

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического и
транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.02.09 – «Экономика предприятий и организаций (энергетика)»

Обоснование способа проведения ремонтных работ на энергопредприятиях (на примере АО «Красноярской ТЭЦ-1»)

Пояснительная записка

Руководитель	_____	доцент, канд.экон.наук	Т.И.Поликарпова
	подпись, дата		
Выпускник	_____		О.В.Лыхина
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		К. А. Мухина
	подпись, дата		

Красноярск 2017

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Теоретические аспекты организации ремонтов в энергетике	6
1.1 Техническая база электроэнергетики	6
1.2 Особенности организации и проведения ремонтов на энергопредприятиях	15
1.3 Анализ нормативной базы ремонтов	28
2 Анализ и оценка затрат на проведение ремонтных работ на ТЭЦ-1	38
2.1 Оценка внутреннего потенциала на ТЭЦ-1	38
2.2 Анализ состояния основных фондов на предприятии	53
2.3 Анализ затрат на ремонты на ТЭЦ-1.....	61
3 Разработка путей совершенствования по снижению затрат на ремонт.....	71
3.1 Пути совершенствования ремонтов на ТЭЦ-1	71
3.2 Оценка способов проведения ремонтов на ТЭЦ-1	77
Заключение	92
Список использованных источников	95
Приложение А – Структура АО «Красноярская ТЭЦ-1».....	100

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика является важной отраслью экономики. Надежная и эффективная работа, качественное энергообеспечение потребителей выступает базой для развития экономики страны. Российская электроэнергетика, даже несмотря на кризис последних лет, остается одной из самых крупных в мире. На долю РФ приходится около 10% от мирового производства электроэнергии.

Производственная база электроэнергетики представлена комплексом энергетических объектов: электростанции, подстанции, котельные, электрические и тепловые сети, обеспечивающих вместе с другими предприятиями, а также строительными и монтажными организациями, НИИ, проектными институтами - функционирование и развитие электроэнергетики.

Экономическая основа функционирования отрасли включает в себя систему отношений, связанную с производством и оборотом электрической энергии на оптовом рынке, а также розничных рынках энергии и мощности.

Технический аспект электроэнергетики обусловлен, во первых, огромными мощностями, которые получает человечество, применяя для этого энергетический потенциал планеты. Важной задачей электроэнергетики является снижение потерь электроэнергии на всех этапах ее преобразования (от получения до конечного потребителя). При этом требуется улучшение применения оборудования, проведение своевременных ремонтных работ, эффективное использование полученной энергии.

Современное энергетическое оборудование имеет достаточно высокие расчетные показатели надежности. Однако в процессе эксплуатации под воздействием различных факторов, условий и режимов работы исходное состояние оборудования непрерывно ухудшается, снижается эксплуатационная надежность и увеличивается опасность возникновения отказов. Надежность электрооборудования зависит не только от качества изготовления, но и от научно обоснованной эксплуатации, правильного технического обслуживания и своевременного ремонта. В основе процесса эксплуатации

электрооборудования лежат последовательные во времени смены состояний работы, резерва, ремонта, технического обслуживания, хранения и т. п.

Опираясь на статистические данные, следует отметить, что износ оборудования в электроэнергетики составляет на сегодняшний день более 50%. По различным оценкам, для проведения ремонтных работ в электроэнергетике необходимо от 20 до 100 млрд. долл. капиталовложений. Большую их долю могут реализовать лишь частные инвесторы отечественные и иностранные и при условии работы рынка и перестройки системы государственного регулирования российской электроэнергетики. Лишь таким методом можно решить проблемы, которые возникли из-за неплатежей, ненадежности энергопоставок, перебоев в энергоснабжении российских предприятий.

Ремонт относят к вспомогательному хозяйству, но между основным производством и ремонтным хозяйством существует взаимосвязь. Ремонт оборудования это неотъемлемая часть его эксплуатации и играет важную роль в обеспечении бесперебойного энергоснабжения потребителей.

Целью работы является обоснование способа проведения ремонтных работ на энергопредприятиях на АО «Красноярской ТЭЦ – 1».

Исходя из поставленной цели в дипломной работе, решились следующие задачи:

- исследование теоретических аспектов ремонта энергетического оборудования;
- анализ способов проведения ремонтных работ на ТЭЦ – 1;
- анализ затрат на ремонты на ТЭЦ – 1;
- разработка мероприятия направленного на сокращение затрат на ремонты на АО «Красноярской ТЭЦ – 1»;
- оценка экономической эффективности проекта по сокращению затрат на ремонты.

Объектом дипломной работы является АО «Красноярской ТЭЦ – 1».

Предмет исследования – способы ремонтов энергетического оборудования на АО «Красноярской ТЭЦ – 1».

Теоретической основой исследования выступают работы отечественных и зарубежных экономистов по изучаемым вопросам и проблемам, законодательство Российской Федерации; официальные инструктивно-методические материалы; публикации в периодической печати; материалы собственных исследований.

Методической основой написания дипломного проекта является применение в процессе проводимых исследований совокупности различных методов. В работе использовались методы: статистического анализа, сравнения, прогнозирования, группировки исходных данных, наблюдения, разных видов оценок, определения отклонений, табличный и графический методы.

Применение каждого из данных методов определяется характером решаемых в процессе исследования задач.

Работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка использованных источников и приложений.

1 Теоретические аспекты организации ремонтов в энергетике

1.1 Техническая база электроэнергетики

Российская электроэнергетическая система одна из наиболее крупных в мировой экономике и состоит в первой десятке энергосистем мира по количеству установленных генерирующих мощностей, производству электроэнергии на электростанциях трех основных типов (ГЭС, ТЭС, АЭС) а также экспорту [25].

Российская электроэнергетика имеет свои уникальные особенности [11, с.432]:

- самая большая территория единой энергосистемы (11 часовых поясов);
- на единицу установленной мощности электростанций Россия имеет наибольшую протяженность электрических сетей высокого напряжения: 2,05 км/МВт против 0,75 – 0,8 км/МВт в США и Европе.

К середине 80-х годов была сформирована оптимальная структура организации энергоремонтного производства в электроэнергетическом комплексе. В общем случае созданная структура организации энергоремонтного производства предусматривала на уровне электростанций – создание и целесообразное развитие собственного ремонтного персонала и отделов подготовки и планирования ремонтов для:

- выполнения работ по техническому обслуживанию (ТО) и текущим ремонтам, что требовало круглогодичной загрузки ремонтного персонала;
- разработки ведомостей объемов работ, сбалансированных с трудовыми, материальными, финансовыми ресурсами; составление и контроль сметно-финансовой документации;
- организации и координации ремонтов, оценки технического состояния оборудования, оценки качества ремонта, в т. ч. работ, выполняемых подрядными организациями.

- на уровне энергосистем – создание и (или) оптимальное развитие производственного предприятия для маневрирования персоналом ремонтного предприятия энергосистем;

- специализации ремонтных предприятий энергосистем по технической подготовке ремонта в целом, по ремонту транспортабельного оборудования в заводских условиях, изготовлению средств механизации и зап. частей на своих производственных базах в нужных объемах по согласованной номенклатуре;

- проведение типовых капитальных и средних ремонтов на электростанциях;

- проведение непредвиденных ремонтных работ на электростанциях системы.

На уровне электроэнергетического комплекса – развитие и дальнейшее углубление специализации межсистемных и специализированных ремонтных предприятий, заводов, организаций.

Выбор организационной структуры ремонта осуществляется непосредственно энергопредприятием с учетом сложившихся условий и перспективы развития энергосистемы и региона.

Состав электрических сетей и общая работа электростанций единой энергетической системы Российской Федерации в синхронном режиме дают возможность в большой степени реализовать преимущества по наиболее эффективному применению генерирующих мощностей, экономичному расходу топлива и обеспечению надежности электроснабжения [2, с. 783].

Одной из главных проблем электроэнергетики РФ является устаревшее оборудование, требующее модернизации и периодических ремонтов. На электростанциях России функционирует главным образом оборудование, которое было произведено и введенное в эксплуатацию в середине прошлого века. Конструктивные решения, параметры а также характеристики оборудования показывают уровень, который был достигнут к указанному времени. Средний возраст оборудования ТЭС составляет на сегодняшний день тридцать лет, при всем этом возрастной состав оборудования следующий

(в процентах от установленной мощности): до тридцати лет – 41%; от тридцати одного года до пятидесяти лет – 52%; больше пятидесяти лет – 7% [25].

Согласно нормативам средний срок полезного использования оборудования ТЭС составляет 20-25 лет, таким образом, большая часть оборудования работает дольше срока полезного использования.

Средний возраст оборудования ГЭС составляет тридцать пять лет при следующей возрастной структуре: до тридцати лет – 22,3%; от тридцати одного до пятидесяти лет – 56,8%; более пятидесяти лет – 20,9% [25].

Согласно нормативам средний срок полезного использования оборудования ГЭС составляет 20 – 30 лет, таким образом, большая часть оборудования работает дольше срока полезного использования.

Порядка 60% паровых турбин ТЭС выработали парковый ресурс; 50% гидротурбин выработали нормативный срок службы. Большая степень износа оборудования электростанций ведет к уменьшению надежности и эффективности его работы. КПД ТЭС в России составляет 36,6%, а в мире 39 – 41,5%; давление пара ТЭС в России – 25 МПа, в мире – 30 – 35 МПа; температура пара ТЭС в России – 545-550 °С, в мире – 600-650 °С [25].

Удерживание вредных веществ на отечественных ТЭС не более 96%, в ЕС – более 99%. При всем этом установки по улавливанию оксидов серы и азота на ТЭС России полностью отсутствуют [25].

По мнению специалистов, почти все блоки к 2020 году выработают парковый ресурс, а возраст всех блоков мощностью 150 – 160 МВт и, по крайней мере, трети блоков 200 – 210 МВт перевалит за пятьдесят лет, что сильно превосходит парковый ресурс [16, с.54].

Приведенные выше данные говорят о том, что современное техническое состояние оборудования электростанций России может привести к снижению надежности отечественной электроэнергетики. Необходимо сказать, что, невзирая на дефицит финансовых ресурсов, выделяющихся на разработку технических решений по увеличению эффективности оборудования электростанций, работы в данном направлении ведутся постоянно. На данный

момент времени оборудование всего номенклатурного ряда, которое разработано и выпущено изначально энергомашиностроительными предприятиями, модернизируется с применением современных конструкторских решений, что позволяет улучшить технико – экономические показатели и показатели надежности. На предприятиях работают инвестиционные программы, которые подразумевают под собой работы по модернизации производства и совершенствованию продукции [4, с.376]. Вместе с тем необходимо отметить серьезное технологическое отставание отечественного оборудования от зарубежных аналогов в сфере создания и производства целого ряда важных новых видов, а именно оборудования для энергоблоков суперкритического давления, котельных агрегатов с топками ЦКС, ПГУ с ВЦГ и так далее.

В большинстве своем плохие темпы замены изношенного оборудования обусловлены рассредоточением финансовых ресурсов. У разобщенных предприятий не хватает финансовых средств на создание нового оборудования. Вместе с этим требуется создание общей управленческой структуры (по типу созданной Федеральной компании по управлению электросетевым комплексом Российской Федерации) для проведения инвестиционных программ по разработке, созданию а также внедрению новых технологий и оборудования для развития, и для технического переоснащения производственной базы электроэнергетики [7, с.24].

В связи с вышеперечисленным государство должно обеспечить [7, с.25]:

- энергетическую безопасность страны и экологическую безопасность электроэнергетики;
- постоянную и надежную работы электроэнергетики для удовлетворения спроса на электроэнергию потребителей;
- защиту потребителей от необоснованного роста цен на электроэнергию;
- создание благоприятных условий для инвестиций либо государственных капиталовложений в строительство объектов электроэнергетики для предотвращения появления недостатка электрической энергии [11, с. 58].

Выполняя свои задачи, государство в последнее время приняло ряд документов нормативно – методического и информационного характера, которые являются основой для создания программ развития электроэнергетики.

К данным документам относят:

- указ президента Российской Федерации от 4 июня 2008 года № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики»;

- энергетическая стратегия России до 2030 года;

- генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года;

- сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года;

- приказ Минэнерго России от 13 августа 2012 года № 387 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2012 – 2018 годы».

Энергетической стратегией РФ на период до 2035 года обозначены такие главные целевые ориентиры долгосрочной политики государства в электроэнергетике [17]:

- надежное обеспечение экономики и населения страны электрической и тепловой энергией;

- сохранность целостности и развитие единой энергетической системы России, ее взаимосвязь с другими энергообъединениями на Евразийском континенте;

- рост эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на основе современных технологий;

- снижение негативного воздействия на окружающую среду.

С целью выполнения указов и решений президента и правительства создана Программа модернизации электроэнергетики до 2020 года. Программа предлагает колоссальное обновление электроэнергетики России с применением отечественного и мирового опыта, преодоление растущего технологического отставания, морального и физического старения основных фондов, рост

надежности и эффективности электроснабжения а также энергетической безопасности страны. В Программе указаны пути решения задач которые касаются смены технологий и оборудования на производстве, транспорте и распределении электроэнергии на более современные, соответствующие мировому стандарту; по разработке новых технологий, в том числе прорывных; по созданию и реализации демонстрационных проектов по созданным новейшим технологиям.

Федеральный закон «О техническом регулировании» № 184-ФЗ от 27 декабря 2002 г. вступил в действие с 1 июля 2003 года. Главной особенностью закона выступает то обстоятельство, что качество продукции, ее свойства и другие факторы, в отличие от прежней жесткой государственной регламентации в форме обязательных для исполнения государственных и отраслевых стандартов, становятся факторами рыночными. При этом утверждаются обязательные требования лишь к безопасности, устанавливаемые общими а так же специальными техническими регламентами [21].

Для электроэнергетики крайне значимым явилось совпадение этапа ее реформирования с вводом Закона «О техническом регулировании». Для реформы электроэнергетики, которая обусловлена введением рыночных принципов, необходим инновационный подход к нормативно – правовой базе, которая определяет отношение в настоящее время. Подобные подходы предусмотрены законом «О техническом регулировании».

По поручению Минэнерго России, в 2010 г., с корректировкой в 2012 ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» были разработаны сценарные условия развития электроэнергетики России на период до 2030 года. Сценарные условия показывают наиболее главные целевые направления, приоритеты и параметры развития электроэнергетики на период до 2030 года с привязкам к контрольным точкам 2015, 2020, 2025 годов [19].

В сценарных условиях указаны три вероятных сценария развития:

- максимальный сценарий, который тесно связан с Концепцией долгосрочного развития и базируется на том, что для России есть

потенциальная возможность большого увеличения экономического роста с достижением после 2015 года динамики, которая указана в инновационном варианте концепции долгосрочного развития. При всем этом среднегодовые темпы прироста ВВП в период с 2011 по 2030 годы составят около 5,3 %. Сценарий подразумевает крупное обновление традиционных, в первую очередь энергосырьевых, секторов вместе с мощной диверсификацией экономики[19].

- инновационный сценарий, который выступает последней на данный момент интерпретацией инновационного сценария Минэкономразвития России, сформированного с учетом результатов постепенного выхода страны а также мирового рынка из кризиса. Сценарий предполагает переход от стабилизации и поступательного движения экономики России к достаточно быстрому ее росту с обязательной реализацией инновационной компоненты. Вместе с модернизацией энергосырьевого комплекса он базируется на создание современной транспортной инфраструктуры и конкурентоспособного сектора высокотехнологичных производств и экономики знаний[19].

- консервативный или энерго – сырьевой сценарий – рассматривается в виде риск – анализа. Дополнительная причина изучения подобного сценария – это анализ последних тенденций в развитии мировой и плотно связанной с ней российской экономике, который дает возможность говорить о незавершенности выхода их из кризиса, и пессимистические ожидания достаточно большого числа известных экономистов по поводу развития мировой и российской экономики в ближайшее время, вплоть до возможной новой рецессии. Незавершенность выхода на прежние параметры экономики России видна как в количественном (докризисные объёмы ВВП, инвестиций в основной капитал, выпуск в ряде ключевых электроемких отраслей и т.д.), так и, и это главное, в качественном отношении. Точная «модель роста» для России пока не только не создана в плане соотношения основных её факторов, мотиваций субъектов экономических отношений, стоимости ресурсов развития, но по-настоящему так и не найдена [19].

Реализация колоссальных планов технологической модернизации электроэнергетического комплекса России, стратегический характер задач технического переоснащения и обновления производственной базы электроэнергетики страны определяют важность их как сильной составляющей государственной политики в сфере энергетики. Соответственно государственным структурам призваны не только централизованную разработку программ развития и модернизации энергетики в качестве государственной программы, но и контроль над ее реализацией в современной системе хозяйственных, а также имущественных отношений в электроэнергетике.

Государству необходимо играть важнейшую роль в управлении инвестиционным процессом, в решении задачи обновления электроэнергетики страны с учетом требований энергетической безопасности страны в целом а также ее субъектов. Для этого нужны крупные централизованные инвестиционные ресурсы, особенно в части инвестиционных проектов, где ограничены условия коммерческой привлекательности, требования рентабельности и финансовой устойчивости. В качестве примеров таких проектов могут выступать проекты, направленные на решение проблемы по замене изношенного оборудования на базе современных технологий и оборудования [3].

Техническое регулирование в электроэнергетике ставит перед собой следующие цели:

- выполнение требований безопасности;
- поддержание необходимой системной надежности;
- выполнение принятой РАО «ЕЭС России» технической политики;
- реализация экономической эффективности энерго производства;
- реализация эффективного взаимодействия субъектов электроэнергетики в постреформенный период;
- разработка позиции РАО «ЕЭС России» при формировании, обсуждении и принятии технических регламентов а также национальных стандартов [18].

В электроэнергетике объем необходимых капиталовложений итогового периода превысит базовый уровень более чем на 50 %. При этом в структуре капиталовложений в электроэнергетику доля ТЭС увеличится на 3-5 п.п. (с 33 до 35-37 %), доля АЭС вырастет на 2-5 п.п., доля ГЭС и НВИЭ не изменится, а доля сетей сократится на 6 п.п.

В целом доля электроэнергетики в общем объеме капиталовложений в отрасли ТЭК в консервативном сценарии сократится с 22 до 20 %, в целевом сценарии – увеличится с 22 до 25 %.

Объем капиталовложений в возобновляемые источники энергии итогового периода прогнозируется в 5-7 раз выше базового уровня. При этом доля возобновляемых источников энергии в общем объеме капиталовложений в сферы энергоснабжения увеличится с 4 до 10-12 %.

В электроэнергетике – ускорение электрификации основных сфер деятельности с увеличением потребления электроэнергии на 36 %; обновление основных фондов отрасли, в том числе за счет вывода из эксплуатации экономически неэффективного, физически и морально устаревшего энергетического оборудования с введением необходимого объема новых мощностей, преимущественно нетепловых электростанций с ростом их установленной мощности в 1,5 раза; увеличение экспорта электрической энергии и мощности (в 5–8 раз, до 32-74 млрд кВт-ч), особенно на востоке страны.

При возможных сценариях будет выполнено эффективное использование природного, производственного и финансово – экономического потенциала ТЭК для эффективного содействия преодолению замедления и последующему увеличению роста экономики России.

Стоит отметить и увеличение доли отечественной продукции в закупках предприятий ТЭК до 60 % и более к концу первого этапа, и свыше 85 % к 2035 году. Увеличение объема среднегодовых заказов ТЭК на отечественное оборудование, материалы и строительные работы на 75 % (к среднегодовым объемам в 2013-2016 гг.).

Рост среднегодовых инвестиций в энергетический сектор в 1,2-1,5 раза после преодоления краткосрочного экономического спада.

При любых сценариях будет обеспечено эффективное использование природного, производственного и финансово-экономического потенциала ТЭК для максимального содействия преодолению замедления и последующему ускорению роста экономики России [4].

1.2 Особенности организации и проведения ремонтов на энергопредприятии

Необходимость ремонта энергооборудования вызвана износом и загрязнением его частей в ходе эксплуатации. При данной продолжительности работы износ зависит от качества выполнения оборудования (конструкция, качество сборки); эксплуатационных факторов (окружающей среды, качества воды, топлива, параметров первичной энергии); качества эксплуатационного обслуживания, а также ремонта оборудования.

Пристальное внимание ремонту обусловлено надежностью и исправностью оборудования, что позволяет своевременно выполнять все договора и эффективно работать предприятию. С каждым годом объекты ремонта энергооборудования - котло – и турбоагрегаты, блоки со всем вспомогательным оборудованием становятся более мощными, а также технически сложными, отмечается, концентрация мощностей конструкция же агрегатов усложняется (состоит из большего числа деталей и узлов). Необходимость проведения во время ремонта агрегата крупных объемов работ в определенные сроки требует высокой концентрации ремонтного персонала. Затраты на ремонт растут, увеличивается количество ремонтного персонала, а автоматизация технологических процессов ведет к сокращению эксплуатационного персонала [6].

В общем случае, под ремонтом энергооборудования понимается комплекс работ по поддержанию оборудования в состоянии эксплуатационной

готовности и сохранению нормального уровня производственной мощности и требуемых эксплуатационных свойств.

Ремонт в энергетике это сложная вероятностная и динамическая система, у которой есть свои специфические особенности [9]:

- по объему и содержанию ремонт не повторяется;
- в ремонте принимают участие большое количество рабочих;
- сложность учета и разнесения затрат, из – за того что ремонтные циклы не совпадают с плановыми периодами (год);

- большинство ремонтов приходится на лето, ввиду этого требуется большие объемы работ проводить в ограниченные сроки, особенно это касается дефицитных энергосистем.

- специфика энергоремонта, которая выражается в сложности и большом разнообразии оборудования, требует развития специализации при проведении ремонта:

- ремонтный персонал электростанций выполняет техническое обслуживание на оборудовании;

- часть объемов ремонтных работ при плановых ремонтах;

- аварийно – восстановительные работы на основном, вспомогательном и общестанционном оборудовании.

В любой системе существуют детали, износ которых начинает приводить к сильному износу других деталей, соответственно, получается цепочка разрушения машины. Исходя из этого, выход из строя небольшой детали может повлечь за собой выход из строя всего агрегата. Разные части и узлы энергооборудования подвергаются износу неравномерно. Аварийные выходы из строя агрегатов происходят в основном вследствие недопустимого износа его частей. Своевременная профилактическая замена данных частей или деталей может сохранить весь агрегат. Одной из причин выхода из строя может быть следствием сильного загрязнения оборудования. Соответственно важным условием роста надежности работы энергооборудования является их своевременная очистка. Поддержание энергооборудования в рабочем

состоянии с сохранением его нормальных эксплуатационных характеристик (мощности и экономичности) осуществляется эксплуатационным надзором и уходом. Лучшей задачей эксплуатационного надзора является содержание оборудования в рабочем состоянии в периодах между ремонтами. Сюда относят: каждодневный осмотр, чистка, обтирка, промывка, смазка, мелкий крепежный ремонт. Порядок надзора определяется специальными инструкциями. Другим способом поддержания оборудования является ремонт, который заключается в основном в замене изношенных частей и полной чистке оборудования[18].

Проведение реструктуризации ремонтного производства проходит путем выделения его из отрасли. Основным тезисом важности реструктурирования ремонтного бизнеса выступает то, что ремонт, сервис энергооборудования и поставка материально – технических ресурсов являются услугой, которая оказывается электростанциям и сетям предприятиями (ремонтными, монтажными, строительно – монтажными и заводами), работа которых в отрасли «электроэнергетика» учитывается как «услуга производственного характера».

Организация ремонтного обслуживания в Российской электроэнергетике, учитывая отсутствие диагностических средств, позволяющих выявить реальное техническое состояние оборудования, пока в значительной мере основывается на принципах планово – предупредительного ремонта, предусматривающих вывод оборудования в ремонт в соответствии с утвержденной структурой ремонтного цикла.

Соответственно, при выделении энергоремонта в самостоятельный бизнес, уменьшение собственного ремонтного персонала на электростанциях либо в электрических сетях возникают проблемы, которые требуется заранее решить. Так, сегодняшнее техническое обслуживание энергетического оборудования, в большей степени вспомогательного, из – за его износа и плохого качества изготовления осуществляется ежедневно и зачастую в авральном режиме (продолжение работы после окончания смены,

вызов ремонтников в выходные дни и ночное время). Ввиду этого на электростанциях всегда должен находиться ремонтный персонал, который выполняет текущие и мелкие аварийные работы, и устраняет дефекты. Кроме всего прочего, в переходный период могут возникнуть финансовые трудности, что влечет отток части высококвалифицированного ремонтного персонала.

Постоянное поддержание энергетического оборудования в рабочем состоянии с сохранностью всех его эксплуатационных свойств может быть обеспечено лишь системой планово – предупредительных ремонтов (ППР), которая представляет собой систему планируемых организационных и технических мероприятий по текущему надзору, уходу и ремонту с целью поддержания оборудования в работоспособном состоянии и предупреждения его аварийной остановки.

Сущность ППР состоит в том, что все виды ремонтов планируются и проводятся в точно установленные ремонтными нормативами сроки. Объемы, номенклатура и продолжительность таких работ определена отраслевыми нормативами.

Еще недавно в России существовала лишь система планово-предупредительных ремонтов (ППР). При спаде электропотребления в 90 – х годах эффективность энергоремонтного производства заметно снизилась, что потребовало новых подходов к планированию. В итоге энергокомпаниям было рекомендовано перейти на планово – диагностический ремонт (по результатам контроля и испытаний), где для этого есть условия, либо на новую систему технического обслуживания и ремонта. Базу этой системы составляет не регламентированная календарная продолжительность ремонтного цикла (как в системе ППР), а определенный межремонтный ресурс.

Сущность ремонта по техническому состоянию состоит в том, что все виды и сроки ремонта устанавливаются в зависимости от технического состояния оборудования, определяемого во время проведения периодического технического осмотра. Объемы, виды и продолжительность работ по ТОР уточняются по итогам технического контроля а также испытаний

Стратегия ремонта, которая основана на межремонтном ресурсе энергоблоков, отличается от существующей как по основным задачам, так и по конкретным направлениям и содержанию работ ТОиР.

Отличие такого ремонтного цикла от ремонтного цикла ППР состоит в том, что необходимость проведения капитального ремонта определяется исчерпанным межремонтным ресурсом, а не регламентированной календарной продолжительностью эксплуатации. В новых условиях календарная продолжительность ремонтного цикла выступает переменной величиной и зависит от наработки энергоблока по годам ремонтного цикла.

Основа стратегии проведения ремонтов состоит в переходе от планирования на основе жесткой структуры межремонтного цикла ППР к планированию, которое учитывает наработку, достигнутую в межремонтный период каждой единицей конкретного оборудования.

Система ППР объединяет принцип профилактики с принципом плановости ремонтов, и решает задачи рациональной организации процесса ремонта, уменьшение его сроков, увеличение промежутков непрерывной работы оборудования между ремонтами и снижения стоимости ремонтных работ.

Способы организации ППР различны по двум основным признакам: уровня централизации его организации и ведомственной подчиненности подразделений, которые проводят ремонт.

В зависимости от уровня централизации отмечают три способа организации ремонта [6]:

- цеховой (децентрализованный);
- станционный (частично централизованный);
- централизованный.

В зависимости от ведомственной подчиненности выделяют:

- организацию ремонта самими электростанциями;
- специальными ремонтными предприятиями энергосистемы;
- специализированными ремонтными предприятиями Главэнергоремонта.

При цеховой форме организации капитальный и текущий ремонты оборудования рассредоточены по основным цехам станции и производятся ремонтным персоналом каждого цеха, организованным в специализированные бригады. В обязанности ремонтного персонала цехов входит межремонтное обслуживание оборудования. Изготовление необходимых для ремонтных работ запасных частей к оборудованию сосредоточено в ремонтно – механическом цехе станции.

К плюсам цеховой системы можно отнести простоту управления, и ответственность сотрудников [24].

Недостатки цехового способа ремонта это:

- недостаточная квалификация ремонтного персонала;
- отсутствие возможности цеху приобретать современное дорогостоящее специализированное ремонтное оборудование а также инструменты;
- отвлечение ремонтном дирекции и руководящего технического персонала от главных обязанностей (ведения эксплуатации).

При станционном способе ремонтный персонал электростанции объединяется в цех централизованного ремонта. Капитальный и текущий ремонт электротехнического оборудования, теплоизмерительных приборов и устройств автоматики производится специальными ремонтными бригадами цехов. Данная форма дает возможность лучше применять ремонтный персонал, ремонтное оборудование, а также инструменты.

При централизованном способе ППР все ремонтные работы на станциях энергосистемы осуществляются специальными ремонтными предприятиями, которые подчинены энергосистеме либо Главэнергоремонту. Центральные ремонтные предприятия самостоятельны и производят ремонты по договорам с электростанциями. Это могут быть центральные производственно-ремонтные предприятия, которые изготавливают инструмент, приспособления и нестандартное ремонтное оборудование, запасные части к оборудованию [17].

Капитальный и текущий ремонт электротехнического оборудования, теплоизмерительных приборов и устройств автоматики осуществляют

специальные ремонтные бригады соответствующих эксплуатационных цехов электростанции – электроцеха, цеха ГАИЗ. Такая система ремонта целесообразна для крупных электростанций, значительно удаленных друг от друга.

Для ремонта транспортабельного оборудования в заводских условиях и изготовления запасных частей в ЦРПП организуют специальные цехи: механический, ремонта тепломеханического оборудования, ремонта КИП и А, электроремонтный.

Централизованный ремонт может осуществляться с различной степенью централизации.

Наиболее развитой формой централизованного ремонта является комплексный ремонт, при котором ремонтные предприятия выполняют все виды работ по капитальному и текущему ремонтам основного и вспомогательного оборудования.

Кроме того, применяют такие формы как агрегатный ремонт (централизованный капитальный и текущий ремонты только некоторых агрегатов с их вспомогательным оборудованием) и узловой ремонт (ремонтное предприятие выполняет работы по отдельным узлам оборудования и специализированные работы). В некоторых случаях ремонтное предприятие ограничивается техническим руководством ремонтными работами, производимыми стационарным персоналом.

Для выполнения ремонтных работ на электростанциях персонал ремонтного предприятия организуется в выездные бригады, последовательно выполняющие все необходимые работы на отдельных станциях, или в участки ЦРПП на обслуживаемых станциях (с постоянным персоналом).

Форма организации труда ремонтного персонала в выездные бригады более совершенна, т. к. позволяет лучше использовать основные преимущества централизованного ремонта – более высокую квалификацию ремонтного персонала и более равномерную его загрузку в течение года.

К достоинствам централизованного ремонта относятся:

- наиболее равномерную загрузку сотрудников;
- более высокую квалификацию персонала, так как предприятие (ЦРП) может иметь бригады по профилям работы;

- возможность приобретать дорогостоящее ремонтное оборудование, так как оно применяется на нескольких предприятиях.

Среди недостатков централизованного ремонта выделяют сложность организационной структуры, сложность планирования, снижение ответственности за качество.

В настоящее время получили распространение промежуточные и смешанные методы проведения ремонтов:

- создание объединенных ремонтных цехов на энергостанции;
- перевод доли ремонта в централизованное ремонтное предприятие (агрегатный ремонт, узловой ремонт, только техническое руководство со стороны ЦРП).

При системе постоянных участков ЦРП на электростанциях централизованный ремонт по организационной характеристике мало отличается от станционного ремонта. Кроме того, здесь сказывается меньшая заинтересованность руководителей ремонтных бригад ЦРП в качестве ремонта (в сравнении с начальниками цехов и руководством станции при станционной форме).

Вопрос о выборе оптимальной системы проведения ремонта для каждого конкретного случая должен решаться с учетом специфики энергосистемы, электростанции и местных условий района.

Бесспорно, целесообразной является централизация специализированных ремонтных работ и ремонтов сложного и реконструктивного характера; работ для ряда территорий совмещенных небольших электростанций.

Наоборот, для очень крупных электростанций, значительно удаленных от ПЭО и ЦРП, более целесообразным в большинстве случаев является станционный ремонт.

На практике редко удается обеспечить весь ремонт силами одной ремонтной организации. Сложность смешанной организации ремонта на крупной электростанции (несколько ремонтных коллективов) вызывает необходимость в централизованном руководстве всем комплексом ремонтных работ и достаточно гибких моделях всего процесса ремонта.

Ремонтные работы могут осуществляться своими силами (ремонтным персоналом) и персоналом специализированных ремонтных организаций.

Ремонт, который проводится своими силами, называется ремонтом, проводимым хозяйственным способом, а ремонт, проводимый при помощи подрядных организаций – подрядным способом.

Для энергетики ОЭС Сибири в целом и энергоремонта в частности к концу 90 – х годов характерно следующее:

- выработка электроэнергии снизилась на 11 %;
- общая численность персонала увеличилась на 39 %. При этом собственный ремонтный персонал увеличился, а привлеченный сократился;
- суммарная численность персонала ремонтных предприятий и персонала ремонтных цехов увеличилась. Высокая численность персонала не была обоснована объемами ремонта. Их финансово – экономическая эффективность снижена;
- длительность простоя в ремонте основного оборудования электростанций увеличилась на 35 – 40 %;
- качество ремонта снизилось;
- совокупные затраты на ремонт трудно проанализировать в виду изменения масштаба цен и инфляции, но ориентируясь на рост численности персонала, занятого на ремонте, затраты на ремонт увеличились, по – видимому, в той же пропорции;
- хозяйственный способ, особенно на станциях и в электросетевых предприятиях реализовался в течение календарного года на 100 % только в летний период времени. Остальное время собственный ремонтный персонал

был занят подготовительными работами, а высококвалифицированный вообще загружен наполовину.

Проведение ремонтов в целом связано с большими затратами трудовых и материальных ресурсов.

Завышенные потребности в ресурсах, сформированные по предыдущему плановому периоду, являлись основой для последующего планового периода, вызывая цепную реакцию повышения стоимости закладываемых в расчёт работ и стоимости материальных ресурсов при последующем расчёте затрат на ремонт. Желание подразделения привлечь для целей ремонта максимальное количество ресурсов в любом виде по любой цене приводило к росту запасов на складе. В условиях ограниченного финансирования и доступности к ресурсам по административному решению руководителя, распределяющего ресурсы, происходило перефинансирование по приобретению материалов и недофинансирование затрат на оплату подрядчиков или наоборот. Стремление предприятия привлечь на цели ремонтов максимальное количество ресурсов приводит к конкуренции предприятий энергосистемы между собой за ресурсы.

Отсутствовала системы мотивации персонала и руководства, а также органов, обеспечивающих контроль и координацию работ по ремонту на снижение затрат.

Существующая структура организации ремонтного обслуживания электростанций характеризуется по способам выполнения работ: хозяйственный и подрядный. Наиболее прогрессивный способ выполнения работ подрядными ремонтными организациями составлял в целом по электроэнергетическому комплексу только 35 % от общей стоимости работ. При этом ремонтные предприятия АО – энерго, как правило, находились на повременной оплате труда, не связанной напрямую с объемами выполненных работ и представляли собой, по сути, не внутрисистемный подряд, а внутрисистемный хозспособ со всеми присущими ему недостатками, носящими антирыночный характер.

Основополагающим тезисом необходимости реструктуризации ремонта путем выделения его из отрасли являлось то, что ремонт, сервис энергооборудования и поставка материально – технических ресурсов являются услугой, оказываемой электростанциям и сетям предприятиями (ремонтными, монтажными, строительными организациями и заводами), деятельность которых учитывается как «услуга производственного характера».

Попытка усилить хозяйственный способ ремонта привела к увеличению расходов на ремонт, росту численности ремонтного персонала, сворачиванию научно – технических программ и, как следствие, снижению качества и количества показателей ремонта, росту издержек и снижению технико – экономических показателей энергопредприятий.

Главными документами по планированию ремонта оборудования выступают [26]:

- ведомость годовых затрат на ремонты;
- годовой план – график ППР оборудования;
- месячный план – график – отчет ППР либо месячный отчет о ремонтах.

Проект организации ремонта это обобщающий документ планирования, в который входят:

- календарный план с перечнем всех объектов ремонта, форм работ и их объемов, с утверждением работ подготовительного периода;
- сетевой график на ремонт объектов повышенной сложности;
- ведомость (график) поставки материалов и оборудования, заготовок, металлоконструкций на весь спектр работ;
- список грузоподъемных механизмов и необходимых средств механизации;
- план подключения электросварочного оборудования, подачи сжатого воздуха, воды и другое;
- план мест, которые отводятся для размещения материалов, изделий, для монтажа и демонтированных в процессе ремонта;

- пояснительная записка, в которой отображены специфические либо дополнительные требования к организации останочного ремонта.

Ведомость годовых затрат на ремонт оборудования составляется на основе проектов годовых план – графиков ремонта оборудования энергетических цехов, нормативов затрат на ремонт и сметной документации на текущий а также капитальный ремонты. При этом уделяется внимание реальному техническому состоянию оборудования, и объему ремонтного фонда отдела главного энергетика (ОГЭ) [26].

Проект ведомостей затрат цеха с разделением по кварталам составляют мастера энергетических цехов либо заместители начальников цехов по производству и отправляют в ОГЭ предприятия, предварительно заверив подписью начальников цехов. На основе цеховых проектов ведомостей затрат на ремонты по всем цехам ОГЭ составляет ведомость годовых затрат на ремонт по ОГЭ предприятия, которую подписывает начальник ОГЭ и передает в планово – экономический отдел предприятия к 15 января года, предшествующего планируемому. Допустимо представление проектов затрат цехов напрямую в планово – экономический отдел.

Годовые планы – графики ППР оборудования составляются мастерами энергетических цехов, которые в свою очередь согласовывают их с другими службами предприятия и направляют в трех экземплярах в ОГЭ к 10 ноября года, предшествующего планируемому [23].

Готовые годовые планы – графики подписываются главным энергетиком, утверждаются главным механиком, производственным отделом, а также главным инженером предприятия. Один экземпляр согласованных графиков ОГЭ направляет в ОГМ, другие – в энергетические цеха. Один экземпляр остается в ОГЭ для контроля. В годовые планы – графики ППР входит все оборудование, которое подлежит ремонту в предстоящем году.

Месячные планы – графики – отчеты ремонта составляют мастера (энергетики) энергетических цехов на основе годовых планов – графиков ремонта оборудования, согласовывают их со службами производства и

отправляют на утверждение главному энергетiku за десять дней до конца месяца, предшествующего планируемому [20].

Календарные сроки ремонта неосновного оборудования по месячному плану – графику – отчету, в основном, приурочиваются к срокам ремонта основного оборудования, работу которого оно обеспечивает.

Утвержденные месячные графики ремонта не позже, чем за неделю до начала планируемого месяца отправляются в энергетические цеха по принадлежности и являются для них планом – заданием на будущий месяц. Они же выступают и отчетным документом о производственной деятельности оперативно – ремонтного, а также ремонтного персонала.

Дополнительно к месячному плану – графику – отчету ремонта энергетического оборудования в цехах разрабатываются такие графики как: графики регламентированного ТО энергетического оборудования, контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Ответственность за проведение годового и месячного планов – графиков ремонта оборудования ложится на начальника энергетического цеха [11]. Годовые и месячные графики ППР могут быть составлены на основе ремонтных нормативов настоящего справочника.

В зависимости от условий работы и с учетом технического состояния оборудования допускаются следующие отклонения от норматива периодичности ремонта: для текущего ремонта $\pm 20 \%$, для капитального ремонта $\pm 15 \%$ [26].

Перепробег сложного энергетического оборудования, подконтрольного Федеральному надзору, запрещается.

Отклонения больше приведенных выше либо замена одного вида ремонта другим допустима с разрешения лица, утвердившего график, и лишь после точной проверки технического состояния оборудования и составления акта на изменение календарного срока ремонта.

Планирование капитального ремонта оборудования в цехах предполагает разработку таких документов как:

- заявка на капитальный ремонт. Заявка размещается в третьем квартале года, предшествующего планируемому;
- ведомость дефектов. При проведении модернизации в ведомость дефектов входят проводимые при этом работы;
- смета затрат;
- заявка на запасные части и материалы;
- акт на сдачу оборудования в капитальный ремонт;
- акт на выдачу оборудования из капитального ремонта;
- акт на изменение календарного срока ремонта;
- документы, подтверждающие качество установленных запасных частей и материалов.

На проведение остановочного ремонта оборудования создаются сетевые графики ремонта.

Планирование текущего ремонта предполагает составление ведомости дефектов, сметы затрат а также заявки на запасные части и материалы.

Работы по обеспечению безопасного хода ремонтных работ определяются и утверждаются непосредственно перед началом ремонта в форме выдачи разрешения на проведение огневых, газоопасных и других работ основываясь на действующих инструкциях [26].

1.3 Анализ нормативной базы ремонтов

Своевременное осуществление ремонтных работ дает гарантию поддержание оборудования в работоспособном состоянии при условии ограниченного финансирования. Проведение ремонтов должно соответствовать нормативной базе.

Действующая нормативная база в электроэнергетике, состоящая из более 2000 ведомственных нормативно – технических документов, собрала в себя многолетний опыт работы энергопредприятий в период жестко централизованной системы управления электроэнергетикой [5].

Нормативно – правовая база технического регулирования создает конкретную иерархию документов, которые предъявляют требования к объектам и субъектам технического регулирования как на уровне обязательных государственных требований (регламенты), так и на уровне производителей и бизнес – сообществ (стандарты). К ним относят:

- технические регламенты, перечень которых для электроэнергетики содержится в Программе разработки технических регламентов, утвержденной Распоряжением Правительства РФ от 8 ноября 2005 г. № 1889 – р, образуют собой систему регламентов, которые устанавливают обязательные к исполнению требования по безопасности [5]: к объектам и оборудованию – 10 специальных технических регламентов; к процессам эксплуатации – 7 специальных технических регламентов.

- национальные стандарты, содержащие регламенты и включающие в себя требования технических регламентов а также требования, содержащиеся в стандартах компании, имеющие общенациональный характер и перерабатываемые в национальные стандарты.

- стандарты организаций, которые регулируют отношения, как субъектов, так и объектов электроэнергетики.

- инструкции и другие документы, которые включают в себя правила, методики, нормы и требования для каждого конкретного объекта электроэнергетики.

Проверка состояния оборудования, регламентные и ремонтные работы на энергообъектах осуществляются, как правило, согласно основополагающему документу «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей». В этом документе говорится, что за техническое состояние оборудования, ходом запланированных объектов ремонтных работ, их качество и сроки, обеспеченность запасными частями а также материалами несет ответственность собственник энергообъекта. Размеры технического обслуживания и планового ремонта оборудования оговорены в правилах предприятия, которая выполняет такие работы, а также в

технико – экономических нормативах планово – предупредительного ремонта энергоблоков [21].

Продолжительность и периодичность любых видов ремонта оговаривается правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, и нормативами на ремонт такого вида оборудования (котлы, турбины, парогенераторы, генераторы и другое). К несчастью, на сегодняшний день объемы ремонта, их периодичность и качество как правило проводится в силу недостатка финансирования этих работ собственниками энергообъектов.

Рост межремонтного периода эксплуатации энергетического оборудования, увеличение его долговечности представляют из себя сложную структуру взаимосвязанных вопросов, для решения которых необходимо как реализация поисковых научно – исследовательских и опытно – конструкторских работ, так и разработки технических мероприятий, которые смогут обеспечить рост ресурса работы, в первую очередь, применяемого оборудования, с применением таких мероприятий и при проектировании нового [12].

Для используемого оборудования требуется дать оценку степени его износа с экономической оценкой целесообразности его замены. Оценка степени износа оборудования осуществляется на основе результатов исследования металла, эксплуатационного контроля его состояния (вибрационного, теплового) а также результатов детальных расчетов. На основе результатов вышеперечисленных работ формируется заключение о замене оборудования либо его последующей эксплуатации с применением мероприятий по продлению ресурса (заварка дефектов, правка и проточка роторов, введение их охлаждения, замена отдельных узлов и другое).

Особенностью оборудования котлов и трубопроводов выступает то, что данное оборудование представляет собой большое количество однотипных деталей, а именно, прямые трубы, гибы, коллекторы, которые работают в большом диапазоне нагружающих факторов (температуры, давления и

внешних нагрузок). Соответственно требования, которые предъявляются к надежности и безопасности работы оборудования, очень строги из – за катастрофических последствий, которые образуются при разрушении элементов, подверженных внутреннему давлению. Необходимо выделить тот факт, что для стареющего оборудования возникновение поломок неизбежно, разговор может идти только об их количестве, характере разрушения и возможности их предупреждения. Число отказов тесно связано с уровнем и характером разброса свойств материалов, особенностями эксплуатации а также возможными дефектами металла. На данный момент оценить вероятное количество поломок в силу недостаточности статистических данных очень сложно, а работы по их сбору и анализу практически не проводятся. Характер разрушений, возможности своевременного обнаружения, оценка оставшегося ресурса тесно связаны с характеристиками материалов и системой их контроля, которая определяется нормативными документами [4].

Изучая проблемы увеличения ресурса турбинного оборудования, требуется отметить, что современная паровая турбина представляет из себя очень сложный агрегат, различные элементы которого имеют очень разный ресурс. Самое сильное ограничение ресурса, которое вызвано длительным воздействием высокой температуры, имеет место в частях высокого и среднего давления, где ресурс ограничивают такие высоконагруженные элементы, как цельнокованные роторы, рабочие лопатки и их хвостовики, диафрагмы, стенки корпусов и клапанных коробок, шпильки фланцевых соединений и другие. В данный момент появилась проблема ресурса цельнокованных роторов частей высокого а также среднего давления. Такие роторы, большое время находящиеся в работе под воздействием статических нагрузок и постоянных циклических нагружений при пусках, остановках и разгрузениях, накапливают повреждаемость в виде деформации ползучести. Уменьшение скорости ползучести и, соответственно, повреждаемости можно осуществить путем уменьшения температуры пара, который воздействует с высокотемпературными участками роторов. Основываясь на расчетах

и длительном опыте промышленной эксплуатации, снижение температуры пара, который омывает роторы высокого и среднего давления паровых турбин, на 6080 °С приводит к росту ресурса до 350400 тысяч часов, то есть почти в два раза [18].

Увеличению ресурса помогает также оснащение турбоагрегатов комплексными автоматизированными системами диагностики, которые, как говорилось выше, повсеместно внедряются на электростанциях в России а также за рубежом. Список мероприятий можно было бы и продолжить.

Техническое обслуживание осуществляется на основании инструкции завода – изготовителя (правил технической эксплуатации). При отсутствии заводских инструкций их разрабатывают и утверждают непосредственно на предприятии. В том случае, если в «Инструкции по рабочему месту» отражены вопросы технического обслуживания в соответствии с ГОС2.601-68, то составление других инструкций не нужно [26].

К списку главных ремонтных нормативов, которые необходимы для планирования и проведения ремонтов энергетического оборудования как правило относят: периодичность, продолжительность и трудоемкость текущего и капитального ремонта.

Периодичность ремонта это интервал наработки энергооборудования в часах между окончанием данного вида ремонта и началом последующего такого же ремонта либо другого большей или меньшей сложности.

Наработка энергетического оборудования определяется количеством отработанных часов (машино – часов). Учет работы в часах на предприятии проводится лишь по основному оборудованию (котлы, турбины, электрические печи, блоки разделения воздуха и другие). Нарядок не основного оборудования определяется по наработке основного оборудования, работу которого оно обеспечивает.

Частота остановок оборудования на текущий а также капитальный ремонт принята, основываясь на надежности оборудования, и определена сроками службы и техническим состоянием агрегатов и узлов оборудования.

Проведение капитального ремонта влияет на длительность ремонтного цикла энергетического оборудования, в течение которого проводятся в заданной последовательности в соответствии с требованиями нормативно – технической документации все установленные виды ремонта. В некоторых случаях началом отсчета ремонтного цикла может выступать начало эксплуатации оборудования.

Продолжительность ремонта – регламентированный интервал времени (в часах) от момента вывода энергетического оборудования из эксплуатации для проведения планового ремонта до момента его ввода в эксплуатацию в штатном режиме [8].

Время простоя оборудования в ремонте состоит из времени на подготовку оборудования к ремонту, на сам ремонт, на пуск и отладку отремонтированного оборудования.

Продолжительность ремонта для энергетического оборудования определяется исходя из максимально возможного числа ремонтников, в одно и то же время задействованных на ремонте единицы энергооборудования.

Началом ремонта энергооборудования считается время его отключения от энергетических сетей либо вывода его в ремонт из запаса после разрешения руководства энергетической службы предприятия.

Завершение ремонта считается включение оборудования под нагрузку для штатной эксплуатации (либо вывода его в резерв) после испытания под нагрузкой в течение 24 ч.

При модернизации оборудования время выполнения капитального ремонта увеличивается на время, требуемое для выполнения объема работ по модернизации.

На предприятиях, где фактическая продолжительность ремонта меньше, чем установлено нормативами, ремонтные работы необходимо планировать по достигнутым показателям. При всем этом не должно быть снижения качества ремонта либо проведения ремонтных работ в неполном объеме [14].

При ремонте энергокомплекса (агрегата) время ремонта определяется по самому сложному оборудованию, которое имеет максимальную продолжительность ремонта. В том случае если ремонт энергокомплекса не влечет за собой ограничения потребителей и не снижает надежности энергоснабжения, то продолжительность его ремонта может быть определена основываясь на условиях наиболее рациональной загрузки ремонтного персонала.

Трудоемкость ремонта – это трудозатраты на проведение одного ремонта определенного вида, которые выражены в человеко – часах. Нормативы трудоемкости даны на полный перечень ремонтных работ, включая подготовительно – заключительные работы, напрямую связанные с проведением ремонта, приведенные к четвертому разряду работ по шестиразрядной сетке. Они определены как средние величины и предназначены для примерного расчета объема ремонтных работ и требуемого количества ремонтников на предстоящий ремонт, но не могут быть основанием для оплаты труда ремонтного персонала.

Базовые значения трудоемкости определены исходя из следующих организационно – технических условий проведения ремонта:

- в период, который предшествует остановке оборудования на ремонт, осуществляется максимально возможный объем подготовительных работ;
- как при текущем, так и при капитальном ремонтах широко применяется замена неисправных агрегатов, узлов и изношенных деталей на исправные взамен их восстановления непосредственно на оборудовании;
- максимально применяются грузоподъемные и транспортирующие средства, специальный инструмент и другие средства механизации тяжелых а также трудоемких работ.

Нормативная трудоемкость учитывает работу слесарей, станочников, монтажников, электрогазосварщиков, газорезчиков и ремонтников прочих специальностей, а также оперативного и оперативно – ремонтного персонала,

который привлекается для проведения подготовительно – заключительных и ремонтных работ [21].

Нормативная трудоемкость включает такие работы и операции как [26]:

- подготовительные операции, которые напрямую связаны с проведением ремонта энергооборудования, в том числе выполнение мероприятий, которые предусмотрены правилами промышленной и пожарной безопасности;
- все виды ремонтных работ со строповкой, перемещением агрегатов, узлов и деталей в границах помещения, где проводится ремонт;
- разборку и сборку энергооборудования на агрегаты, приборы, узлы и детали с последующей дефектовкой;
- замену неисправных агрегатов, узлов, приборов а также изношенных деталей;
- разборку и сборку отдельных агрегатов и узлов с заменой деталей и выполнением требуемых ремонтных операций; станочные работы;
- разборочно – сборочные, обмуровочные, теплоизоляционные, пропиточные, сварочные, слесарно – пригоночные, регулировочные, а также другие слесарные работы;
- заключительные операции.

Нормативами трудоемкости учитывается также время на регламентированный отдых и личные надобности ремонтного персонала во время выполнения ремонта.

То есть можно сделать вывод, нормативная база регулирует техническое обслуживание и ремонт оборудования, что направлено на обеспечение исправного состояния оборудования, надежной и экономичной его эксплуатации, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью, при оптимальных трудовых и материальных затратах.

К главным направлениям совершенствования ремонтного хозяйства относят:

- аутсорсинг сложных видов ремонта и работ по изготовлению сложных и уникальных запчастей, предпосылками которого выступают: организация

централизованного ремонта оборудования; создание ремонтных баз на предприятиях – изготовителях оборудования, что ведет к росту заинтересованности в качестве своего оборудования; создание специализированного производства запасных частей к оборудованию.

- централизация ремонта и обслуживания оборудования непосредственно на промышленных предприятиях.

- механизация ручных ремонтных работ, в том числе слесарных. Оснащение цехов современным универсальным и специальным оборудованием, оснащение ремонтных бригад подъемно – транспортным оборудованием.

- использование современных средств технической диагностики состояния оборудования.

- использование современных методов, технологических процессов и организационных форм выполнения ремонтных работ.

- эффективное использование специализированных ремонтных бригад по ремонту и межремонтному обслуживанию оборудования, за которыми закрепляются отдельные участки либо группы оборудования независимо от цеховой принадлежности. Такие бригады создаются в составе от 5 до 10 человек слесарей и одного станочника на каждые 1000-2000 р. е. установленного оборудования при его работе в две смены. Такие бригады входят в состав корпусных ремонтных баз (КРБ);

- совершенствование планирования, которое включает в себя составление планов – графиков ремонта. При этом эффективными являются использование сетевого метода планирования ремонта, систематический контроль и корректировка нормативной базы систем ППР и ТОР с учетом всех внутренних и внешних факторов;

- введение нормативной сдельно-премиальной системы оплаты труда, при которой начисление сдельного фонда заработной платы производится за нормативную отчетную, а не за фактическую трудоемкость ремонтных работ. При этом последствия аварий, возникших в течение гарантийного периода по вине бригады, устраняются ею бесплатно и сверх утвержденного плана работ.

Для того чтобы рыночные изменения в энергоремонте не привели к уменьшению надежности энергоснабжения и принесли существенный экономический эффект, рекомендуется ряд мер:

- проведение тендерных торгов по всем объемам услуг, планируемых подрядными организациями на энергетических предприятиях данной территории. Кроме тендерных торгов на плановые ремонты могут проводиться торги на проведение аварийных ремонтов конкретных единиц оборудования;

- страховка рисков ремонтными организациями для компенсации ущерба от аварий либо отказов вследствие некачественно выполненных ремонтов;

- использование практики обязательного установления в договоре гарантийного срока на проведение ремонта. Вместе с тем ужесточаются требования к качеству и гарантиям ремонта.

Рекомендуется также ввести широко применяемую в мировой практике двойную приемку работ (предварительную и окончательную). При данном подходе часть оплаты ремонтной организации резервируется до окончательной приемки и при надобности используется для устранения выявленных недостатков.

Кроме указанных мер, в энергоремонтном бизнесе требуется планомерная работа по росту объемов демонтажа устаревшего оборудования при опережающем вводе новых мощностей, переходу на агрегатно-узловой способ ремонта, росту производительности труда и качества ремонтов, введению новых, прогрессивных технологий ремонта, совершенствованию инженерной подготовки ремонтов и планирования .

Конечно, данные направления возможно реализовать лишь на основе крупных изменений в организации энергоремонта и его планирования, создания базы данных и нормативов по трудоемкости, периодичности работ, ресурсу узлов деталей.

2 Анализ и оценка затрат на проведение ремонтных работ на ТЭЦ – 1

2.1 Оценка внутреннего потенциала ТЭЦ – 1

Красноярская ТЭЦ – 1 является одной из крупнейших станций Сибирской генерирующей компании по установленной тепловой мощности, составляющей 1677 Гкал/час. Установленная электрическая мощность станции – 481 Мвт. На станции осуществляется комбинированное производство и отпуск двух видов энергии: тепловой – в виде горячей воды и пара. Красноярская ТЭЦ – 1 является крупнейшей среди станций ООО «СГК» по установленной тепловой мощности - вырабатывает в сутки до 26 тысяч Гкал тепла и 9600 тысяч кВт.ч электроэнергии.

Основная деятельность ТЭЦ – обеспечение централизованного теплоснабжения промышленных предприятий и жилищно – коммунального сектора правобережной части г. Красноярска и покрытие электрических нагрузок системы. Станция дает тепло и горячую воду более 400 тыс. жителей правобережья г. Красноярска, а также обеспечивает тепловой энергией такие крупные промышленные предприятия, как ООО «Енисейский целлюлозно-бумажный комбинат», ОАО «КЖБМК», ОАО «Гамбит», ОАО «Красноярский завод синтетического каучука», ОАО «Красноярский завод цветных металлов» и другие.

Станция работает по тепловому графику, согласно режиму работы теплосети, с несением частичной нагрузки по конденсационному циклу по заданию ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы».

Основными видами деятельности Общества в 2016 году являлись:

- продажа и покупка электрической энергии и мощности в соответствии с Правилами оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности и Договором присоединения к торговой системе оптового рынка электрической

энергии и мощности, пара и горячей воды (тепловой энергии) по установленным тарифам;

- производство электрической энергии в соответствии с диспетчерскими графиками электрических нагрузок;

- производство пара и горячей воды (тепловой энергии);

- производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными;

- передача пара и горячей воды (тепловой энергии);

- распределение пара и горячей воды (тепловой энергии);

- распределение воды;

- удаление и обработка сточных вод;

- реализация тепловой энергии потребителям, в том числе энергосбытовым организациям.

Оборудование станции составляют котлоагрегаты, турбины.

Основное оборудование ТЭЦ – 1 представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основное оборудование ТЭЦ – 1 на 1.01.2016

Тип	Год ввода в экпл.	D, т/час Nэл,МВт	Параметры острого пара	
			P кг/см ²	T-ра
Котлоагрегаты				
ст.№ 4-7 ПК-10Ш	1952-55	230	100	510
ст.№ 8-16 ПК-10Ш-2	1957-67	220	100	540
ст.№ 17,18 БКЗ-320/140ПТ2	1971-72	270	140	550
ст.№ 19,20 БКЗ-320/140ПТ5	1974-75	270	140	550
Турбины				
ст.№3-6 ПТ-25-90/10	1952-55	25	90	500
ст.№7-8 ПТ-60-90/13	1958-59	60	90	535
ст.№9 ПТ-65/75-90/13	1997	65-75	90	535
ст.№10 P-85-8,8/0,2	2003	87	90	535
ст.№11-12 P-100(57)-130/15	1972-73	57	130	555

Топливом для Красноярской ТЭЦ – 1 является уголь Бородинского разреза, расположенного в 146 км от станции. Расход угля составляет 2 560 тыс. т в год. Угольный склад открытый, оборудованный двумя кранами-перегрузчиками. Железобетонная дымовая труба имеет высоту 180 м, на

первых очередях три дымовых трубы меньшей высоты. Циркуляционное водоснабжение прямоточное, из Енисея. Нагретая вода отводится по 5 километровому каналу к правому притоку Енисея. Общая площадь территории, занимаемой сооружениями ТЭЦ, составляет 167 га.

АО «Красноярская ТЭЦ – 1» имеет две промышленные площадки: основную промплощадку и гидрозолоотвал. Основная промплощадка ТЭЦ – 1 расположена в юго – восточной части г. Красноярск в составе правобережного юго-восточного промузла; Золоотвал ТЭЦ – 1 размещен в юго – восточной части г. Красноярск, в 4 км восточнее промышленной площадки ТЭЦ в районе пос. Березовка; Электростанция может работать как в теплофикационном режиме, так и в режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

В ходе реструктуризации энергетики ремонтные функции определённого вида деятельности были выведены в специализированное предприятие по ремонту энергооборудования. Большая доля ремонта оборудования Красноярской ТЭЦ – 1 производится силами выведенного в 2008 году из состава персонала филиала, в состав персонала вновь созданного Красноярского ремонтного предприятия (в данное время предприятие носит название «Сибирь энергоремонт» СибЭР).

Схема технологического процесса производства электрической энергии выглядит следующим образом.

Твердое топливо поступает на угольный склад. Далее по ленточным конвейерам тракта топливоподачи топливо – транспортного цеха уголь попадает в дробилку котельного цеха, отсюда в бункер сырого угля, затем через скребковый питатель сырого угля попадает в молотковую мельницу, где центробежной силой и под механическим воздействием превращается в угольную пыль. Из мельницы угольная пыль, обогащенная кислородом с потоком воздуха поступает в топку котлоагрегата, где происходит процесс ее сгорания, при сгорании топлива выделяется тепловая энергия, которая нагревает экранные трубы с водой, которая превращается в технологический

пар, далее пар по паропроводу поступает в турбину, где его тепловая энергия преобразуется в механическую энергию ротора, который в свою очередь, вращаясь в электромагнитном статоре преобразует эту энергию в электрическую.

Основным из производственных показателей, оценивающим эффективность работы ТЭЦ – 1 является отпуск тепловой энергии с коллекторов и полезный отпуск электрической энергии в сеть.

Первый турбогенератор на Красноярской ТЭЦ – 1 был запущен в работу 16 мая 1943 года. Основное оборудование станции старое, многократно модернизированное. Характерная черта его – отсутствие типовых инженерных решений, уникальная компоновка сложных технологических комплексов. От знания особенностей работы того или иного сложного оборудования зависит быстрота и правильность принимаемых решений в аварийной или предаварийной ситуации. Главной задачей повышения эффективности эксплуатации энергопредприятия является снижение издержек производства электроэнергии и тепла на основе управления структурой затрат.

Планирование на предприятии осуществляется на основе производственной программы разработанной планово техническим отделом. Деятельность предприятий энергетики подлежит обязательному контролю со стороны государства, т.к. энергетика является естественной монополией, поэтому работа над производственной программой контролируется Региональной и Федеральной службой по тарифам (РСТ, ФСТ). Для формирования производственной программы на предстоящий год потребители электро и тепло энергии подают плановые заявки по объемам собственного потребления. На основе этих заявок ПТО рассчитывает производственную программу и отправляет на согласование потребителям. После согласования потребителями производственная программа направляется на утверждение генеральному директору. Утвержденная производственная программа не позднее 1 июля текущего года направляется в РСТ для установления тарифов на электро и теплоэнергию на предстоящий год.

В результате, по установленным тарифам, на основе производственной программы, финансово – экономический отдел разрабатывает годовой бизнес – план с разбивкой по кварталам, в котором отражаются доходная и расходная части. В состав бизнес-плана входит раздел – финансовый план, который определяет движение потоков наличности по месяцам, кварталам и за год.

Организационная структура ТЭЦ – 1 является линейно-функциональной и представлена в приложении А. Организационная структура образуется в результате создания подразделений для выполнения определенных функций на всех уровнях управления, а также построение аппарата управления только из взаимоподчиненных органов в виде иерархической лестницы.

На электростанции имеют место административно – хозяйственное, производственно – техническое и оперативно – диспетчерское управление.

Административно – хозяйственным управителем является директор. В непосредственном подчинении его находится один из основных отделов ТЭЦ – планово – экономический отдел ПЭО.

В ведении ПЭО находятся вопросы планирования производства. Основной задачей планирования производства является разработка перспективных и текущих планов эксплуатации ТЭЦ и контроль за выполнением плановых показателей.

Бухгалтерия ТЭЦ осуществляет учет денежных и материальных средств станции; расчеты по заработной плате персонала (расчетная часть), текущее финансирование (банковские операции), расчеты по договорам (с поставщиками), составление бухгалтерской отчетности и балансов, и соблюдение финансовой деятельности.

В ведении отдела материально – технического снабжения находится снабжение станции всеми необходимыми эксплуатационными материалами, запасными частями и материалами, инструментами для ремонта.

Отдел кадров занимается вопросами подбора и изучения кадров, оформляет прием и увольнение работников.

Техническим руководителем ТЭЦ является первый заместитель директора – главный инженер. В непосредственном подчинении его находится производственно-технический отдел ПТО.

ПТО ТЭЦ разрабатывает и осуществляет мероприятия по совершенствованию производства, производит эксплуатационно-наладочные испытания оборудования, разрабатывает эксплуатационные нормы и режимные карты оборудования, разрабатывает вместе с ПЭО годовые и месячные технические планы и плановые задания по отдельным агрегатам и ведет учет расхода топлива, воды, электроэнергии; составляет техническую отчетность ТЭЦ. В составе ПТО имеются три основных группы: технического (энергетического) учета (ТУ), наладки и испытаний (НИ), ремонтно-конструкторская (РК). К основному производству относятся цеха: электроцех, турбинный и котельный и др.

Кроме основного производства рассматривают вспомогательное производство. К вспомогательным цехам на ТЭЦ относятся: цех тепловой автоматики и измерений ТАИ, участок теплоснабжения и подземной канализации, в ведении которого находятся обще станционные мастерские, отопительные и вентиляционные установки производственных и служебных зданий, канализация. Ремонтно – строительный цех, который осуществляет эксплуатационный надзор за производственными и служебными зданиями и их ремонтом, ведет работы по содержанию в надлежащем виде дорог и всей территории ТЭЦ. Все цеха ТЭЦ (основные и вспомогательные) в административно – техническом отношении подчиняются главному инженеру. Руководителем каждого цеха является начальник цеха, подчиненный по всем производственно – техническим вопросам главному инженеру станции, а по административно – хозяйственным директору ТЭЦ.

Энергетическое оборудование цехов обслуживается цеховым эксплуатационным дежурным персоналом, организованным в сменные бригады. Работой каждой смены руководят дежурные начальники смен основных цехов, подчиненные начальнику смены станции (НСС).

НСС осуществляет оперативное руководство всем дежурным эксплуатационным персоналом станции в течение смены. НСС в административно-техническом отношении подчиняется только дежурному диспетчеру энергосистемы и выполняет все его распоряжения по оперативному управлению производственным процессом ТЭЦ [11].

Структура имеет следующие преимущества:

- обеспечивает высокую профессиональную специализацию сотрудников;
- позволяет точно определить места принятия решений и необходимые ресурсы (кадровые);
- способствует стандартизации, формализации и программированию процессов управления.

К основным недостаткам можно отнести такие, как:

- возможная заинтересованность каждого звена в достижении своей «узкой» цели, а не целей организации;
- чрезмерно развита система взаимодействий по вертикали;
- трудности поддержания постоянных взаимосвязей между различными функциональными службами.

Структура производственных подразделений (цехов) ТЭЦ – 1 строится по принципу технологической специализации. По характеру деятельности выделяются две группы цехов:

- цеха, выполняющие работы, непосредственно связанные с выпуском продукции – основные цеха;
- цеха, обслуживающие основные цеха – вспомогательные цеха.

Сложная, разветвленная и многоступенчатая структура управления ТЭЦ выдвигает перед ее высшим руководством важную задачу – оценку

эффективности функционирования как системы управления в целом, так и ее отдельных относительно самостоятельных подразделений.

Проведем анализ основных показателей деятельности предприятия в таблице 2.2.

Анализ финансовых результатов деятельности предприятия позволяет говорить о том, что предприятие финансово не стабильно, что подтверждается убытком в 2015 и 2016 годах.

На протяжении всего периода анализа наблюдается рост себестоимости.

Поскольку в структуре себестоимости материальные затраты занимают наибольший удельный вес, а также наблюдается увеличение удельного веса, то на ТЭЦ – 1 необходимо провести ряд мероприятий по снижению материальных затрат на реализацию услуг, а главной задачей повышения эффективности эксплуатации ТЭЦ – 1 является снижение издержек производства тепла на основе управления структурой затрат. Экономия, снижение издержек и рост эффективности производства при безусловном приоритете безопасности – это абсолютные приоритеты работы предприятия.

Для комплексной оценки ликвидности баланса анализируемого предприятия рассчитаем общий показатель ликвидности, вычисляемый по формуле:

$$L=(A1+0,5A2+0,3A3)/(П1+0,5П2+0,3П3)>1 \quad (2.1)$$

где A_i и $П_i$ – итоги соответствующих групп по активу и пассиву.

$$L_{2014} = 0,571; L_{2015} = 0,572; L_{2016} = 0,556$$

Анализ ликвидности баланса представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Анализ ликвидности баланса

Наименование показателя	2014г.	2015г.	2016г.
Актив			
A1	8106	1077	63272
A2	247220	459080	633341
A3	12003	266487	275014
A4	1992268	1831527	1766746
Пассив			
П1	226858	409620	582126
П2	19950	244729	484357
П3	0	35924	25387
П4	1976865	1878435	1671890
Баланс	2259597	2558171	2738373
A1-П1	-218752	-408543	-518854
A2-П2	227270	214351	148984
A3-П3	12003	230563	249627
A4-П4	15403	-46908	94856
Баланс	0	0	0

Значение общего показателя ликвидности не соответствовало нормативному значению в течение всего периода исследования. Наиболее благоприятная ситуация наблюдается в 2015 году, когда показатель имеет наивысшее значение – 0,572.

Анализ ликвидности баланса представлен на рисунке 2.2.

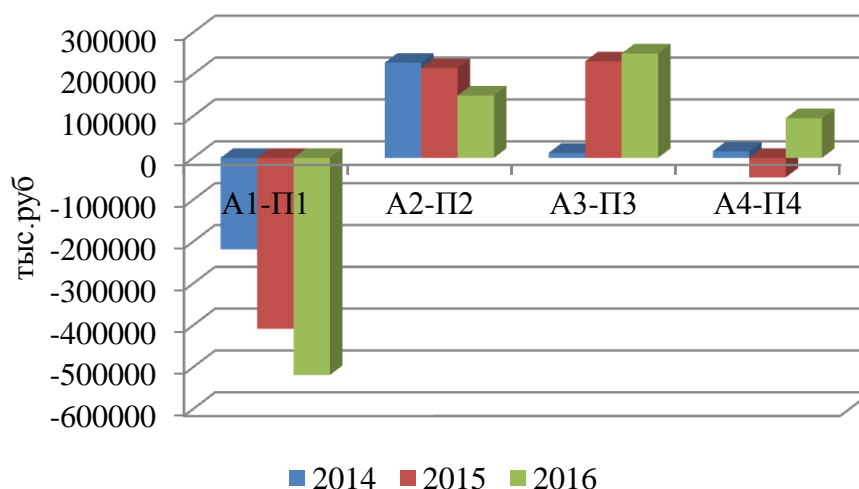


Рисунок 2.2 - Анализ ликвидности баланса

Для оценки платежеспособности предприятия в краткосрочный период обратимся к показателям, представленным в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Расчет коэффициентов ликвидности

Показатель	2014г.	2015г.	2016г.	Нормативное значение
Исходные данные				
Общая сумма текущих активов	267329	726644	971627	
Быстрореализуемые активы	247220	459080	633341	
Наиболее ликвидные активы	8106	1077	63272	
Краткосрочные пассивы	246808	654349	1066483	
Коэффициенты ликвидности				
Текущей	1,083	1,110	0,911	>2
Быстрой	1,002	0,702	0,594	>1
Абсолютной	0,033	0,002	0,059	>0,2

На ТЭЦ – 1 коэффициент текущей ликвидности, определяющий в какой мере текущие кредиторский обязательства обеспечиваются текущими активами, в 2016 году составил 0,911, что не соответствует нормативному значению (рисунок 2.3).

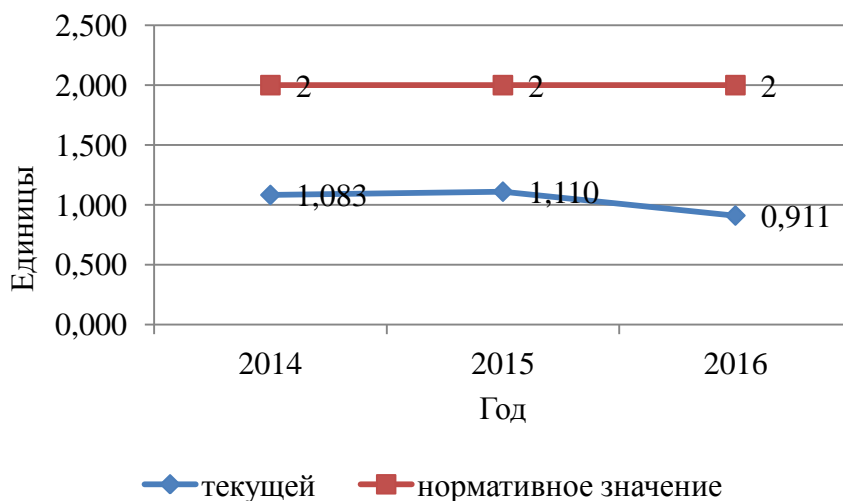


Рисунок 2.3 - Динамика коэффициента текущей ликвидности

Однако этот показатель является укрупненным и не учитывает степень ликвидности отдельных элементов оборотного капитала, поэтому инвесторы отдают предпочтение коэффициенту быстрой ликвидности (рисунок 2.4).

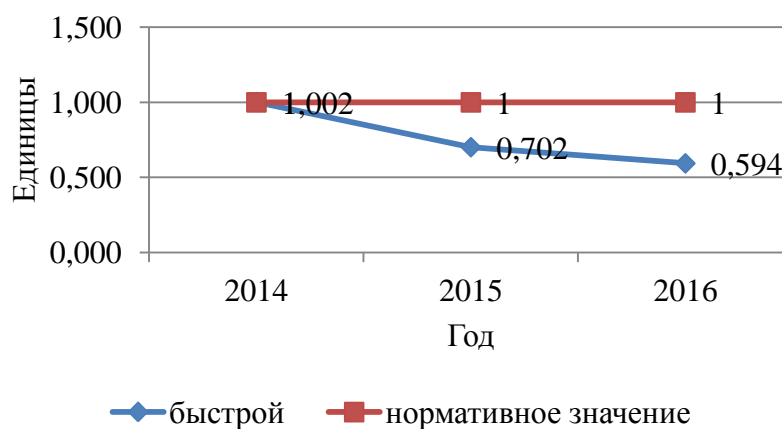


Рисунок 2.4 - Динамика коэффициента быстрой ликвидности

На ТЭЦ – 1 данный коэффициент на начало анализируемого периода составил 1,002, на конец – 0,594 при нормативном значении больше единицы. Это значит, что в случае необходимости ТЭЦ – 1 не могло погасить все свои краткосрочные обязательства за счет наиболее ликвидных и быстрореализуемых активов в течение анализируемого периода (рисунок 2.5).

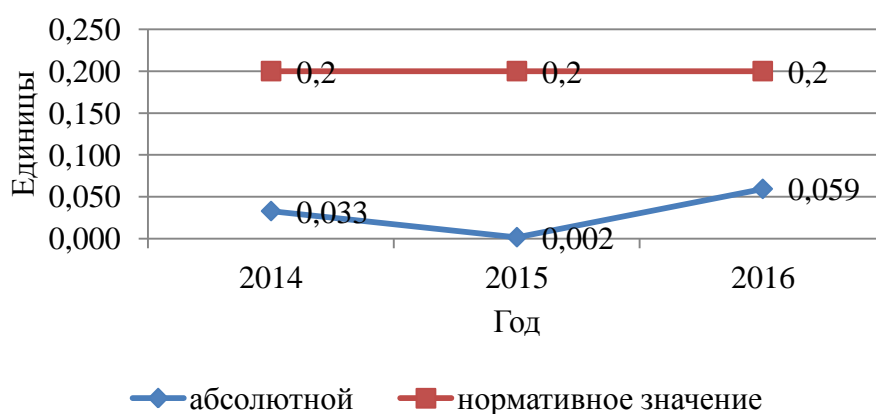


Рисунок 2.5 - Динамика коэффициента абсолютной ликвидности

Наиболее жестким критерием оценки платежеспособности является коэффициент абсолютной ликвидности.

На анализируемом предприятии его величина ниже нормативного значения. В целом можно говорить о неплатежеспособности предприятия Красноярской ТЭЦ – 1, что приводит к недофинансированию ремонтных работ.

2.2 Анализ состояния основных фондов на предприятии

Материальная база любого предприятия состоит из основных и оборотных фондов. Основными фондами являются произведенные активы, используемые неоднократно или постоянно в течение длительного периода времени, но не менее одного года, для производства товаров и оказания услуг.

На энергетических предприятиях основные фонды представлены зданиями, сооружениями и передаточными устройствами, машинами и оборудованием, транспортными средствами, инвентарем, земельными участками.

На сегодняшний день Классификация ОС сформирована на основе ОКОФ ОК 013-94 (утвержден Постановлением Госстандарта России от 26.12.1994 N 359). С 01.01.2017 применяется новый Классификатор - ОКОФ ОК 013 – 2014, чем и обусловлены изменения, внесенные в Классификацию ОС упомянутым выше Постановлением Правительства РФ N 640.

Состав основных фондов представлен в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Состав основных фондов

Показатель	Наличие на конец года, тыс.руб.			Отклонение, тыс.руб., +/-		Темп роста, %	
	2014	2015	2016	2015/ 2014	2016/ 2015	2015/ 2014	2016/ 2015
Здания	102635	102635	101499	0	-1136	100	98,89
Сооружения и передаточные устройства	91575	100863	100927	9288	64	110,14	100,06
Машины и оборудование	628492	725987	1122538	97495	396551	115,51	154,62
Транспортные средства	803	803	803	0	0	100	100,00
Производственный и хозяйственный инвентарь	5241	5285	4812	44	-473	100,84	91,05

Другие виды основных средств	1545	1757	1705	212	-52	113,72	97,04
Земельные участки и объекты природопользования	22950	22950	22950	0	0	100	100,00
Всего	853241	960280	1355234	107039	394954	112,54	141,13

Анализ обеспеченности предприятия основными фондами начинается с анализа их размера, состава и динамики.

За 2014 – 2016 года стоимость основных фондов увеличивалась, так в 2015 году стоимость увеличилась на 107039 тыс.руб. или 12,54%, а в 2016 году на 394954 тыс.руб. или 41,13%.

В 2015 году рост был обусловлен увеличением стоимости сооружений и передаточных устройств на 9288 тыс.руб. или 10,14%, машин и оборудования на 97495 тыс.руб. или 15,51%, производственного и хозяйственного инвентаря на 44 тыс.руб. или 0,84%, других видов основных фондов на 212 тыс.руб. или 13,72%.

В 2016 году рост был обусловлен увеличением стоимости сооружений и передаточных устройств на 64 тыс.руб. или 0,06%, машин и оборудования на 396551 тыс.руб. или 54,62%. Стоимость транспортных средств и земельных участков на протяжении всего периода анализа не менялась.

В таблице 2.8 представлена структура основных фондов.

Таблица 2.8 – Структура основных фондов

Показатель	Наличие на конец года, %			Отклонение, +/-	
	2014	2015	2016	2015/ 2014	2016/ 2015
Здания	12,029	10,688	7,489	-1,341	-3,199
Сооружения и передаточные устройства	10,733	10,503	7,447	-0,229	-3,056
Машины и оборудование	73,659	75,602	82,830	1,942	7,228
Транспортные средства	0,094	0,084	0,059	-0,010	-0,024
Производственный и хозяйственный инвентарь	0,614	0,550	0,355	-0,064	-0,195
Другие виды основных средств	0,181	0,183	0,126	0,002	-0,057
Земельные участки и объекты природопользования	2,690	2,390	1,693	-0,300	-0,696
Всего	100	100	100	0	0

Анализ показал, что в структуре основных фондов преобладают машины и оборудование, что соответствует структуре фондов в энергетике их удельный вес увеличился с 73,7% в 2014 году до 82,8% в 2016 году. В 2015 году произошло сокращение удельного веса зданий на 1,3%, сооружений и передаточных устройств на 0,2%, транспортных средств на 0,01%, инвентаря на 0,06%, земельных участков и объектов природопользования на 0,3%.

В 2016 году произошло сокращение удельного веса зданий на 3,2%, сооружений и передаточных устройств на 3,06%, транспортных средств на 0,02%, инвентаря на 0,2%, других видов основных фондов на 0,06%, земельных участков и объектов природопользования на 0,7%, за счет увеличения машин и оборудования на 7,23%.

Представим динамику структуры основных средств за 2006-09 гг. на рисунке 2.6.



Рисунок 2.6 – Структура основных фондов за 2014-2016 года

Для анализа возрастной структуры оборудования было разделено на группы по фактическому сроку эксплуатации. Были выделены возрастные категории с пятилетним размахом диапазона: от 0 до 5, от 5 до 10, от 10 до 15, от 15 до 20, от 20 до 25 и свыше 25 лет. На рисунке 2.7 показана возрастная структура основных фондов ТЭЦ – 1.

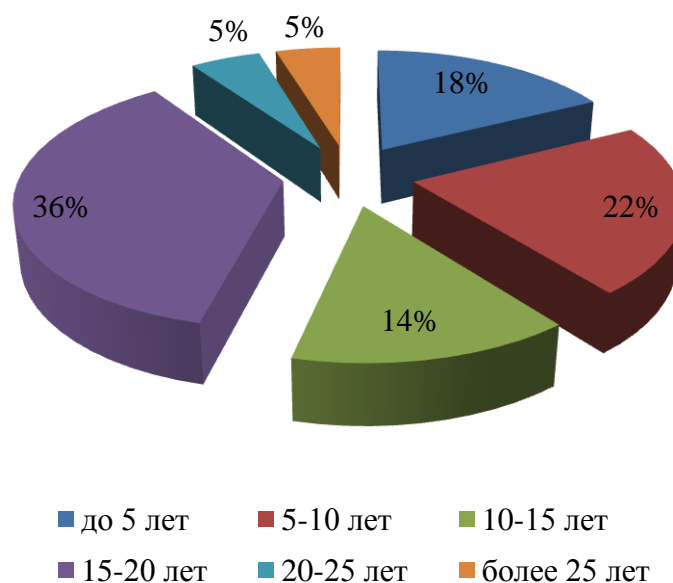


Рисунок 2.7 – Возрастная структура основных фондов ТЭЦ – 1

Анализ возрастной структуры свидетельствует, что большая часть оборудования имеет фактический срок эксплуатации более 25 лет – 54%, от 20 до 25 – 17%. Средний возраст оборудования 16,6 года. Стоит отметить, что нормой для предприятия такого рода считается средний возраст, не превышающий 20 лет.

Для анализа движения основных фондов были рассчитаны коэффициент износа, коэффициент годности, коэффициент обновления, коэффициент выбытия. Показатели технического состояния фондов представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Показатели технического состояния основных фондов

Показатель	Наличие на конец года			Отклонение, +/-	
	2014	2015	2016	2015/ 2014	2016/ 2015
Первоначальная стоимость, тыс. руб.					
Здания	102635	102635	101499	0	-1136
Сооружения и передаточные устройства	91575	100863	100927	9288	64
Машины и оборудование	628492	725987	1122538	97495	396551
Всего	853241	960280	1355234	107039	394954
Амортизация, тыс. руб.					
Здания	6997	14876	21653	7879	6777

Сооружения и передаточные устройства	4625	11928	18949	7303	7021
Машины и оборудование	49689	123576	200077	73887	76501
Всего	63040	154348	244688	91308	90340
Остаточная стоимость, тыс. руб.					
Здания	95638	87759	79846	-7879	-7913
Сооружения и передаточные устройства	86950	88935	81978	1985	-6957
Машины и оборудование	578803	602411	922461	23608	320050
Всего	790201	805932	1110546	15731	304614
Коэффициент износа					
Здания	0,068	0,145	0,213	0,077	0,068
Сооружения и передаточные устройства	0,051	0,118	0,188	0,068	0,069
Машины и оборудование	0,079	0,170	0,178	0,091	0,008
Всего	0,074	0,161	0,181	0,087	0,020
Коэффициент годности					
Здания	0,932	0,855	0,787	-0,077	-0,068
Сооружения и передаточные устройства	0,949	0,882	0,812	-0,068	-0,069
Машины и оборудование	0,921	0,830	0,822	-0,091	-0,008

Окончание таблицы 2.9

Показатель	Наличие на конец года			Отклонение, +/-	
	2014	2015	2016	2015/ 2014	2016/ 2015
Всего	0,926	0,839	0,819	-0,087	-0,020
Коэффициент обновления					
Здания	0	0	0	0	0
Сооружения и передаточные устройства	0,014	0,092	0,008	0,078	-0,084
Машины и оборудование	0,138	0,134	0,365	-0,003	0,230
Всего	0,120	0,111	0,303	-0,008	0,192
Коэффициент выбытия					
Здания	0,0063	0,0000	0,0112	-0,0063	0,0112
Сооружения и передаточные устройства	0,0000	0,0000	0,0078	0,0000	0,0078
Машины и оборудование	0,0000	0,0000	0,0115	0,0000	0,0115
Всего	0,0005	0,0000	0,0120	-0,0005	0,0120

Коэффициент износа основных фондов – представляет собой отношение суммы начисленной амортизации к первоначальной стоимости основных фондов. В 2014 году износ основных фондов составил 7,4%, при этом износ зданий составил 6,8%, износ сооружений и передаточных устройств 5,1%, машин и оборудования 7,9%. В 2015 году износ основных фондов увеличился до 16,1%, при этом износ зданий составил 14,5%, износ сооружений и передаточных устройств 11,8%, машин и оборудования 17%. В 2016 году износ основных фондов увеличился до 18,1%, износ зданий составил 21,3%, износ сооружений и передаточных устройств 18,8%, машин и оборудования 17,8%. Негативным является рост показателей износа, что свидетельствует о сокращении инвестирования в обновление основных фондов предприятия.

Коэффициент годности основных фондов рассчитывается определением соотношения остаточной и первоначальной стоимости фондов за отчетный период. В 2014 г. 92,6% от имеющихся на конец отчетного периода основных средств составляют новые основные средства. В 2015 г. этот показатель сократился до 83,9%, и в 2016 г. до 81,9%.

Коэффициент обновления основных фондов – отношение балансовой стоимости поступивших за определенный период основных средств к

балансовой стоимости основных фондов на конец этого периода. Обновление основных средств происходит в основном за счет поступления машин и оборудования: в 2014 г. – 13,8%, в 2015 г. – 13,4%, в 2016 г. – 36,5%. Коэффициент обновления на конец 2016 г. составляет 0,303 (3%). Нормативное значение коэффициента обновления – не менее 0,2, т.е. в 2016 г значение коэффициента соответствует нормативу.

Коэффициент выбытия основных фондов – отношение стоимости выбывших основных фондов к стоимости основных фондов на начало периода. В 2014 г. выбывшие основные средства составляют 0,05% от стоимости имеющихся на начало года. В 2015 г. коэффициент выбытия составляет 0, а в 2016 году 1,2%.

Графически полученные результаты представлены на рисунке 2.8.

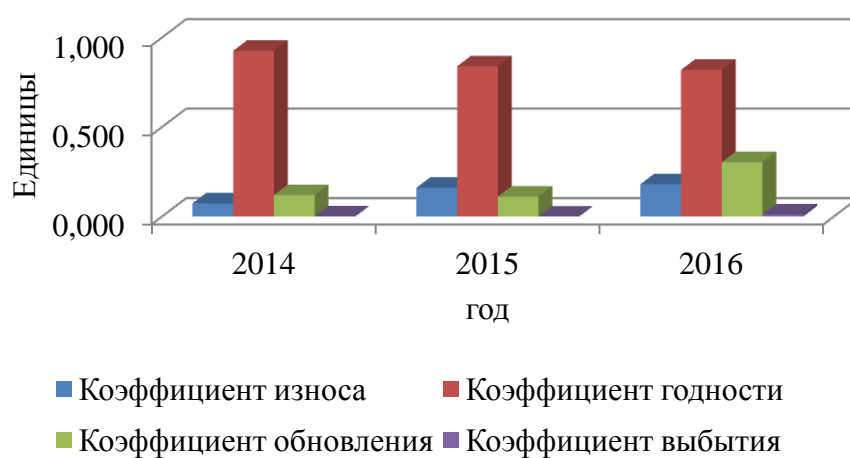


Рисунок 2.8 – Динамика показателей технического состояния основных фондов

Анализ показал (таблица 2.9), что остаточная стоимость основных средств на конец 2016 г. составляет 1110546 тыс. руб. Размер амортизации 244688 тыс.руб.

Высокое значение имеют так называемые пассивные часы работы оборудования (26%), что свидетельствует, что 26% времени оборудование не работает, в это время проводят ремонтные работы, оборудование поломано.

Наряду с анализом обеспеченности предприятия основными фондами необходимо особое внимание уделять эффективности их использования. Для эффективности производства необходимо обеспечить опережающий рост производства продукции по сравнению с ростом стоимости основных фондов или опережающий рост производительности труда по сравнению с ростом фондовооруженности. Повышение эффективности использования основных средств возможно двумя путями: экстенсивным и интенсивным. Экстенсивный путь приводит к росту стоимости основных фондов, количество их и увеличению времени использования, а интенсивный обеспечивает улучшение конечных результатов работы предприятия при относительно неизменной величине самих основных средств. Интенсивный путь использования основных фондов предполагает техническое перевооружение предприятия, повышения темпов обновления, при этом важно соблюдать правильные пропорции между отдельными группами и видами основных средств, учитывая, что в структуре основных фондов должен быть достаточный удельный вес машин и оборудования.

Основными стоимостными показателями, характеризующими использование основных фондов, являются фондоотдача и фондоемкость. Фондоотдача (эффективность внеоборотного капитала) – коэффициент равный отношению стоимости произведенной или реализованной продукции после вычета НДС и акцизов к среднегодовой стоимости основных средств. Фондоотдача – показатель обратный фондоемкости – чем выше фондоотдача – тем ниже показатели фондоемкости. Основные фонды эффективнее используется, если на 1 руб. их стоимости производство валовой продукции увеличивается, показатель фондоотдачи при этом растет, а фондоемкость продукции снижается. В таблице 2.10 представлены основные показатели эффективности использования основных фондов.

Таблица 2.10 – Показатели эффективности использования основных фондов

Показатель	Год, руб.			Отклонение, +/-	
	2014	2015	2016	2015/ 2014	2016/ 2015
Фондоотдача	0,119	3,304	2,548	3,186	-0,756
Фондоемкость	8,424	0,303	0,392	-8,121	0,090
Фондорентабельность	0,029	-0,118	-0,182	-0,147	-0,063

По данным таблицы 2.10 можно сделать вывод о том, что в 2015 году произошел рост фондоотдачи на 3,186 руб., т. е. на 1 руб. основных средств приходится 3,304 руб. выпущенной продукции. В отчетном периоде отмечается снижение фондоотдачи основных фондов на -0,756 руб..

Соответственно в 2016 году наблюдается и рост фондоемкости основных фондов на 0,09 рубля.

Показатель фондорентабельности сокращался на протяжении всего периода анализа, что вызвано убыточной деятельностью организации.

Проведенный анализ показал, что на предприятии, на протяжении периода сокращается эффективность использования основных фондов, имеет тенденцию к сокращению показатель годности. Предприятие можно охарактеризовать как материалоемкое о чем свидетельствует высокий удельный вес материальных затрат в структуре себестоимости. Негативным является высокий показатель простоя оборудования, одной из причин простоя является проведение ремонтных работ.

3 Разработка путей совершенствования по снижению затрат на ремонты

3.1 Пути совершенствования ремонтов на ТЭЦ – 1

На данный момент существует несколько путей совершенствования ремонтов на энергопредприятиях. Наиболее прогрессивная система технического обслуживания и ремонта (ТОР) – это система, основанная на установлении фактического технического состояния оборудования. Основой для построения такой системы служат методы технической диагностики. Современный уровень и перспективы развития средств диагностики, дефектоскопии и автоматизированного контроля в энергетике открывают реальные возможности применения в недалеком будущем методов технического обслуживания и ремонта оборудования по техническому состоянию в широких масштабах. Наибольший эффект от использования такой системы достигается при эксплуатации сложного оборудования, профилактический ремонт которого связан с большими затратами, а аварийный ремонт – вызывает огромный ущерб. Некоторые методы и средства технической диагностики уже давно нашли применение для контроля за техническим состоянием электрооборудования. Так, например, широко применяется хроматографический контроль маслonaполненного оборудования; тепловизионный контроль контактных систем; температурный контроль за состоянием подшипников, магнитопроводов, обмоток генераторов, крупных электродвигателей и трансформаторов; вибрационный контроль гидрогенераторов и другого электрооборудования; контроль изоляции кабельных линий. При диагностировании определяют, каким видам профилактических работ необходимо подвергнуть электрооборудование для предотвращения отказов и восстановления уровня его работоспособности. Эти работы должны быть направлены на повышение или восстановления ресурса отдельных деталей, узлов и электрооборудования в целом. В качестве

количественной оценки технического состояния электрооборудования используют следующие показатели: наработку, допустимые отклонения параметров состояния (температуры, сопротивления тока, концентрации газов и др.), остаточный ресурс. Для определения этих показателей необходим сбор, изучение и анализ причин отказов, и соответствующих им приказов технического состояния оборудования. Поэтому, в условиях рыночных отношений предстоит решить вопрос об организации службы диагностики на объектах энергетики, ее целях, задачах, условиях работы и финансирования.

Применительно к электрооборудованию, принципиально важно определить какие параметры контролировать, и какие факторы учитывать при оценке его технического состояния, т.е. решить вопрос о глубине диагностирования. Широко принято говорить о механических (вибрационных), тепловых, электрических и других факторах, имеющих различную физико-химическую природу. При этом упомянутые факторы приводят к изменению отдельных свойств электрооборудования. В этом случае оценка технического состояния по отдельным свойствам выполняется более или менее удовлетворительно, например, оценка теплового или вибрационного состояния оборудования. Однако общая оценка технического состояния при этом чрезвычайно затруднена из – за необходимости сопоставления показателей разной физической природы и отсутствия в настоящее время между ними корреляционных зависимостей. Эта проблема заставляет искать другой подход к общей оценке технического состояния электрооборудования. Целесообразно в качестве интегральной оценки технического состояния принимать значение сработавшего ресурса, определяемого по результатам эксплуатационного контроля параметров оборудования в переходных и стационарных режимах работы.

В системе ремонта электрооборудования по техническому состоянию вопрос о назначении сроков профилактических работ конкретным единицам оборудования будет определяться не регламентным графиком ППР, а их фактическим состоянием. В тоже время периодическое диагностирование будет

выполняться в рамках технического обслуживания по плану, включенному в календарные графики. Непрерывное диагностирование в процессе эксплуатации наиболее повреждаемых и ответственных элементов оборудования будет осуществляться в рамках реализации автоматизированной системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования по техническому состоянию. Данные непрерывного диагностирования, от соответствующих специализированных датчиков и устройств, после обработки и анализа выдаются на печать в виде рекомендации или в виде подачи соответствующих сигналов и команд другим устройствам. Эти сигналы и команды могут быть поданы с целью отключения оборудования при несоответствии его технического состояния установленным допустимым значениям контролируемых параметров [27].

Трудность внедрения системы ТОР по техническому состоянию оборудования на Красноярской ТЭЦ – 1, связана с тем, что данная система, как отмечалось выше, не учитывает фактор старения основного оборудования. Так возраст основного тепломеханического оборудования представлен на рисунке 3.1.

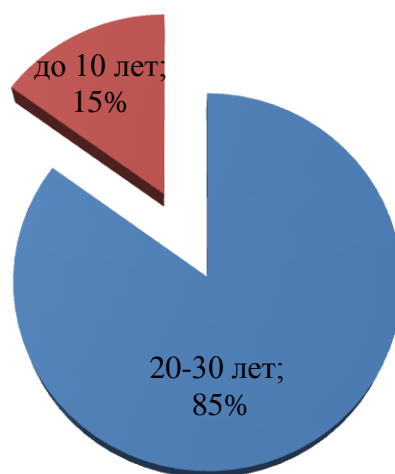


Рисунок 3.1 – Возраст основного тепломеханического оборудования Красноярской ТЭЦ-1

Как видно из рисунка 3.1 значительная доля оборудования на станции превысила срок своей эксплуатации либо в ближайшее время превысит, что значительно увеличивает вероятность отказа данного оборудования. В связи с этим возникает необходимость в увеличении частоты проведения диагностической работ. Для проведения постоянного технического контроля и диагностики необходим большой приборный парк и подготовка узких специалистов для применения методов диагностики и анализа полученных данных. Так же данная система ТОР подразумевает внедрения необходимого уровня автоматизации и совместимость средств измерения с электронно-вычислительными машинами, обеспечение удобства и наглядности выходной информации, что, для введенного в конце 80 – х годов оборудования, сравнима с его полной реконструкцией и модернизацией.

В связи с выше изложенным, переход к данной системе ТОР на Красноярской ТЭЦ – 1 себя не оправдывает.

Другим путем оптимизации ремонтной программы может являться переход от подрядного способа ремонта к хозяйственному способу. При этой форме ремонта все ремонтное обслуживание осуществляется силами и средствами самих станций.

В случае хозяйственного способа может быть использована цеховая форма (децентрализованная форма) ремонтного обслуживания, централизованная внутри станции, а также смешанная, когда часть ремонтов выполняется соответствующими цехами станции, а часть – общестанционным персоналом станции. При цеховой форме ремонтного обслуживания капитальные и текущие ремонты оборудования распределены по основным цехам станции и производятся ремонтным персоналом соответствующего цеха на закрепленном за ним оборудовании. В обязанности ремонтного персонала цехов входит также межремонтное обслуживание оборудования. Изготовление необходимых для ремонта запасных частей и приспособлений сосредотачивается в этом случае в мастерских станции. Цеховая форма имеет как преимущества, так и недостатки.

С одной стороны, имеется ремонтный персонал, который может быть использован при проведении как плановых, так и внеплановых, аварийных ремонтов. Высокая ответственность и квалификация ремонтного персонала и повторяемость работ не требует особого контроля при ремонте со стороны руководящего инженерно – технического персонала. Высокая производительность труда и относительно низкие затраты на содержание цехового ремонта персонала приводят к тому, что ремонты обходятся относительно недорого по сравнению с подрядным способом.

С другой стороны, цеховая форма не всегда экономически целесообразна. Эта форма экономически оправдана только для крупных станций, имеющих сравнительно большой объем ремонтных работ, в противном случае ремонтный персонал не может быть полностью загружен в течение года. При централизации ремонта внутри предприятия ремонтный персонал объединяется в подразделения централизованного ремонта и выполняет в основном все работы по ремонту теплосилового и сантехнического оборудования. Капитальные ремонты электротехнического и турбинного оборудования, устройств автоматики выполняют электро цех, турбинный цех и т.п. или службы ремонтов, которые ведут, как правило, только капитальные ремонты оборудования станции. Централизация ремонтов дает возможность лучше использовать ремонтный персонал, а также ремонтное оборудование и приспособления.

Существует и смешанный способ ремонта. В этом случае часть работ проводится силами предприятия, а часть – подрядной организацией при использовании той или иной формы централизации. Вопрос о выборе рациональной формы ремонтного оборудования в каждом конкретном случае должен решаться с учетом специфики энергосистемы, энергопредприятия и местных условий района. Целесообразной является централизация специальных ремонтных работ и ремонтов сложного, и реконструктивного характера для небольших энергопредприятий.

Наоборот, для очень крупных электростанций более целесообразным в большинстве случаев является ведение ремонтов хозяйственным способом.

В прочих случаях находят рациональное сочетание численности персонала хозяйственной и подрядной организаций при ремонтном обслуживании. Содержание персонала специализированных предприятий обходится значительно дороже, чем содержание ремонтного персонала энергопредприятий (за счет более высокой заработной платы, командировочных и накладных расходов). Поэтому важно определить, какой по численности ремонтный персонал будет привлечен со стороны, и, чем он будет меньше, тем это выгоднее как предприятию, так и энергосистеме. В целях снижения затрат на ремонтное обслуживание определяют минимальную численность привлеченного персонала, исходя из рациональной нагрузки ремонтными работами персонала энергопредприятия [28].

3.2 Оценка способов проведения ремонтов на ТЭЦ – 1

Ремонтная программа филиала «Красноярская ТЭЦ – 1» сформирована для поддержания основных производственных фондов в исправном состоянии при оптимальных затратах на техническое обслуживание и ремонт.

Основные задачи ремонтной программы – обеспечение надежной работы оборудования станции, соблюдение требований промышленной безопасности и выполнение мероприятий по предписанию надзорных органов.

Ремонтные работы выполняются по утвержденным годовым графикам ремонта основного, вспомогательного оборудования, зданий и сооружений электростанций в соответствии с Правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций.

В настоящее время организация планирования ремонтов в филиале «Красноярская ТЭЦ – 1» АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» основана на системе планово-предупредительных ремонтов (ППР), со строгой периодичностью ремонтов, утверждённой техническим руководителем.

В ходе реструктуризации энергетики ремонтные функции определённого вида деятельности были выведены в специализированное предприятие по ремонту энергооборудования. Большая доля ремонта оборудования Красноярской ТЭЦ – 1 производится силами выведенного в 2008 году из состава персонала филиала, в состав персонала вновь созданного Красноярского ремонтного предприятия (в данное время предприятие носит название «Сибирь энергоремонт» СибЭР).

Подрядчик, выполняющий ремонт определяется по результатам проведения торгово – закупочной компании АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». Взаимоотношения с «СибЭР» строятся на договорной основе. Договор является завершающей стадией торгово – закупочной компании проводимой по видам ремонта, выносимым на торги. Подрядная организация готовит конкурсную документацию, а сами торги проводятся силами РСК.

Специализированное ремонтное предприятие «СибЭР» с момента вывода до настоящего времени работает на давальческом сырье, что усложняет работу и увеличивает затратную часть филиала, так как товарно – материальные ценности должны быть предоставлены на рабочее место, а они в филиале «Красноярская ТЭЦ – 1» приобретаются при наличии заявки, которая составляется на основе выявленных дефектов. Время поступления материалов для ремонтных работ увеличивается в разы, что может стать следствием увеличения износа оборудования или даже неотпуском тепловой и электрической энергии согласно установленным графикам. Последнее может навлечь наложение штрафных санкции на предприятие.

Для реализации ППР в течение года необходимо строгое соблюдение графика работы оборудования. В случае технологического нарушения или аварийной ситуации связанной с повреждением оборудования, возникают дополнительные затраты. В случае отказа от подрядной организации привлекают персонал станции, который остался на станции после реструктуризации. Данный персонал так же выполняет часть работ «в помощь»

«СибЭР» в случае невыполнении необходимого объема работ подрядной организацией для окончания ремонта и вводе в работу оборудования в срок.

Более 80% проводимых на станции ремонтов это ремонты по договорам с подрядчиками (рисунок 2.11). Данный вид ремонтов не всегда хорошо сказывается на его качестве и гарантии безотказного работы оборудования, поэтому стоит рассмотреть возможность перехода на ремонт хозспособом.

Поэтому, данный способ позволяет не только контролировать качество работ, но и серьезно влияет на снижение издержек. Анализ показывает, что кроме снижения общих затрат появляется возможность увеличивать физические объемы работ. Кроме того, возрастает оперативность, так как не нужно проводить длительные конкурсные процедуры по выбору подрядчика, и это тоже существенный фактор.

Практика показывает, что персонал, который эксплуатирует оборудование, как никто другой заинтересован в качественном выполнении работ. Грамотно и качественно обслужить силовое оборудование может только высококвалифицированный электромонтер, чего нельзя с гарантией сказать о подрядных организациях.

Стоимость ремонта, проводимого подрядным способом, определяется исходя из цены за ремонт, указанной в перечне базовых цен на ремонт [29]. Также стоимость ремонта включает стоимость материалов. Формула для расчет стоимости ремонта, проводимого подрядным способом, имеет следующий вид [29]:

$$Ц_d = [(1000 \times 1,011) + (1000 \times 0,04)] \times i, \quad (3.1)$$

где $Ц_d$ - договорная цена;

1000- базовая цена (руб.);

1,011 - коэффициент, учитывающий доплату за выполнение работ с вредными условиями труда, в размере 1,1 % (средняя величина) к базовой цене;

0,04 - доплата в связи с выплатой единовременного вознаграждения за выслугу лет в размере 4 % к базовой цене;

i - поправочный индекс, разработанный согласно «Общих положений».

Стоимость ремонта, проводимого хозспособом определяется, по следующей формуле:

$$C = \left(\frac{O}{H}\right) \times (K_c + K_n + K_v) \times T \quad (3.2)$$

где O – средний оклад, руб (14325,26 для ТЭЦ-1);

H – средняя норма рабочего времени, час (164,5)

K_c – северная надбавка;

K_n – премирование по итогам работы;

K_v – вредность;

T – трудозатраты по видам работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях ограниченности инвестиционных ресурсов задача определения целесообразности ремонта оборудования либо его замены особенно актуальна, поскольку в настоящее время разработано современное оборудование, превосходящее существующее по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и показателям надежности. В связи с этим зачастую затраты на ремонт существующего оборудования соизмеримы со стоимостью нового оборудования.

В дипломной работе рассмотрена одна из важных проблем экономической эффективности проведения ремонтных работ на примере филиала АО «Красноярской ТЭЦ – 1» АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)».

За период 2014 – 2015 года стоимость основных фондов увеличивалась. В структуре затрат основных фондов преобладают машины и оборудование порядка 60%.

Для анализа возрастной структура оборудование было разделено на группы по фактическому сроку эксплуатации с пятилетним размахом диапазона. Большая часть оборудования имеет фактический срок эксплуатации более 25 лет – 54%, от 20-25 – 17%. Средний возраст оборудования 16,6 года. Стоит отметить, что нормой для предприятия такого рода считается средний возраст, не превышающий 20 лет.

Для анализа движения основных фондов были рассчитаны коэффициент износа, коэффициент годности, коэффициент обновления, коэффициент выбытия. Негативным является рост показателей износа, что свидетельствует о сокращении инвестирования в обновление основных фондов предприятия. Коэффициент годности в 2015 г. сократился до 83,9%, и в 2016 г. до 81,9%. Нормативное значение коэффициента обновления – не менее 2%, т.е. в 2016 г значение коэффициента соответствует нормативу и составляет 3%. В 2014 –

2015 г.г значение коэффициента ниже нормативного, что отрицательно характеризуют деятельность предприятия.

За период 2015-16 г.г. доля затрат на ремонты существенно выросла. Увеличение расходов на ремонт было вызвано увеличением объемом ремонтных работ.

В работе был произведен анализ видов ремонтов их формы и способы проведения. Он показал, что существует 2 пути, по которым можно осуществить оптимизацию проведения ремонтных работ на ТЭЦ – 1.

В настоящее время наиболее прогрессивной системой технического обслуживания и ремонта (ТОР) является система, основанная на установлении фактического технического состояния оборудования. Трудность внедрения этой системы на Красноярской ТЭЦ-1, связана с тем, что она не учитывает фактор старения основного оборудования. На данном этапе развития предприятия для внедрения данной системы не имеет достаточной материальной базы (приборный парк для диагностики, условия подготовки узких специалистов – диагностов) и физических возможностей (интеграция систем автоматического контроля в устаревшее оборудования, ЭВМ для накопления и статистического анализа технических параметров состояния оборудования) внедрения данной системы. В связи с этим, переход к данной системе ТОР на Красноярской ТЭЦ-1 себя не оправдает.

Другим путем оптимизации ремонтной программы может являться обоснование способа проведения ремонта.

На сегодняшний день капитальные и текущие ремонты на ТЭЦ – 1 проводят силами подрядной организации «СибЭР». Ремонтное предприятие «СибЭР» с момента вывода до настоящего времени работает на давальческом сырье, что усложняет работу и увеличивает затратную часть филиала. Объем ремонтов на подряд в 2016 году составляют более 80%, менее 16% остаются хозспособ., что свидетельствует о наличии собственно минимальной базы для выполнения ремонтных работ.

В работе были просчитаны затраты на ремонт котельного цеха для отдельных видов оборудования по двум формам проведения ремонтов таких как мельницы, дымососы, выключатели и т.д, и получили, что экономия от хозспособа составила 14,5 млн.руб. по сравнению с подрядным способом.

Так же были сделаны расчеты по оборудованию топливно – транспортного цеха (мельниц, насосов, электродвигателей и т.д). Экономия составила 20248 тыс.руб.

Аналогично были сделаны расчеты для генераторов по 10 типам, силовых трансформаторов по 14 типам и насосов на собственные нужды по 4 типам. Общая экономия хозяйственным способом составила около 4 млн.руб. в год.

Сравнение стоимости ремонта оборудования подрядной организации и хозяйственным способом показали экономию около 40 млн.руб.

На основе проведенного анализа ремонтной деятельности предприятия и фактического состояния дел по ремонту подстанционного оборудования силами подрядной организации («СибЭР»), считаю, шаг вывода ремонтного персонала в состав подрядной организации не оправдал себя. Одним из способов совершенствования ремонтной деятельности производственного объекта, на данный момент можно считать возвращение выполнения ремонтов оборудования к прежнему способу, то есть возвращение к хозспособу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Абрамов Р.А., Лебедев Ю.А. К ВОПРОСУ ОБ УПРАВЛЕНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКОЙ // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1.
- 2 Акимова Н.А. Монтаж техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования. – М.: «Академия», 2014. – 304 с.
- 3 Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : справ./ И. И. Алиев. -М.: Высш. шк., 2010. -1199 с.
- 4 Артемов А.В. Модель процесса организации сервисного обслуживания и ремонта распределенных стационарных объектов [Текст] / А.В. Артемов // Информационные системы и технологии. - Орел: ОрелГТУ, 2010. - №2/58 (585).-С. 14-18.
- 5 Афанасьев Н.А., Юсипов М.А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйства промышленных предприятий. - М.: Энергоатомиздат, 2013.
- 6 Бабук, И.М. Экономика промышленного предприятия / И.М. Бабук, Т.А. Сахнович. - М.: ИНФРА-М, 2013. - 439 с.
- 7 Беляев Л.А. Комплексный анализ планирования реомнтов оборудования электростанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru>.
- 8 Борисова Л. М., Гершанович Е. А. Экономика энергетики: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 208 с.
- 9 Волков Э. П., Баринов В. А., Маневич А. С. Методология обоснования и перспективы развития электроэнергетики России. – М.: Энергоатомиздат, 2014.
- 10 Воротницкий В.А. Проблемы современной энергетики // Энергетика. 2011.

- 11 Жерве, Г. К. Промышленные испытания электрических машин / Г.К. Жерве. - М.: Государственное энергетическое издательство, 2016. - 352 с.
- 12 Жуков, В.В. Главный энергетик / В.В. Жуков // Проблемы энергохозяйства. – 2015. – №2 – С. 23-27.
- 13 Калмыков Н.Т.. Основные направления реформирования электроэнергетики// Эксперт. 2006. №5. С.23-26
- 14 Кисаримов, Р. А. Ремонт электрооборудования / Р.А. Кисаримов. - М.: РадиоСофт, 2014. - 544 с.
- 15 Китушин В.Г., Иванова Е.В. Оценка эффективного срока реконструкции, замены оборудования // Проблемы современной экономики. 2008. 4 (28).
- 16 Колесов Р.В., Бурькин А.Д. Разработка методики планирования и привлечения финансовых ресурсов промышленными предприятиями // Вестник БИСТ (Башкирского института социальных технологий). 2016. № 1 (30). С. 49-59.
- 17 Колпаков В.И., Ящура А.И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования. Справочник.– М.: ЗАО Энергосервис, 1999.
- 18 Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. /Воропай Н. И., Ковалёв Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.
- 19 Коршунова Л.А. Экономика предприятия и отрасли (в электроэнергетике): учебное пособие / Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010.
- 20 Коршунова Л.А. Организация производства на предприятиях электроэнергетики: учебное пособие / Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011.
- 21 Коршунова Л.А. Менеджмент в энергетике: учебное пособие / Л.А. Коршунова– Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – с.188
- 22 Малая энергетика России [Электронный ресурс].

23 Мастепанов, А.М. Энергетика России. Стратегия развития / А.М. Мастепанов. - М.: Книга по Требованию, 2015. - 798 с.

24 Мышенков К.С., Романов А.Ю. Система управления ремонтами оборудования, как элемент системы стратегического управления предприятием // Стратегическое управление организациями: проблемы и возможности современной экономики: Сб. науч. тр. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. – Ч. 1. – С. 77-83.

25 Мышенков К.С., Романов А.Ю. Постановка задачи составления календарного плана ремонтов оборудования предприятия // Системный анализ в проектировании и управлении: Сб. науч. тр. XIV Междунар. науч.-практ. конф. / СПбГПУ. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – Ч. 1. – С. 240-243.

26 Надежность энергетического оборудования [Электронный ресурс].

27 Олейникова, Е.В. Концепция и признаки развития системы ремонтных процессов в экономическом среде предприятия [Текст] / Е.В. Олейникова, Б.Я. Татарских // Вестн. Самар. гос. экон. ун-та. - 2013. - № 5 (55). - С. 83 - 87.

28 Организация энергетического производства. Кушнарев Ф.А., Свешников В.И., Коваленко А.Ф. и др. / Под ред. В.И. Свешникова. – М.: Энергоатомиздат, 2012.

29 Основные фонды [Электронный ресурс]: Материал официального сайта Федеральной государственной службы статистики.

30 Оценка экономических показателей деятельности энергетического предприятия: методические указания/сост. Ю.Ф. Битеряков; Иван. энерг. ин-т. – Иваново, 2014. – 60с.

31 Павлович С.Н. Ремонт и обслуживание электрооборудования. – Мн.: Высш. шк., 2014. – 245 с.

32 Пимиков, О.К. Справочник ППР энергетического оборудования, М, Металлургия, 2013. – 125 с.

33 Политика инновационного развития, энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Россети» [Электронный ресурс].

34 Приказ Министерства энергетики РФ от 15 июля 2010 г. N 333 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2010-2016 годы».

35 Ремезов А.Н. Проблемы технического перевооружения и продления ресурса оборудования электростанций // Электр. станции. 2012. No 9. С. 77---79. Рогалев Н.Д. Экономика энергетики: учебное пособие. – М.: МЭИ. – 2012. – 178 с.

36 Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учебн. для вузов/В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 2013. – 416с.

37 Синягин, Н.И. Система ППР, оборудования и сетей промышленной энергетики, М, Энергия, 2014. – 302 с.

38 Системный оператор единой энергетической системы // Объединенная энергосистема Центр

39 Стрельцов А.С. Обоснование целесообразности ремонта оборудования на энергетическом предприятии. – Экономические науки. – 2016.

40 Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года. // Министерство энергетики Российской Федерации // Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике

41 Техническая база российской электроэнергетики [Электронный ресурс].

42 Управление ремонтами и ТО оборудования. / Электронное издание bitec.ru

43 Федеральный закон "О техническом регулировании" от 27.12.2002 N 184-ФЗ [Электронный ресурс].

44 Фомина В.М. Экономика электроэнергетики/ В.М. Фомина. Изд-во: ИПК Госслужбы. 2005 г. с. 405

45 Экономика энергетики: учеб. пособие / Н.В. Нагорная; Дальневосточный государственный технический университет. – Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2007. – 157 с.

46 Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студ. высш. учеб. заведений. Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др. / Под ред. Н.Н. Кожевникова. – М.: Издательский центр «Академия», 2012.

47 Экономика и управление в современной электроэнергетике России: пособие для менеджеров электроэнергетических компаний/ под редакцией А.Б. Чубайса. М.: НП «КОНЦ ЕЭС», 2013. – 616 с.

48 Электроэнергетика Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.gks.ru

49 Энергоэффективность – важнейшая составляющая капремонта / Электронное издание www.abok.ru

50 Юсипов, М.В. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйства промышленных предприятий. – М, Энергоатомиздат, 2012. – 256 с.

51 Ящур А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник. – М.: Изд_во НЦ ЭНАС, 2006. – 504 с.

52 Эльрих, Ю. Применение метода «дерево решений» в целях оптимизации ремонтных программ предприятий электроэнергетики РФ / Ю. Эльрих, Э. петровский // РИСК: ресурсы, информация, снабжение, конкуренция. – 2012. – № 1. – С. 5–8.

53 Инструкция по планированию, учёту и калькулированию затрат на производство и поставку электрической и тепловой энергии на электростанциях, в электрических и тепловых сетях и в целом энергоснабжающих организациях. – Москва :1998. –132 с.

54 Баканов, М.И. Теория экономического анализа: учеб. / М. И. Баканов, А. Д. Шеремет. – Москва: Финансы и статистика, 2000. – 340 с.

55 СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. Текстовые материалы и иллюстрации. –Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 57 с.