем:

- ремонт части оборудования (масляные выключатели 35 кВ, разъединители 35-110 кВ) следует проводить на месте его установки, а другой части (силовые трансформаторы 6(10)-110 кВ, масляные выключатели 110 кВ, масляные выключатели 6(10) кВ) на ремонтной базе посредством создания обменного фонда, что позволит выполнять работы в течение года;
- с целью экономии эксплуатационных затрат требуется наличие как минимум двух ремонтных баз, включая уже имеющуюся базу;
- в тяжелых климатических условиях крайнего Севера, где конкуренцию среди ремонтных предприятий обеспечить достаточно сложно, ремонтное обслуживание электрооборудования целесообразнее осуществлять преимущественно хозяйственным способом (76%). Оставшуюся долю работ (24%) выполнить подрядным способом.

Выводы по главе 3

В результате работы, проведенной в главе 3, были сделаны следующие выводы:

1. Проведена оценка состояния основного оборудования на одном из предприятий региональных электрических сетей (Сургутские электрические сети), которая показала, что основная часть исследованного оборудования в

ближайшей перспективе (3-4 года) выработает свой ресурс. В условиях ограниченного финансирования заменить его на новое не представляется возможным. Для поддержания такого оборудования в работоспособном состоянии требуется проведение качественного и своевременного ремонтного обслуживания;

2. Выявлены основные проблемы системы управления ремонтным обслуживанием оборудования на одном из предприятий региональных электрических сетей (Сургутские электрические сети) и сформированы рекомендации по ее развитию, такие как:

- определение оптимального соотношения между подрядным и хозяйственным способом ремонтного обслуживания;
- определение оптимального соотношения между проведением ремонтов на месте установки оборудования и на ремонтной базе;
- создание обменного фонда оборудования для проведения ремонтов;
- определение оптимального размещения ремонтных баз;
- выполнение ремонтов по техническому состоянию.

3. На основании сформированных механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования региональной электросетевой компании определены направления развития системы управления ремонтным обслуживанием оборудования Сургутских электрических сетей, являющейся региональной электросетевой компанией, суть которых заключается в следующем:

- ремонтное обслуживание масляных выключателей 35 кВ, разъединителей 35-110 кВ проводить на месте установки оборудования, а ремонтное обслуживание силовых трансформаторов 6(10)-110 кВ, масляных выключателей 110 кВ, масляных выключателей 6(10) кВ – на ремонтной базе. Данная комбинация позволит компании получить экономию в размере 9 127 782,98 руб., а также в условиях крайнего Севера осуществлять ремонт в течение года, что крайне важно из-за климатических условий;
- для выполнения ремонтного обслуживания оборудования компании

требуется наличие двух ремонтных баз, что приведет к значительной экономии транспортных затрат. При осуществлении ремонтного обслуживания оборудования только с уже имеющейся ремонтной базы приведет к увеличению затрат на 71 млн руб., что является экономически невыгодным;

– ремонтное обслуживание оборудования компании экономически целесообразнее выполнять преимущественно хозяйственным способом (76 %), что приведет к экономии расходов в размере 3 175 976,12 руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного диссертационного исследования было выявлено, что в сложившихся экономических условиях устойчивое развитие электросетевых компаний невозможно без качественного и своевременного проведения ремонтного обслуживания оборудования. Анализ ремонтной составляющей в общей системе затрат региональной электросетевой компании при формировании тарифа по передаче электроэнергии показал закономерность ее возрастания, что связано с продолжающимся ростом количества физически и морально устаревшего оборудования сетевых компаний.

На основании проведенной оценки состояния электроэнергетического комплекса России и выделения его основных проблем, таких как изношенность основных средств (износ оборудования составляет около 70 %); рост электропотребления на фоне недостаточного объема технического перевооружения, нового строительства и реконструкции объектов электрических сетей; рост потерь электроэнергии; низкая эффективность тендерных торгов на предоставляемые услуги в ряде регионов страны и другие в диссертации систематизированы основные тенденции его развития в части электросетевого и ремонтного комплексов.

Тенденции развития электросетевого комплекса России по направлениям, в частности:

- стратегическое направление, включающее в себя повышение надежности функционирования отрасли, оптимизацию конфигурации сети, увеличение пропускной способности сети, развитие существующей инфраструктуры и переход к сети нового поколения;

- технологическое направление, включающее в себя снижение физического и морального износа оборудования, сокращение потерь электроэнергии в сети, снижение аварийности оборудования, развитие интеллектуальной сети и внедрение технологических инноваций;

- управленческое направление, включающее в себя тщательный контроль государства за ЕНЭС, развитие частного строительства сетей, повышение уровня управляемости сетью, повышение качества управления ремонтами оборудования и качества обслуживания потребителей;

- экономическое направление, включающее в себя снижение издержек и себестоимости передачи электрической энергии, привлечение инвестиций в отрасль, эффективное проведение тендерных торгов, все это приводит к сокращению тарифа на передачу электрической энергии.

Тенденции развития ремонтного комплекса электроэнергетики России по направлениям, в частности:

- стратегическое направление, включающее в себя увеличение надежности функционирования ремонтного комплекса, повышение качества управления ремонтами, в том числе за счет внедрения новых механизмов управления, формирование эффективной конкуренции в ремонтном комплексе, а также повышение квалификации персонала;

- технологическое направление, включающее в себя снижение износа и, соответственно, аварийности оборудования за счет качества ремонтных работ, осуществление двойной приемки работ, обновление станочного парка оборудования, необходимого для проведения ремонтов, и внедрение технологических инноваций в ремонтах;

- управленческое направление, включающее в себя переход на эффективные способы ремонтов, такие как агрегатно-узловой способ, эффективный подряд, отказ от ППР и предоставление долгосрочных гарантий на ремонт;

- экономическое направления, включающее в себя повышение эффективности управления издержками на ремонт, стимулирование экономии ресурсов, повышение эффективности проведения тендерных торгов, повсеместное внедрение страхования рисков и в конечном итоге снижение себестоимости ремонтов.

Проведенное исследование системы управления ремонтным

обслуживанием в электрических сетях показало, что переход на осуществление ремонтного обслуживания преимущественно подрядным способом не привел к ожидаемому эффекту. Соответственно, совершенствование существующей системы управления ремонтным обслуживанием может являться одним из решений в сложившейся трудной ситуации.

С учетом выявленных и оцененных факторов, оказывающих воздействие на систему управления ремонтным обслуживанием оборудования электрических сетей, таких как величина создания ремонтного (обменного) фонда транспортабельного оборудования; количественное и качественное размещение баз для ремонта оборудования и способы организации ремонтного обслуживания оборудования (хозяйственный и подрядный способ, либо их оптимальное соотношение), в диссертации сформированы организационно-экономические механизмы управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний:

1. Механизм формирования обменного (ремонтного) фонда транспортабельного оборудования распределительных электрических сетей с использованием метода экспертных оценок, который в отличие от известных нормативных подходов позволяют оптимизировать графики ремонтного обслуживания оборудования в течение календарного года, снизить их зависимость от потребителей электроэнергии и климатических условий в которых работает электросетевая компания, что ведет к сокращению затрат компании на ремонтное обслуживание.

2. Механизм совершенствования размещения баз ремонтного обслуживания оборудования распределительных электрических сетей при создании обменного (ремонтного) фонда, позволяющий оптимизировать их количество и места расположения с учетом требуемого объема ремонтных работ и развития инфраструктуры рассматриваемой территории региона, что ведет к значительной экономии эксплуатационных затрат компании.

3. Механизм выбора способов организации ремонтного обслуживания оборудования региональных электросетевых компаний, позволяющий, в отличие от рекомендаций, изложенных в «Правилах организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий сооружений электростанций и сетей ОАО РАО «ЕЭС России» (ремонтные работы рекомендуется осуществлять преимущественно подрядным способом), определять оптимальное соотношение хозяйственного и подрядного способа с целью повышения качества и эффективности ремонтных работ и, как следствие, минимизации затрат электросетевой компании.

На основании сформированных механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования региональной электросетевой компании даны научно-практические рекомендации по совершенствованию управления ремонтным обслуживанием оборудования на примере Сургутских электрических сетей, являющейся региональной электросетевой компанией, суть которых заключается в следующем:

- ремонтное обслуживание масляных выключателей 35 кВ, разъединителей 35-110 кВ проводить на месте установки оборудования, а ремонтное обслуживание силовых трансформаторов 6(10)-110 кВ, масляных выключателей 110 кВ, масляных выключателей 6(10) кВ – на ремонтной базе. Данная комбинация позволит компании получить экономию в размере 9 127 782,98 руб., а также в условиях крайнего Севера осуществлять ремонт в течение года, что крайне важно из-за климатических условий;

- для выполнения ремонтного обслуживания оборудования компании требуется наличие двух ремонтных баз, что приведет к значительной экономии транспортных затрат. При осуществлении ремонтного обслуживания оборудования только с уже имеющейся ремонтной базы приведет к увеличению затрат на 71 млн руб., что является экономически невыгодным;

- ремонтное обслуживание оборудования компании экономически целесообразнее выполнять преимущественно хозяйственным способом

(76 %), что приведет к экономии расходов в размере 3 175 976,12 руб.

Таким образом, в рамках диссертационного исследования были решены актуальные научные задачи по развитию системы управления ремонтным обслуживанием оборудования в электросетевом комплексе на основе формирования организационно-экономических механизмов управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Нормативные правовые акты

1. Российская Федерация. Законы. Методика по разработке нормативов потребности в резервном оборудовании и запасных частях для ремонтного обслуживания энергосистем [утверждена Минэнерго СССР 27 декабря 1979 года]. – Справочно-правовая система «Консультант плюс»: Законодательство. Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://www.base.consultant.ru> (дата обращения: 04.04.2017).

2. Российская Федерация. Законы. О естественных монополиях : Федеральный закон [принят Государственной Думой 19 июля 1995 года : по состоянию на 05 октября 2015 года]. – Справочно-правовая система «Консультант Плюс»: Законодательство. Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://base.consultant.ru> (дата обращения: 12.03.2017).

3. Российская Федерация. Законы. О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети [постановление Правительства Российской Федерации от 26 января 2006 года № 41 : по состоянию на 17 марта 2016 года]. – Справочно-правовая система «Консультант плюс»: Законодательство. Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://www.base.consultant.ru> (дата обращения: 01.04.2017).

4. Российская Федерация. Законы. О реформировании электроэнергетики Российской Федерации [постановление Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 года № 526 : по состоянию на 20 марта 2013 года]. – Справочно-правовая система «Консультант плюс»: Законодательство. Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://www.base.consultant.ru> (дата обращения: 14.03.2017).

5. Российская Федерация. Законы. О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) [постановление Правительства Российской Федерации от 31 августа

2006 года № 529 : по состоянию на 04 сентября 2015 года]. – Справочно-правовая система «Консультант плюс»: Законодательство. Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://www.base.consultant.ru> (дата обращения: 15.03.2017).

6. Российская Федерация. Законы. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии [постановление Правительства Российской Федерации от 04 мая 2012 года № 442 : по состоянию на 04 февраля 2017 года]. – Справочно-правовая система «Консультант Плюс»: Законодательство. Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://base.consultant.ru> (дата обращения: 15.03.2015).

7. Российская Федерация. Законы. Об утверждении плана мероприятий по импортозамещению в отрасли энергетического машиностроения, кабельной и электротехнической промышленности Российской Федерации [приказ Минпромторга России от 31 марта 2015 года № 653 : по состоянию на 31 марта 2015 года]. – Справочно-правовая система «Консультант плюс»: Законодательство. Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://www.base.consultant.ru> (дата обращения: 12.04.2017).

8. Российская Федерация. Законы. Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации [распоряжение Правительства Российской Федерации от 03 апреля 2013 года № 511-р : по состоянию на 18 июля 2015 года]. – Справочно-правовая система «Консультант Плюс»: Законодательство. Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://www.base.consultant.ru> (дата обращения: 10.03.2017).

9. Российская Федерация. Законы. Об электроэнергетике : Федеральный закон [принят Государственной Думой 21 февраля 2003 года : по состоянию на 28 декабря 2016 года]. – Справочно-правовая система «Консультант Плюс»: Законодательство: Версия Проф. – Текст :

электронный. – URL: <http://base.consultant.ru> (дата обращения: 12.03.2017).

10. Российская Федерация. Законы. Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года [распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р]. – Справочно-правовая система «Консультант Плюс»: Законодательство: Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://base.consultant.ru> (дата обращения: 05.04.2015).

11. Российская Федерация. Законы. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей [приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 25 декабря 2003 года]. – Справочно-правовая система «Консультант плюс»: Законодательство. Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://www.base.consultant.ru> (дата обращения: 10.04.2017).

12. Российская Федерация. Законы. Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики [приказ Минэнерго России от 25 октября 2017 года № 1013]. – Справочно-правовая система «Консультант плюс»: Законодательство. Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://www.base.consultant.ru> (дата обращения: 30.11.2017).

13. Российская Федерация. Законы. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [приказ Минэнерго России от 19 июня 2003 года № 229]. – Справочно-правовая система «Консультант плюс»: Законодательство. Версия Проф. – Текст : электронный. – URL: <http://www.base.consultant.ru> (дата обращения: 12.04.2017).

Учебники, книги, монографии

14. Адамоков, Р.К. Характеристика электроэнергетики стран СНГ : учебное пособие / Р.К. Адамоков, Е.Ю. Камчатова. – Москва : ГУУ, 2006. – 55 с. – ISBN 5-215-01825-1.

15. Волков, Г.А. Оптимизация надежности электроэнергетических

систем / Г.А. Волков. – Москва : Наука, 1986. – 115 с. – ISBN отсутствует.

16. Воропай, Н.И. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов [и др.]. – Новосибирск : Наука, 2015. – 448 с. – ISBN 978-5-02-019212-6.

17. Гительман, Л.Д. Экономика и бизнес в электроэнергетике: междисциплинарный учебник / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. – Москва : Экономика, 2013. – 431 с. – ISBN 978-5-282-03325-0.

18. Гительман, Л.Д. Энергетический бизнес: учебное пособие / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. – Москва : Дело, 2006. – 599 с. – ISBN 5-7749-0429-6.

19. Гомонко, Э.А. Управление затратами на предприятии: учебник / Э.А. Гомонко, Т.Ф. Тарасова. – Москва : КноРус, 2009. – 313 с. – ISBN 978-5-406-00024-3.

20. Друкер, П. Менеджмент. Вызовы XXI века / П. Друкер. – Москва : Манн, Иванов и Фербер, 2012. – 235 с. – ISBN 978-5-91657-365-7.

21. Ковалев, В.В. Финансовый учет и анализ: концептуальные основы / В.В. Ковалев. – Москва : Финансы и статистика, 2004. – 718 с. – ISBN 5-279-02732-4.

22. Кондратьев, В.В. Даешь инжиниринг! Методология организации проектного бизнеса / В.В. Кондратьев, В.Я. Лоренц. – Москва : Эксмо, 2007. – 567 с. – ISBN 978-5-699-21178-4.

23. Кузьмин, В.В. О развитии конкурентного электроэнергетического рынка / В.В. Кузьмин. – Москва : ГУУ, 2015. – 219 с. – ISBN 978-5-215-02779-0.

24. Кучеров, Ю.Н. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Ю.Н. Кучеров. – Москва : Энергия, 2013. – 304 с. – ISBN 978-5-98908-112-7.

25. Лапицкий, В.И. Организация и планирование энергетики: учебник для вузов / В.И. Лапицкий. – Москва : «Высшая школа», 1975. –

488 с. – ISBN отсутствует.

26. Лещинер, Р.Е. Специализация производственных объединений / Р.Е. Лещинер. – Москва : Экономика, 1976. – 159 с. – ISBN отсутствует.

27. Любимова, Н.Г. Внутрифирменное планирование в электроэнергетике: учебник / Н.Г. Любимова. – Москва : ИПКГосслужбы, 2006. – 390 с. – ISBN 5-8081-0211-1.

28. Мелентьев, Л.А. Избранные труды. Методология системных исследований в энергетике / Л.А. Мелентьев. – Москва : Наука, 1995. – 300 с. – ISBN 5-02-015176-9.

29. Международный опыт реформирования электроэнергетики: Англия и Уэльс. – Москва : РАО «ЕЭС России», 2003. – 16 с. – ISBN отсутствует.

30. Международный опыт реформирования электроэнергетики: Соединенные Штаты Америки. – Москва : РАО «ЕЭС России», 2003. – 16 с. – ISBN отсутствует.

31. Международный опыт реформирования электроэнергетики: Страны Скандинавии. – Москва : РАО «ЕЭС России», 2003. – 16 с. – ISBN отсутствует.

32. Можаяева, С.В. Экономика энергетического производства / С.В. Можаяева. – Санкт-Петербург : Лань, 2011. – 267 с. – ISBN 978-5-8114-0504-6.

33. Назарычев, А.Н. Совершенствование системы проведения ремонтов электрооборудования электростанций и подстанций / А.Н. Назарычев, А.И. Таджибаев, Д.А. Андреев. – Санкт-Петербург : ПЭИПК, 2004. – 67 с. – ISBN 5-89693-035-3.

34. Назарычев, А.Н. Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния / А.Н. Назарычев. – Иваново : ИГЭУ, 2002. – 167 с. – ISBN 5-89482-220-3.

35. Оголева, Л.Н. Реинжиниринг производства: учебное пособие /

Л.Н. Оголева. – Москва : Кнорус, 2005. – 303 с. – ISBN 5-85971-041-0.

36. Портер, М. Конкуренция / М. Портер. – Москва : Вильямс, 2005. – 602 с. – ISBN 5-8459-0794-2.

37. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года ; под научным руководством А.А. Макарова. – Москва : Институт энергетических исследований РАН, 2014. – 175 с. – ISBN 978-5-91438-016-5.

38. Прузнер, С.Л. Организация, планирование, управление энергетическим предприятием: учебник / С.Л. Прузнер, А.Н. Златопольский, В.Г. Журавлев. – Москва : Высшая школа, 1981. – 432 с. – ISBN отсутствует.

39. Прузнер, С.Л. Экономика ремонта оборудования электростанций / С.Л. Прузнер. – Москва : Энергия, 1973. – 207 с. – ISBN отсутствует.

40. Рогалев, Н.Д. Экономика энергетики: учебное пособие для вузов / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова [и др.]. – Москва : Издательство МЭИ, 2005. – 288 с. – ISBN 5-7046-1198-2.

41. Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. – Москва : Высшая школа, 2001. – 415 с. – ISBN 5-06-004125-5.

42. Серебренников, Г.Г. Управление затратами на предприятии / Г.Г. Серебренников. – Тамбов : Издательство ТГТУ, 2007. – 79 с. – ISBN 978-5-8265-0593-9.

43. Трубочкина, М.И. Управление затратами предприятия / М.И. Трубочкина. – Москва : ИНФРА-М, 2009. – 317 с. – ISBN 978-5-16-003472-0.

44. Тукенов, А.А. Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции / А.А. Тукенов. – Москва : Энергоатомиздат, 2005. – 413 с. – ISBN 5-283-03234-5.

45. Фомина, В.Н. Экономика электроэнергетики: учебник / В.Н. Фомина. – Москва : ИПКгосслужбы, 2005. – 389 с. – ISBN 5-8081-0178-6.

46. Шевкоплясов, П.М. Инновации на региональных рынках энергии / П.М. Шевкоплясов. – Санкт-Петербург : ПЭИПК, 2017. – 103 с. – ISBN 978-5-9909978-0-6.

47. Шевкоплясов, П.М. Ценообразование на рынках энергии / П.М. Шевкоплясов. – Санкт-Петербург : ПЭИПК, 2008. – 393 с. – ISBN 978-5-88718-026-9.

48. Шумпетер, Й.А. Теория экономического развития / Й.А. Шумпетер. – Москва : Прогресс, 1982. – 455 с. – ISBN отсутствует.

49. Эдельман, В.И. Надежность технических систем: экономическая оценка / В.И. Эдельман. – Москва : Экономика, 1989. – 150 с. – ISBN 5-282-00630-8.

50. Экономика и управление в энергетике: учебник для магистров / под общей редакцией Н. Г. Любимовой, Е. С. Петровского. – Москва : Юрайт, 2014. – 485 с. – ISBN 978-5-9916-2475-6.

51. Электроэнергетика России 2030: Целевое видение / Б.Ф. Вайнзихер [и др.]. – Москва : Альпина Бизнес Букс, 2008. – 352 с. – ISBN 978-5-9614-0844-7.

Диссертации

52. Александров, Ю.Л. Проблемы совершенствования стратегического управления электроэнергетическими компаниями России : специальность 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством: экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами промышленности» : диссертация на соискание ученой степени доктора экономических наук / Александров Юрий Леонидович ; Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2004. – 348 с. – Библиогр.: с. 326-348.

53. Захаров, Ю.В. Управление стратегией развития системы ремонтного обслуживания предприятий регионального энергетического комплекса: специальность 08.00.05 «Экономика и управление народным

хозяйством: региональная экономика; экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами - промышленность» : диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Захаров Юрий Владимирович ; Удмуртский государственный университет. – Ижевск, 2004. – 179 с. – Библиогр.: с. 156-165.

54. Назарычев, А.Н. Совершенствование системы ремонтов электрооборудования электростанций и подстанций с учетом технического состояния : специальность 05.14.02 «Электростанции и электроэнергетические системы» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Назарычев Александр Николаевич ; Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2005. – 390 с. – Библиогр.: с. 324-350.

55. Моргун, Г.А. Управление эффективностью энергоремонтных предприятий в условиях реформирования электроэнергетики : специальность 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством: экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами (промышленность)» : диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Моргун Галина Анатольевна ; Уральский государственный технический университет – УПИ. – Екатеринбург, 2004. – 191 с. – Библиогр.: с. 173-179.

56. Черников, А.Л. Механизм повышения конкурентоспособности ремонтных предприятий в электроэнергетике в условиях реформирования отрасли : специальность 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством (по отраслям и сферам деятельности экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами – промышленность)» : диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Черников Алексей Леонидович ; Московский энергетический институт (технический университет). – Москва, 2007. – 146 с. – Библиогр.: с. 134-140.

Статьи из периодической печати

57. Богуш, Б. Выделение «ремонтных»: шаг на пути к реформе / Б. Богуш // Энергорынок. – 2004. – № 2. – С. 8-10. – ISSN отсутствует.

58. Вагнер, А.А. Реформирование энергоремонтного производства / А.А. Вагнер, С.Н. Горин // Электрические станции. – 2004. – № 7. – С. 2-7. – ISSN 0201-4564.

59. Григорьев, А.В. Необходимость сохранения эффективной системы диагностического и ремонтного обслуживания энергетического оборудования / А.В. Григорьев // Энергетик. – 2007. – № 1. – С. 2-4. – ISSN 0013-7278.

60. Добрусин, Л.А. Повышение энергоэффективности электросетевого комплекса России / Л.А. Добрусин // Энергосбережение, 2013. – № 7. – С. 54-60. – ISSN 1609-7505.

61. Камчатова, Е.Ю. Исследование особенностей инновационного развития компаний электроэнергетической отрасли / Е.Ю. Камчатова // Теория и практика общественного развития. – 2014. – № 21. – С. 96-99. – ISSN 1609-7505.

62. Клочков, В.В. Развитие российской наукоемкой промышленности в условиях обострения глобальных противоречий: проблемы и антикризисная политика / В.В. Клочков // Друкеровский вестник. – 2015. – № 1. – С. 5-17. – ISSN 2312-6469.

63. Китушин, В.Г. Проблемы развития электроэнергетики / В.Г. Китушин // Всероссийский экономический журнал. – 2011. – № 5. – С. 151-154. – ISSN 0131-7652.

64. Кудрина, Ю. Формирование рынка ремонтных услуг и сервиса в энергетике / Ю. Кудрина // Энергорынок. – 2008. – № 8. – С. 11-14. – ISSN отсутствует.

65. Кудрявый, В. Энергетика работает с перенапряжением / В. Кудрявый // Новая газета. – 2009. – № 96. – 2 сентября.

66. Куликов, С. Энергетика страдает от реформ Чубайса / С. Куликов // Независимая газета. – 2013. – № 264 (6027) – 5 декабря.
67. Кутовой, Г.П. Вопросы финансирования развития электросетевого комплекса России / Г.П. Кутовой // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2015. – 27 апреля. – ISSN 2218-3116.
68. Мильто, А.В. Особенности комплексного инжиниринга российских энергокомпаний на современном этапе / А.В. Мильто // Энергонадзор-информ-2009. – № 4 (38). – С. 14-16. – ISSN отсутствует.
69. Монахова, Е. В энергетическом безвременье / Е. Монахова, С. Пшеничников // Эксперт. – 2009. – № 12. – С. 72-78. – ISSN 1812-1896.
70. Осика, Л. Современный инжиниринг: определение и предметная область / Л. Осика // Энергорынок. – 2010. – № 04 (76). – С. 10-21. – ISSN отсутствует.
71. Осотов, В.Н. Совершенствование системы сервисного обслуживания для повышения надежности электроснабжения / В.Н. Осотов // Энергетик. – 2007. – № 2. – С. 6-7. – ISSN 0013-7278.
72. Резинских, В.Ф. Современные проблемы, связанные с обеспечением надежной и безопасной эксплуатации оборудования тепловых электростанций / В.Ф. Резинских // Надежность и безопасность энергетики. – 2008. – № 1. – С. 4-6. – ISSN 1999-5555.
73. Юрлов, Е.Ю. Сравнительный анализ подрядного и хозяйственного способа ремонтного обслуживания в электрических сетях / Е.Ю. Юрлов // Вестник университета (Государственный университет управления). – 2010. – № 1. – С. 407-410. – ISSN 1816-4277.
74. Юрлов, Е.Ю. Методические основы расчета стоимости ремонтного обслуживания в электрических сетях / Е.Ю. Юрлов // Экономика. Управление. Культура. Выпуск 17: сборник научных статей. – Москва : ГУУ, 2010. – С 179-183. – ISBN 978-5-215-02202-3.
75. Юрлов, Е.Ю. Современный подход к управлению ремонтной деятельностью в электрических сетях / Е.Ю. Юрлов // Реформы в России

и проблемы управления – 2010: материалы 25-й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов. Выпуск 1. – Москва : ГУУ, 2010. – С. 96-98. – ISBN 978-5-215-02255-9.

76. Юрлов, Е.Ю. Особенности ремонтной деятельности электросетевого комплекса на современном этапе его развития / Е.Ю. Юрлов // Актуальные проблемы управления – модернизация и инновации в экономике – 2010: материалы 15-й Международной научно-практической конференции. Выпуск 2. – Москва : ГУУ, 2010. – С. 342-344. – ISBN 978-5-215-02262-7.

77. Юрлов, Е.Ю. Развитие системы формирования затрат на техническое обслуживание в электрических сетях / Е.Ю. Юрлов // Вестник университета (Государственный университет управления). – 2011. – № 12. – С. 241-246. – ISSN 1816-4277.

78. Юрлов, Е.Ю. Становление электросетевого комплекса России: современное состояние и перспективы его развития / Е.Ю. Юрлов // Реформы в России и проблемы управления – 2011: материалы 26-й Всероссийской научной конференции молодых ученых. Выпуск 2. – Москва : ГУУ, 2011. – С. 219-221. – ISBN 978-5-215-02346-4.

79. Юрлов, Е.Ю. Методические подходы к совершенствованию системы ремонтного обслуживания электроэнергетической отрасли / Е.Ю. Юрлов // Актуальные проблемы управления – 2011: материалы 16-ой Всероссийской научно-практической конференции. Выпуск 2. – Москва : ГУУ, 2011. – С. 95-98. – ISBN 978-5-215-02353-2.

80. Юрлов, Е.Ю. Размещение ремонтных баз как фактор, оказывающий влияние на эффективность формирования системы управления ремонтным обслуживанием в электрических сетях / Е.Ю. Юрлов // ЭКОНОМИКА И ФИНАНСЫ. – 2012. – № 1-2. – С. 17-21. – ISSN 1729-3642.

81. Юрлов, Е.Ю. Оценка эффективности создания ремонтного фонда оборудования распределительных электрических сетей / Е.Ю. Юрлов // Реформы в России и проблемы управления – 2012: материалы 27-й

Всероссийской научной конференции молодых ученых. Выпуск 2. – Москва : ГУУ, 2012. – С. 219-221. – ISBN 978-5-215-02463-8.

82. Юрлов, Е.Ю. Методический подход к организации ремонтного (обменного) фонда оборудования региональных электросетевых компаний, функционирующих в условиях крайнего Севера России / Е.Ю. Юрлов // Вестник университета (Государственный университет управления). – 2013. – № 13. – С. 61-65. – ISSN 1816-4277.

83. Юрлов, Е.Ю. Методические положения по формированию ремонтных баз региональных электросетевых компаний в районах крайнего Севера России / Е.Ю. Юрлов // Вестник университета (Государственный университет управления). – 2015. – № 3. – С. 44-48. – ISSN 1816-4277.

84. Юрлов, Е.Ю. Исследование факторов, оказывающих влияние на организацию и управление ремонтным обслуживанием оборудования электросетевых компаний / Е.Ю. Юрлов // Экономика и предпринимательство. – 2015. – № 4 (часть 1). – С. 458-461. – ISSN 1999-2300.

85. Юрлов, Е.Ю. Методические рекомендации по совершенствованию системы организации и управления ремонтным обслуживанием оборудования региональных электросетевых компаний / Е.Ю. Юрлов // Экономика и предпринимательство. – 2015. – № 6 (часть 3). – С. 1098-1104. – ISSN 1999-2300.

86. Юрлов, Е.Ю. Теоретико-методические подходы к проблемам организации ремонтного обслуживания в электросетевых компаниях / Е.Ю. Юрлов // Глобализация науки: проблемы и перспективы: сборник статей Международной научно-практической конференции. – Уфа : РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – С. 75-77. – ISBN 978-5-906781-30-7.

87. Юрлов, Е.Ю. Определение затрат времени, необходимых при формировании ремонтного фонда оборудования электрических сетей, методом экспертных оценок / Е.Ю. Юрлов // Общество, наука и инновации: сборник статей Международной научно-практической конференции. –

Стерлитамак : РИО АМИ, 2015. – С. 57-59. – ISBN 978-5-9906434-7-5.

88. Юрлов, Е.Ю. Тенденции развития электросетевых компаний России в условиях функционирования рынка электроэнергии и мощности / Е.Ю. Юрлов // Наука и современность: сборник статей Международной научно-практической конференции. – Уфа : АЭТЕРНА, 2015. – С. 129-130. – ISBN 978-5-906790-61-3.

89. Юрлов, Е.Ю. Оценка состояния и перспектив развития электросетевого комплекса России / Е.Ю. Юрлов // Современные технологии в мировом научном пространстве: сборник статей Международной научно-практической конференции. – Уфа : АЭТЕРНА, 2017. – С. 273-275. – ISBN 978-5-00109-153-0.

Источники на иностранном языке

90. 13th PwC Annual Global Power & Utilities Survey / «Energy transformation. The impact on the power sector business model», 2013. – P. 15-21. – No ISSN.

91. Crew, M. International Handbook on Economic Regulation/ M. Crew, D. Parker // Cheltenham: Edward Elgar. – 2006. – P. 213-227. – ISBN 978-1843766711.

92. Ford, A. Cycles in Competitive Electricity Markets: A Simulation Study of the Western United States / A. Ford // Energy policy. – 1999. – Issue 11. – P. 639-645. – No ISSN.

93. Nies, S. Powering Investments: Challenges for the Liberalised Electricity Sector / S. Nies, N. Honkasalo // EURELECTRIC report. – 2012. – P. 35-41. – No ISSN.

94. Winkler, S. World Energy Trilemma: Time to get real – the case for sustainable energy investment / S. Winkler, L. Nottingham // World Energy Council. – 2013. – P. 49-56. – No ISSN.

Электронные ресурсы

95. Годовые отчеты // АО «Тюменьэнерго». – 2012-2015. – Текст : электронный. – DOI: отсутствует. –

URL: <http://www.te.ru/reports/go2017/index.html?/ru> (дата обращения: 15.04.2017).

96. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» // ПАО «Россети». – 2017. – Текст : электронный. – DOI: отсутствует. –

URL: <https://www.rosseti.ru/investment/science/tech/doc/tehpolitika.pdf> (дата обращения: 01.03.2017).

97. Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016-2020 гг. с перспективой до 2025 г. // ПАО «Россети». – 2016. – Текст : электронный. – DOI: отсутствует. – URL: https://www.rosseti.ru/investment/policy_innovation_development/doc/innovation__program.pdf (дата обращения: 01.03.2017).

98. АО «Тюменьэнерго»: официальный сайт. – Сургут. – 2017. – Текст : электронный. – DOI: отсутствует. – URL: <http://www.te.ru> (дата обращения: 15.04.2017).

99. Госкомстат: официальный сайт. – Москва. – 2017. – Обновляется в течение суток. – Текст : электронный. – DOI: отсутствует. – URL: <http://www.gks.ru> (дата обращения: 25.02.2017).

100. Министерство энергетики Российской Федерации: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течение суток. – Текст : электронный. – DOI: отсутствует. – URL: <http://minenergo.gov.ru> (дата обращения: 15.03.2017).

101. НП «Совет рынка»: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течение суток. – Текст : электронный. – DOI: отсутствует. – URL: <http://www.np-sr.ru/> (дата обращения: 03.03.2017).

102. ПАО «Россети»: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течение суток. – Текст : электронный. – DOI: отсутствует. –

URL: www.rosseti.ru (дата обращения: 01.03.2017).

103. ПАО «ФСК ЕЭС»: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течение суток. – Текст : электронный. – DOI: отсутствует. – URL: www.fsk-ees.ru (дата обращения: 01.03.2017).

104. ФАС РФ: официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течение суток. – Текст: электронный. – DOI: отсутствует. – URL: <http://www.fas.gov.ru> (дата обращения: 01.04.2017). – Текст : электронный.

105. Юрлов, Е.Ю. Тенденции развития ремонтного комплекса электроэнергетики России / Е.Ю. Юрлов // Российский экономический интернет-журнал. – 2017. – № 3. – Текст : электронный. – DOI: отсутствует. – URL: <http://www.e-rej.ru/upload/iblock/46a/46a639029dfb13aaf2c6eb2c4369f6b1.pdf> (дата обращения: 01.03.2017).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(информационное)

Формы для расчета и заполнения показателей

Таблица А.1 – Форма экспертной оценки затрат времени и количества машин и механизмов, необходимых для демонтажа, монтажа (замены), наладки, ожидания погрузки и разгрузки оборудования

	Вид оборудования		Экспертная оценка: «+» - соответствует фактическому времени выполнения работ, «-» - не соответствует фактическому времени выполнения работ		Машины и механизмы, необходимые для демонтажа, монтажа, погрузки, транспортировки, разгрузки электрооборудования, м/час		Экспертная оценка: «+» - соответствует фактическим затратам транспорта, «-» - не соответствует фактическим затратам транспорта		Результлирующая экспертная оценка: «+» - соответствует фактическому времени выполнения работ, «-» - не соответствует фактическому времени выполнения работ		Обоснование и комментарии
--	------------------	--	--	--	---	--	--	--	---	--	---------------------------

Источник: составлено автором.

Таблица А.2 – Форма экспертной оценки затрат времени и количества машин и механизмов, необходимых для ремонтного обслуживания на месте установки оборудования

-	Вид оборудования
-	Затраты времени, необходимые для ремонтного обслуживания электрооборудования на месте установки одной бригадой, час
-	Экспертная оценка: «+» - соответствует фактическому времени выполнения работ, «-» - не соответствует фактическому времени выполнения работ
-	Машины и механизмы, необходимые для ремонтного электрооборудования на месте установки, м/час
-	Экспертная оценка: «+» - соответствует фактическим затратам транспорта, «-» - не соответствует фактическим затратам транспорта
-	Результирующая экспертная оценка: «+» - соответствует фактическому времени выполнения работ, «-» - не соответствует фактическому времени выполнения работ
-	Обоснование и комментарии

Источник: составлено автором.

Таблица А.3 – Форма статистического анализа результатов экспертной оценки

Вид ремонтируемого оборудования	Эксперт № 1	Эксперт № 2	...	Результат, %
-	-	-	-	-

Источник: составлено автором.

Таблица А.4 – Форма сравнительной характеристики затрат на обменный фонд, необходимый при концентрации ремонта оборудования

Вид ремонтируемого оборудования	Затраты на демонтаж, монтаж (замену), наладку, ожидание погрузки и разгрузки оборудования (Z_{dm}), руб.	Затраты на ремонтное обслуживание на месте установки оборудования ($Z_{рем}$), руб.	Отклонения в абсолютном выражении, руб.	Отклонения в относительном выражении, %.
-	-	-	-	-

Источник: составлено автором.

Таблица А.5 – Форма экспертной оценки затрат времени на ремонт демонтированного изделия

Вид демонтированного оборудования	Затраты времени, необходимые на ремонт демонтированного изделия на ремонтной базе, час	Экспертная оценка: «+» – соответствует фактическому времени выполнения работ, «-» – не соответствует фактическому времени выполнения работ	Обоснование и комментарии
-	-	-	-

Источник: составлено автором.

Таблица А.6 – Форма расчета норматива потребности в обменном фонде

Вид оборудования	Годовой фонд рабочего времени, час	Затраты времени, необходимые на ремонт демонтированного изделия на ремонтной базе, час	Среднее время ремонта демонтированного изделия в долях года	Ожидаемое за год расчетное количество плановых ремонтов, шт.	Норматив потребности в обменном фонде, шт.
-	-	-	-	-	-

Источник: составлено автором.

Таблица А.7 – Исходные данные

Базы	Стоимость обслуживания кустов			
	1	2	...	n
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
...	-	-	-	-
m	-	-	-	-

Источник: составлено автором.

Таблица А.8 – Шаги алгоритма

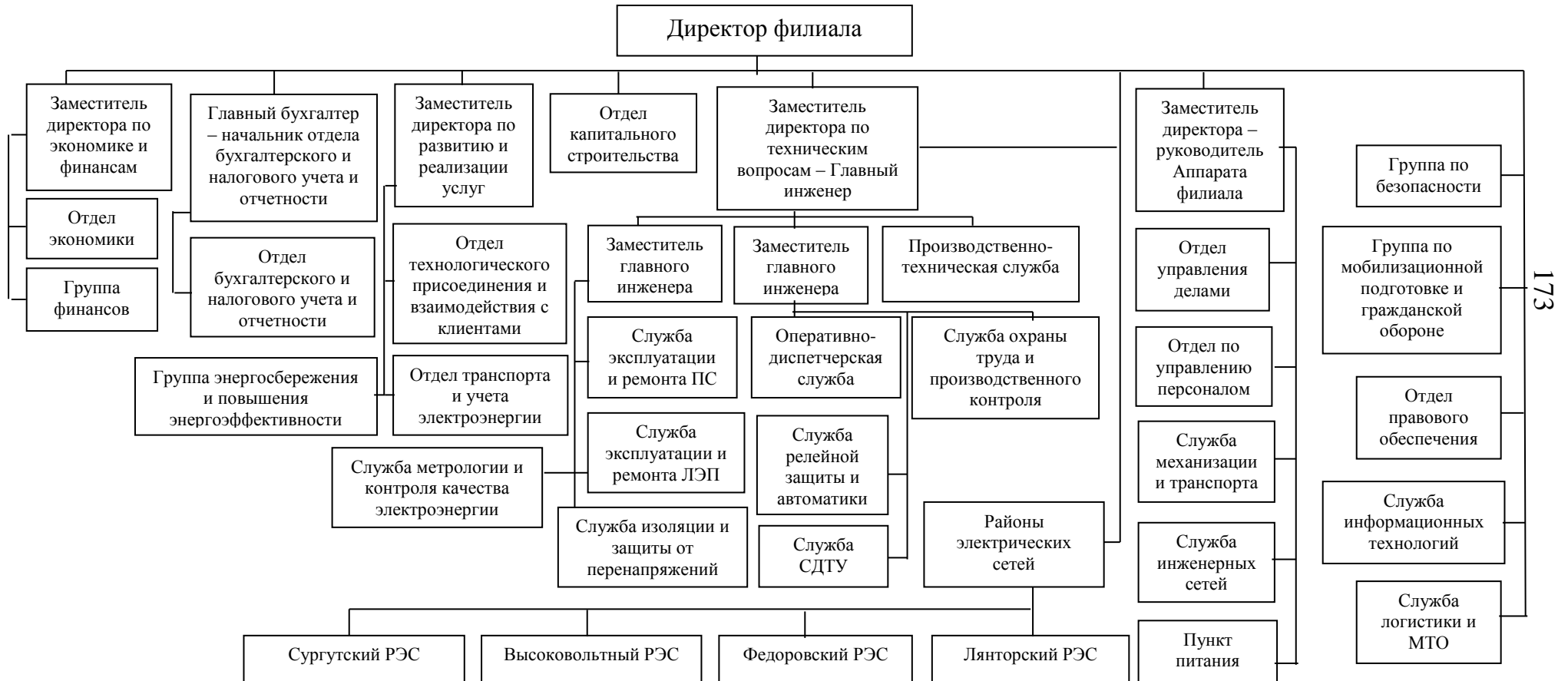
Всего баз	1	2	...	m
$P \{ \dots \}$	-	-	-	-
№ рассматриваемой базы	1	2	...	m

Источник: составлено автором.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(информационное)

Организационная структура предприятия



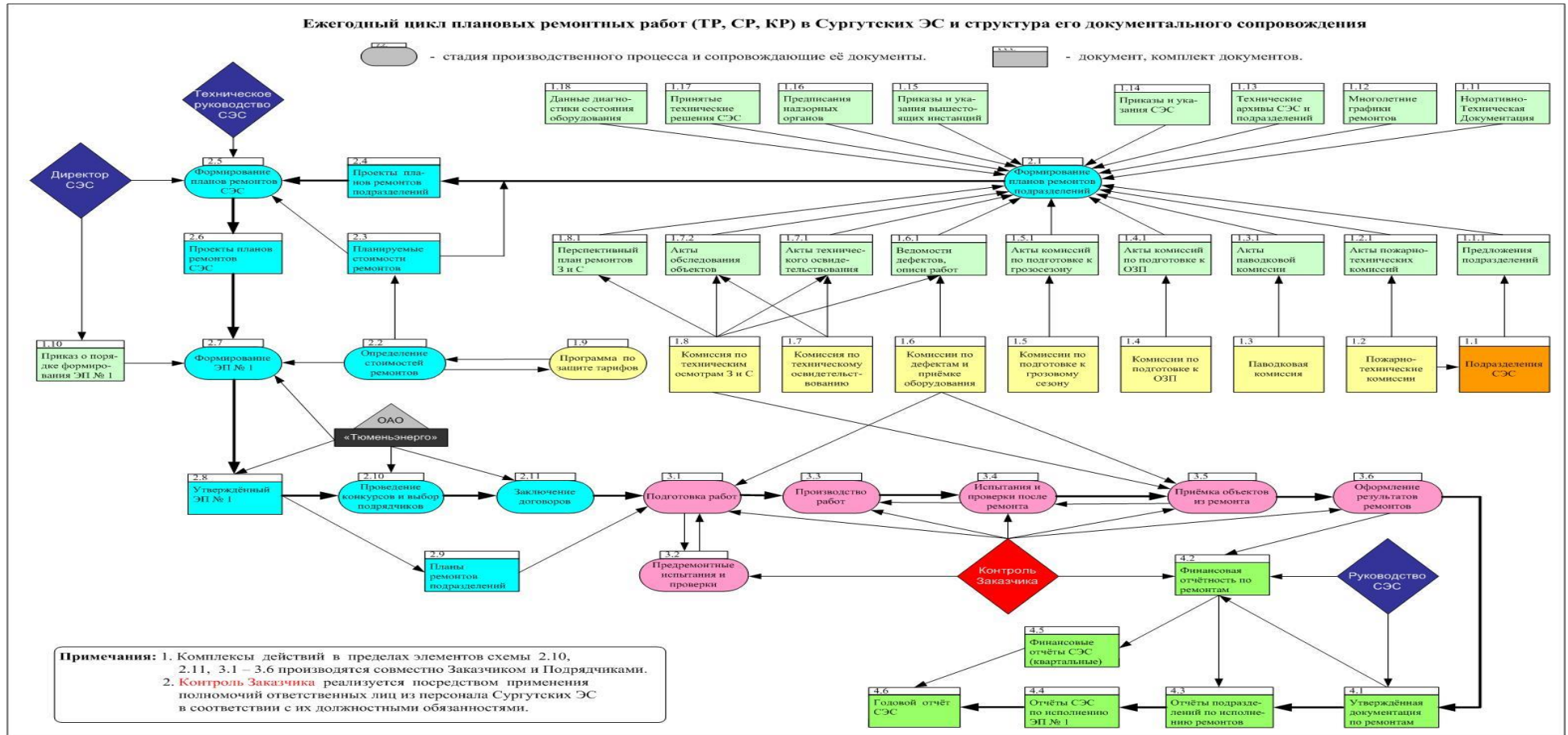
Источник: составлено автором.

Рисунок Б.1 – Организационная структура предприятия

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(информационное)

Схема ежегодного цикла ремонтного обслуживания в Сургутских электрических сетях



Источник: составлено автором.

Рисунок В.1 – Схема ежегодного цикла ремонтного обслуживания в Сургутских электрических сетях

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(информационное)

Расчет стоимости одного человека-часа ремонтных работ

Таблица Г.1 – Расчет стоимости одного человеко-часа ремонтных работ, выполняемых хозяйственным способом

Наименование показателей	Единица измерения, коэффициент	3 разряд	4 разряд	5 разряд	5,5 разряд	6 разряд
Месячная тарифная ставка работника	руб.	5 459	6 525	8 160	8 978	9 795
Количество рабочих часов в месяц	час	165,50	165,50	165,50	165,50	165,50
Часовая тарифная ставка	руб./час	32,98	39,43	49,31	54,25	59,18
Доплата за работу с тяжелыми, вредными условиями труда к часовой тарифной ставке в размере 6 %, руб.	0,06	1,98	2,37	2,96	3,25	3,55
Премия к часовой тарифной ставке в размере 80 % с учетом доплат, руб.	0,80	26,39	31,54	39,44	43,40	47,35
Вознаграждение за выслугу лет 15 % к часовой тарифной ставке, руб.	0,15	4,95	5,91	7,40	8,14	8,88
Вознаграждение по итогам работы за год 33 % к часовой тарифной ставке, руб.	0,33	10,89	13,01	16,27	17,90	19,53
Дополнительная заработная плата (доля отпускных), руб.	0,086	6,64	7,93	9,92	10,92	11,91
Итого часовая тарифная ставка	-	83,82	100,19	125,30	137,86	150,40
Итого часовая тарифная ставка с учетом районного коэффициента (70 %) и северной надбавки (50 %)	2,2	184,41	220,42	275,65	303,28	330,88
Накладные расходы 163,2 %	1,632	300,96	359,73	449,86	494,96	540,00
Итого часовая тарифная ставка	-	485,37	580,15	725,52	798,24	870,88
Итого с учетом рентабельности 19 %	1,19	577,59	690,37	863,36	949,91	1 036,35

Источник: составлено автором.

Таблица Г.2 – Расчет стоимости одного человеко-часа ремонтных работ, выполняемых подрядным способом

Наименование показателей	Единица измерения, коэффициент	3 разряд	4 разряд	5 разряд	5,5 разряд	6 разряд
Месячная тарифная ставка работника	руб.	5 459	6 525	8 160	8 978	9 795
Количество рабочих часов в месяц	час	165,50	165,50	165,50	165,50	165,50
Часовая тарифная ставка	руб./час	32,98	39,43	49,31	54,25	59,18
Доплата за работу с тяжелыми, вредными условиями труда к часовой тарифной ставке в размере 6 %, руб.	0,06	1,98	2,37	2,96	3,25	3,55
Премия к часовой тарифной ставке в размере 80 % с учетом доплат, руб.	0,80	26,39	31,54	39,44	43,40	47,35
Вознаграждение за выслугу лет 15% к часовой тарифной ставке, руб.	0,15	4,95	5,91	7,40	8,14	8,88
Вознаграждение по итогам работы за год 33 % к часовой тарифной ставке, руб.	0,33	10,89	13,01	16,27	17,90	19,53
Дополнительная заработная плата (доля отпусковых), руб.	0,086	6,64	7,93	9,92	10,92	11,91
Итого часовая тарифная ставка	-	83,82	100,19	125,30	137,86	150,40
Итого часовая тарифная ставка с учетом районного коэффициента (70 %) и северной надбавки (50 %)	2,2	184,41	220,42	275,65	303,28	330,88
Накладные расходы 248,3 %	2,483	457,89	547,30	684,44	753,05	821,58
Итого часовая тарифная ставка	-	642,30	767,72	960,09	1 056,34	1 152,47
Итого с учетом рентабельности 19 %	1,19	764,34	913,59	1 142,51	1 257,04	1 371,44

Источник: составлено автором.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(информационное)

Стоимость одного машино-часа по видам транспортных средств

Таблица Д.1 – Стоимость одного машино-часа по видам транспортных средств

Марка транспортного средства	Стоимость 1 машино-часа, руб.
1	2
ГАЗ-27057 фургон грузопассажирский	588
ГАЗ-2752 фургон грузопассажирский	595
ГАЗ-27527 фургон грузопассажирский	595
ГАЗ-32213 автобус	754
ГАЗ-330232 бортовой	647
ГАЗ-33086 грузовая автоподъемник	915
ЗИЛ-433362 а-гидроподъемник АГП-2204	853
ЗИЛ-131 бортовой	680
ЗИЛ-131 МШТС вышка монтажная	704
КАВЗ-327840 грузопассажирский фургон	775
КАМАЗ-53212 бортовой	637
КАМАЗ -65201 КС-65713-1 а-кран 50 т.	1 916
КАМАЗ 6522522 седельный тягач с тралом	3 284
КАМАЗ 44108-10 седельный тягач	1 006
Компрессорная станция ПКСД-5,25Д	206
Копер навесной КоГ-12-1.1-01 (СП49Д) на базе трактора Т10МБ.2121-0	993
МЗСА 817716 прицеп к снегоходу	61
МКСМ-800 погрузчик	988
НЕФАЗ 9334-10 полуприцеп	76
Сварочный агрегат на шасси АДД-4004.6+ВГ	213
Седельный тягач двухзвенный гусеничный ДТ-10п 710 л.с.	3 057
Снегоход Буран	304
Трактор с бульдозерным оборудованием Б10МБ.2122-284	1 000
ЧМЗАП-99064 полуприцеп	148
УАЗ - 3163-20 Патриот легковая	566

Продолжение таблицы Д.1

1	2
УАЗ-390902 грузопассажирский фургон	586
УРАЛ-375 АЦ-5,4 топливозаправщик	876
УРАЛ-42112 вахта дл. 8,3 м	992
УРАЛ-4320-1151-41 ВС-22.05 АГП	1 007
УРАЛ-32551-0011-41 специальный пассажирский	962
УРАЛ-5557 КС-3574 а-кран 14-16 т.	914
УРАЛ КС-45717-1 а-кран	1 365
УРАЛ-5557-10 самосвал	693
УРАЛ-4320 АТЗ-10 масловоз	809
УРАЛ-4320-30 АС-6 кран-манипулятор	820

Источник: составлено автором.