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

Институт управления бизнес-процессами и экономики

Экономика и организация предприятий
энергетического и транспортного комплексов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
подпись
« _____»_____2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.02.09 «Экономика предприятий и организаций (энергетика)»
код и наименование специальности

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ ПРЕДПРИЯТИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПАО «КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС»)

Руководитель _____ д-р экон. наук, доцент Е.В. Кашина
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ И.О. Павшина
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ Е.В. Бочарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа выполнена на тему: Повышения эффективности использования основных фондов предприятия (на примере ПАО «Красноярская ГЭС»).

Бакалаврская работа содержит расчетно-пояснительную записку из 71 страницы текста, 15 таблиц, 4 рисунков, 50 литературного источника и таблично-графического материала из 18 листов формата А4.

Методика исследования может быть применена на ряде действующих аналогичных предприятий с целью определения уровня технического состояния.

Актуальность данной темы заключается в обеспечении стабильного функционирования компании на стратегическом и оперативном уровнях. Эффективное распределение капитала внутри компании и снижение стоимости привлечения капитала при реализации крупных проектов, повышение доверия кредиторов и инвесторов.

Целью бакалаврской работы является определение и анализ основных фондов ПАО «Красноярская ГЭС», а также разработка рекомендаций по их эффективному использованию.

Для достижения поставленной цели в данной работе будут проведены:

– анализ, в котором будет дана общая оценка работы ПАО «Красноярская ГЭС»;

– специальный анализ, в котором будут представлены состав, структура основных фондов и эффективное их использование;

– разработка рекомендаций и экономическая оценка внедряемых мероприятий.

В результате рассмотрения двух вариантов: замена двух рабочих колес турбины и вариант без замены, мы сделали вывод, что реконструкция старого оборудования на новое на ПАО «Красноярская ГЭС» – это с экономической и технической точки зрения выгодное мероприятие.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 5

1 Анализ методических подходов к повышению эффективности использования основных фондов на предприятии 7

1.1 Понятие, классификация основных фондов и задачи их анализа 7

1.2 Система показателей и методика анализа основных фондов 13

1.3 Анализ и оценка состояния основных фондов в энергетике 29

1.4 Программы повышения эффективности использования основных фондов в энергетике 36

2 Анализ использования основных фондов на примере ПАО «Красноярская ГЭС» 45

2.1 Характеристика ПАО «Красноярская ГЭС» как экономического субъекта хозяйствования 45

2.2 Анализ структуры и динамики ОФ 52

2.3 Анализ эффективности использования основных средств 54

3 Разработка мероприятий повышения эффективности использования основных фондов 57

3.1 Комплекс мероприятий повышения эффективности 57

3.2 Оценка разработанных мероприятий 60

Заключение 69

Список использованных источников 72

Приложение А (справочное) Возрастная структура генерирующих мощностей ТЭС России, МВт… 76

Приложение Б (справочное) Организационная структура ПАО «Красноярская ГЭС» 77

Приложение В (обязательное) Наличие и движение о средств ПАО «Красноярская ГЭС» 78

Приложение Г (обязательное) Структурный анализ основных фондов ПАО «Красноярская ГЭС»... 79

Приложение Д (справочное) Структура основных фондов ПАО «Красноярская ГЭС» 80

Приложение Е (обязательное) Горизонтальный анализ основных фондов ПАО «Красноярская ГЭС» 81

Приложение Ж (обязательное) Сравнение вариантов по затратом на ремонты гидроагрегатов.. 81

Приложение З (обязательное) Входные параметры и расчет дополнительного объема продаж электроэнергии по реконструкции рабочих колес турбин.. 814

Приложение И (обязательное) Расчет прибыли от продажи электроэнергии по рассматриваемым вариантам сравнения.. 88

Приложение К (обязательное) Расчет окупаемости проекта замены рабочих колес турбин гидроагрегатов. 91

ВВЕДЕНИЕ

Основные средства являются неотъемлемой частью любого предприятия и от повышения эффективности их использования зависят такие показатели деятельности предприятия, как финансовое положение, конкурентоспособность на рынке, производительность труда, качество и себестоимость продукции.

Основными элементами управления основными средствами является эффективное их использование, планирование обновления основных фондов.

.Проблема повышения эффективности использования основных средств и производственных мощностей предприятий занимает центральное место в период перехода России к рыночным отношениям.

Учитывая всю значимость основных фондов в производственном процессе, факторах, влияющих на их использование, можно выявить методы и направления, при помощи которых повышается эффективность использования основных средств и производственных мощностей предприятия, обеспечивающая снижение издержек производства и рост производительности труда. Этими причинами подтверждается актуальность выбранной темы данной работы.

Целью бакалаврской работы является обоснование замены энергетического оборудования для повышения эффективности использования основных фондов предприятия и снижения эксплуатационных затрат.

Для достижения поставленной цели будут выполняться следующие задачи:

– анализ методических подходов к повышению эффективности использования основных фондов предприятия;

– анализ состояния и использования основных фондов на предприятии;

– сравнение вариантов с заменой и без рабочих колес турбины на ПАО «Красноярская ГЭС».

Объектом исследования является ПАО «Красноярская ГЭС».

Предмет исследования – повышение эффективности использования

основных фондов предприятия.

Данная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованных источников и приложений.

Первая глава данной работы посвящена теоретическим основам по основным фондам предприятия, их анализу и оценке в энергетике.

Во второй главе проведен анализ использования основных фондов ПАО «Красноярская ГЭС» с целью выявления возможностей повышения эффективности производства.

В третьей главе предложены варианты по эффективному использованию основных средств: с проведением реконструкции рабочего колеса турбины гидроагрегата и без нее. Были произведены расчеты экономического эффекта, который будет получен от внедрения этих предложений.

В заключении отражены основные выводы и заключения по замене оборудования.

1 Анализ методических подходов к повышению эффективности использования основных фондов на предприятии

1.1 Понятие, классификация основных фондов и задачи их анализа

Каждый хозяйствующий субъект, осуществляя производственную деятельность, использует ограниченные экономические ресурсы (факторы производства): природные, материальные, трудовые, финансовые. В силу того, что ресурсы ограничены, главной задачей для успешного функционирования предприятия является эффективное использование всех факторов производства и в первую очередь основных фондов.

Основные фонды (далее – ОФ) – это средства труда, неоднократно участвующие в производственном процессе, сохраняя свою натуральную форму, постепенно изнашиваясь, переносят свою стоимость по частям на вновь создаваемую продукцию. В стоимостном выражении представляют собой основные средства, учитываемые в системе бухгалтерской отчетности предприятия.

В соответствии с Положением по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01, утвержденному приказом Министерства финансов РФ от 30 марта 2001 № 26н актив организации относится к основным средствам, если выполняются следующие критерии:

– использование в производстве продукции, при выполнении работ или оказании услуг, для управленческих нужд организации либо для предоставления организацией за плату во временное владение и пользование или во временное пользование;

– использование в течение периода продолжительностью свыше 12 месяцев или обычного операционного цикла, если он превышает 12 месяцев;

– предприятием не предполагается последующая перепродажа данного объекта;

– способность объекта приносить организации экономические выгоды (доход) в будущем.

Основные фонды образуют производственно-техническую базу и определяют возможности предприятия по выпуску продукции, уровень технической вооруженности труда. [1, стр 131] Таким образом, обеспеченность предприятия основными средствами и уровень их использования оказывает существенное влияние на производительность труда, объемы производства и реализации продукции, затраты на содержание и обновление основных средств, а через это – на прибыль организации. [2, стр. 5]

Основные фонды различаются по многим признакам, что требует их классификации. На предприятиях применяется единая типовая классификация в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов, утвержденным Постановлением Государственного комитета РФ по стандартизации, метрологии и сертификации № 359 от 26 декабря 1996 г. [3, стр. 111] По данному постановлению основные фонды разделяются по назначению, видам, принадлежности, использованию.

Соответствие основных средств той или иной группе определяется по данным инструкций по эксплуатации, паспортов и другой технической документации.

В зависимости от выполняемых функций в процессе производства основные фонды подразделяются на:

– производственные;

– непроизводственные.

Основные производственные фонды участвуют в процессе создания продукции или оказания услуг, изнашиваются постепенно, а их стоимость переносится на изготавливаемый продукт по частям по мере использования (станки, машины, приборы, передаточные устройства). Пополняются за счет капитальных вложений.

Непроизводственные основные фонды предназначены для обслуживания социальных потребностей работников предприятия, не участвуют в процессе

создания продукции, их стоимость исчезает в потреблении (например, жилые дома, детские сады, клубы, стадионы, поликлиники, санатории). Воспроизводятся за счет национального дохода.

По видам основные производственные фонды делятся на следующие группы:

– здания (например, архитектурно-строительные объекты производственного назначения: корпуса цехов, складские помещения, производственные лаборатории);

– сооружения (инженерно-строительные объекты, создающие условия для осуществления процесса производства: тоннели, эстакады, автомобильные дороги, дымовые трубы на отдельном фундаменте);

– – передаточные устройства (устройства для передачи электроэнергии, жидких и газообразных веществ: электросети, теплосети, газовые сети, трансмиссии);

– машины и оборудования (силовые машины и оборудование, рабочие машины и оборудование, измерительные и регулирующие приборы и устройства, вычислительная техника, автоматические машины);

– транспортные средства (например. тепловозы, вагоны, автомобили, мотоциклы, кары, тележки), кроме конвейеров и транспортеров, включаемых в состав производственного оборудования;

– инструмент (режущий, ударный, давящий, уплотняющий, а также различные приспособления для крепления, монтажа), кроме специального инструмента и специальной оснастки;

– производственный инвентарь и принадлежности (предметы для облегчения выполнения производственных операций: рабочие столы, верстаки, ограждения, вентиляторы, тара, стеллажи);

– хозяйственный инвентарь (предметы конторского и хозяйственного обеспечения: столы, шкафы, вешалки, пишущие машинки, сейфы, множительные аппараты);

– прочие основные фонды (библиотечные фонды, музейные ценности).

Видовая структура и процентное соотношение элементов основных производственных фондов различается в зависимости от сферы экономики, отрасли.

Для примера рассмотрим энергетическую отрасль.

Соотношения элементов основных производственных фондов представлены на рисунке 1.1.

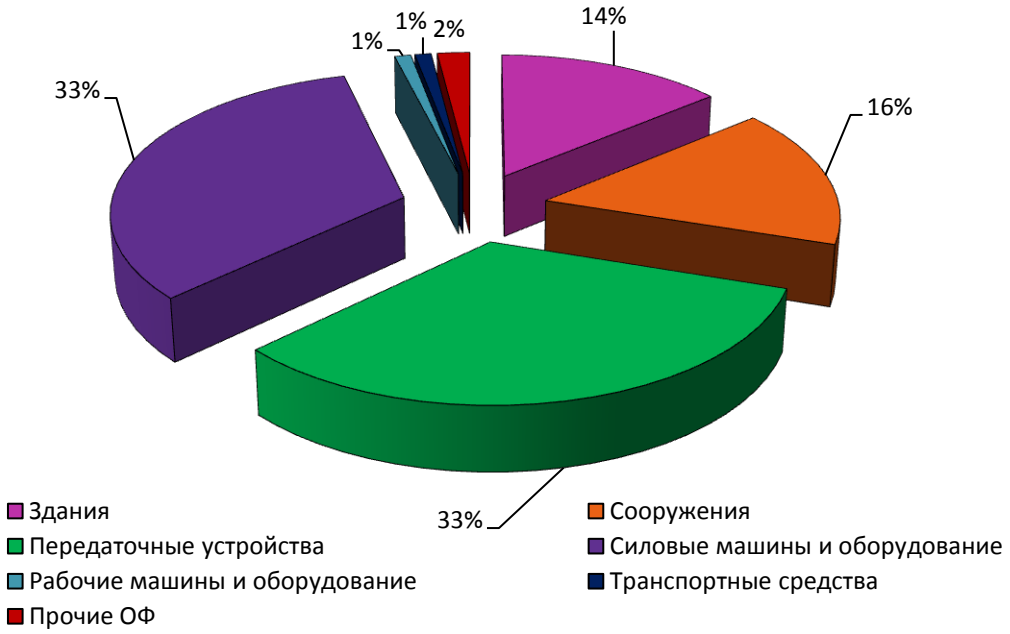


Рисунок 1.1 - Ориентировочная структура производственных фондов энергетики

Так, для энергопредприятий характерен высокий удельный вес силовых машин и оборудования (≈ 30%) и передаточных устройств (≈30%) из-за протяженности линий. [4 , стр 37]

По принадлежности основные фонды подразделяют на собственные и арендованные.

По признаку использования делятся на находящиеся:

– в эксплуатации,

– в реконструкции и техническом перевооружении,

– в резерве,

– в консервации.

По степени участия в процессе основные производственные фонды делятся на:

– активную часть (элементы которой непосредственно участвуют в технологическом процессе, влияют на производительность труда);

– пассивную часть (фонды, обеспечивающие условия осуществления производственного процесса).

К активной части относятся машины, оборудование, транспортные средства, вычислительная техника, инструменты; к пассивной – здания, сооружения, инвентарь, передаточные устройства и пр.

Знание соотношения между активной частью основных фондов и пассивной позволяет выработать эффективную политику в области съема продукции с единицы основных фондов.

Любое предприятие независимо от формы образования и вида деятельности должно постоянно рассматривать движение своих основных производственных фондов, их состав и состояние, эффективность использования. Данная информация позволяет предприятию выявить пути и резервы повышения эффективности использования основных фондов, а кроме того, вовремя обнаружить и скорректировать негативные отклонения, которые в дальнейшем могут повлечь серьезные последствия для успешной деятельности предприятия [5].

Основные фонды можно проанализировать по нескольким направлениям, которые в совокупности могут дать оценку их структуры, динамики и эффективности использования.

Основные направления анализа основных средств представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные направления анализа основных фондов

Направления анализа	Задачи анализа
Анализ структуры и динамики ОФ	– оценка размера и структуры вложения капитала в основные средства; – определение характера и размера влияния стоимости основных средств на финансовое положение и структуру баланса;
Анализ эффективности использования основных средств	– анализ движения основных средств; – анализ показателей эффективности использования основных средств; – анализ использования времени работы оборудования; – -интегральная оценка использования оборудования;
Анализ эффективности затрат по содержанию и эксплуатации оборудования	– анализ затрат на капитальный ремонт; – анализ затрат по текущему ремонту; – анализ взаимосвязей объема производства, прибыли и затрат по эксплуатации оборудования;
Анализ эффективности инвестиций в основные средства	– оценка эффективности капитальных вложений; – анализ эффективности привлечения займов для инвестирования.

В качестве источников информации для проведения анализа используются план технического развития предприятия, бизнес-план предприятия, отчетный бухгалтерский баланс предприятия, приложение к балансу, отчет о наличии и движении основных средств, баланс производственной мощности, данные о переоценке основных средств, инвентарные карточки учета основных средств, проектно-сметная, техническая документация и другое. [5]

1.2 Система показателей и методика анализа основных фондов

На предприятиях основные фонды учитываются в натуральном и стоимостном (денежном) выражении.

Оценка основных фондов в натуральном выражении используется для расчета производственной мощности предприятия и его подразделений; определения технического состава оборудования, степени его использования, износа и сроков обновления. Для этих целей проводятся ежегодная инвентаризация и периодическая паспортизация основных средств. [4 , стр 38]

Документами, служащими для учета основных фондов в натуральной форме являются:

– инвентарные карточки (в них отражаются наименование объекта, краткая характеристика, его первоначальная стоимость, дата поступления, норма амортизации, инвентарный номер);

– паспорта оборудования, рабочих мест, предприятия (в данных документах приводится подробная техническая характеристика всех основных фондов: год ввода в эксплуатацию, мощность, степень изношенности).

Стоимостная форма учета проводится для определения общей величины основных фондов, их динамики, структуры, расчета амортизационных отчислений, экономической эффективности капитальных вложений. [6, стр38]

Существует несколько видов денежной оценки основных средств, т.е. различают стоимость [4 , стр 38]:

– первоначальную;

– восстановительную;

– остаточную;

– ликвидационную.

Первоначальная стоимость основных фондов представляет собой сумму фактических затрат на приобретение оборудования (постройку зданий, сооружений), его транспортировку на место, установку, за исключением НДС и других возмещаемых налогов. Она необходима для определения

амортизационных отчислений, показателей использования активов предприятия, их рентабельности.

По первоначальной стоимости основные фонды учитываются на балансе предприятия, поэтому она называется еще балансовой стоимостью.

Под действием спроса и предложения, инфляции одинаковые элементы основных фондов, произведенные в разные годы, оцениваются различно. Следовательно, для устранения искажающего влияния ценового фактора необходима периодическая переоценка основных фондов по восстановительной стоимости.

Восстановительная стоимость - есть стоимость воспроизводства основных фондов на момент переоценки. Учет основных фондов по данной стоимости более точно определяет их величину, дает возможность оценить динамику и структуру основных фондов.

Восстановительная стоимость $ОФ_{вос}$основных фондов рассчитывается по формуле[4 , стр 38]:

$$ОФ_{вос} = \sum_{i=1}^{n} \beta_i \cdot ОФ_{бi}\,, \qquad (1.1)$$

где β_i – коэффициент переоценки по i-ой группе основных средств (устанавливаются предприятием самостоятельно, исходя из рыночной стоимости;

$ОФ_{бi}$ – балансовая (первоначальная) стоимость по i-ой группе основных средств;

n – количество групп.

В соответствии с Методическими указаниями по бухгалтерскому учету основных средств организации имеют право не чаще одного раза в год (на 1 января отчетного года) переоценивать полностью или частично объекты основных средств по восстановительной стоимости путем индексации или прямого пересчета по документально подтвержденным рыночным ценам с

отнесением возникающей разницы на добавочный капитал фирмы, если иное не установлено законодательством Российской Федерации. [7 , стр125]

Основные фонды в процессе эксплуатации постепенно изнашиваются, теряя свою первоначальную (восстановительную) стоимость. Чтобы оценить фонды с учетом износа, необходимо применить оценку по остаточной стоимости.

Остаточная стоимость является разницей между первоначальной (восстановительной) стоимостью основных фондов и суммой их износа, т.е. стоимость, которая еще не перенесена на готовую продукцию. По ней можно судить о степени изношенности основных фондов, планировать их обновление и ремонт.

Остаточная стоимость основных фондов $ОФ_{ост}$ определяется по формуле:

$$ОФ_{ост} = ОФ_{п} \cdot (1 - Н_{а} \cdot Т_{н}), \quad (1.2)$$

где $ОФ_{п}$ – первоначальная стоимость основных фондов;

$Н_{а}$ – норма амортизации, %;

$Т_{н}$ – срок использования основных фондов.

При ликвидации основные фонды могут быть частично или полностью реализованы. Стоимость реализации отработавших основных фондов называется ликвидационной стоимостью $ОФ_{лик}$.

При оценке основных фондов также используется среднегодовая стоимость $ОФ_{ср.год}$, которая определяется по формуле:

$$ОФ_{ср.год} = ОФ_{н} + \frac{ОФ_{вв} \cdot n_1}{12} - \frac{ОФ_{лик} \cdot n_2}{12}, \quad (1.3)$$

где $ОФ_{н}$ – стоимость основных фондов на начало года;

$ОФ_{вв}$ – стоимость введенных основных фондов;

$ОФ_{лик}$ – ликвидационная стоимость фондов;

n_1 – количество месяцев с момента ввода основных фондов;

n_2 – количество месяцев с момента выбытия основных фондов.

Оценку технического состояния и развития потенциала производят, начиная с анализа состава, структуры и движения основных средств.

Схема анализа основных производственных фондов предприятия представлена на рисунке 1.2.

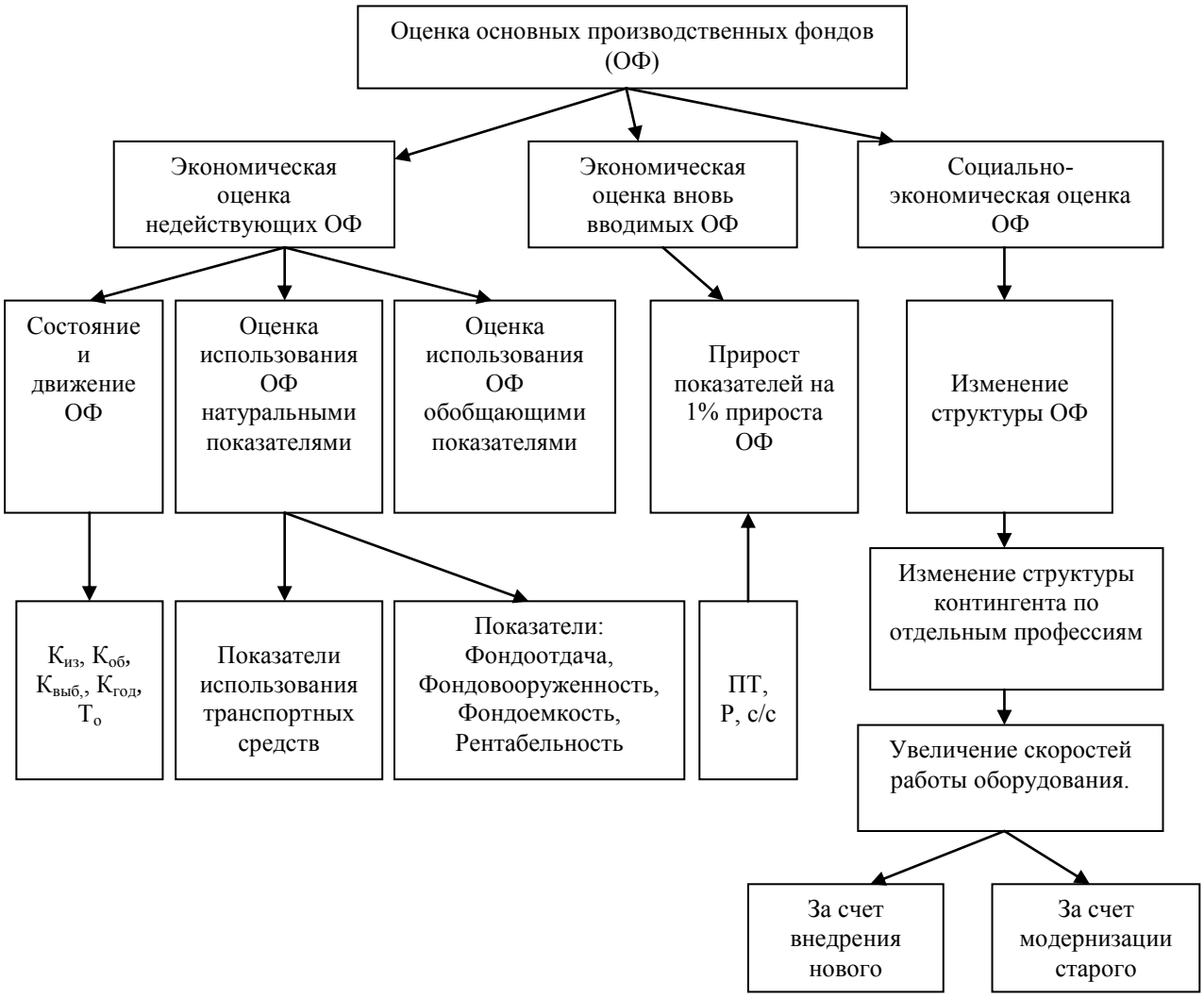


Рисунок 1.2 – Схема анализа основных производственных фондов

Под составом основных средств понимают внутренние соотношения его частей. Под движением подразумевают поступление, выбытие, износ, замену, обновление, увеличение или уменьшение фондов.

Для анализа состава и структуры основных фондов используется горизонтальный и вертикальный анализ.

Горизонтальный анализ представляет собой оценку динамики показателей, установление их абсолютных изменений и темпов роста; вертикальный анализ — это анализ структуры объектов.

Для оценки движения основных фондов применяются показатели, представленные в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Показатели движения основных фондов

Показатели	Характеристика	Метод расчета	Формула
Коэффициент ввода (обновления) $К_{о.ф}$	Показывает долю введенных в отчетном периоде ОФ в их стоимости на конец года;	$\frac{\text{Введенные основные фонды}}{\text{Основные фонды на конец года}}$	$\frac{ОФ_{вв}}{ОФ_{к}}$
Коэффициент выбытия $К_{выб}$	Показывает долю выбывших в течение года основных фондов из имевшихся на начало года.	$\frac{\text{ОФ, выбывшие в отчетном периоде}}{\text{Основные фонды на начало года}}$	$\frac{ОФ_{лик}}{ОФ_{н}}$
Коэффициент интенсивности обновления $К_{ин.об.}$	Характеризует темпы технического прогресса	$\frac{\text{ОФ, выбывшие в отчетном периоде}}{\text{Введенные основные фонды}}$	$\frac{ОФ_{лик}}{ОФ_{вв}}$
Коэффициент замены $К_{зам}$	Показывает долю вновь вводимых основных средств, направленную на замену выбывающих основных фондов.	$\frac{\text{Введенные основные фонды}}{\text{ОФ, выбывшие в отчетном периоде}}$	$\frac{ОФ_{вв}}{ОФ_{лик}}$

Продолжение таблицы 1.2

Показатели	Характеристика	Метод расчета	Формула
Коэффициент прироста $К_{пр}$	Отражает темп прироста основных средств предприятия.	$\frac{\text{Сумма прироста основных средств}}{\text{Основные фонды на начало года}}$	$\frac{\Delta ОФ}{ОФ_н}$
Срок службы	Характеризует фактический срок эксплуатации объектов основных средств.	$\frac{\text{Основные фонды на начало года}}{\text{ОФ, выбывшие в отчетном периоде}}$	$\frac{1}{К_{выб.}}$

Основные фонды используются длительное время, после чего они подлежат замене (возмещению) по мере их износа. Износ основных фондов подразумевает частичную или полную потерю стоимости в процессе эксплуатации.

Различают физический и моральный износы.

Физический износ наступает как в результате их использования в процессе производства, так и в период их бездействия. Бездействующие основные средства теряют свои производительные свойства, если подвергаются воздействию естественных процессов. Что касается действующих основных средств, то их физический износ зависит от ряда факторов. В частности, он зависит от качества материалов, из которых изготовлены их элементы, от технического совершенства конструкции, от качества постройки и монтажа, от степени нагрузки. Состояние основных средств зависит так же от особенности технологического процесса, степени их защиты, от влияния внешних условий, от качества технологического обслуживания, от квалификации рабочих. Основные средства, таким образом, теряют часть своей стоимости, которая переносится на производимую с их помощью продукцию. Учет этой части стоимости в затратах на производство продукции в течение всего полезного срока эксплуатации объекта основных средств называется амортизацией. Для расчета суммы начисляемого износа необходимо знать первоначальную стоимость объекта основных средств, его

ликвидационную стоимость, предполагаемый полезный срок эксплуатации. Начисление износа производится на основании специальных норм, устанавливаемых в процентах к первоначальной или восстановительной стоимости.

Существуют различные методы расчета норм списания стоимости изнашиваемых основных средств:

– равномерного (прямолинейного) списания стоимости;

– начисления износа пропорционально объему выполненных работ;

– ускоренного списания, среди которых мы назовем метод списании стоимости по сумме чисел, или кумулятивный, и метод уменьшающегося остатка;

– замедленной амортизации (применяется редко).

Согласно методу прямолинейного списания стоимость основных средств равномерно распределяется в течение срока их использования. Норма износа является величиной постоянной и определяется по формуле:

$$И_н = \frac{Т_э}{Т_а} \cdot 100\%, \quad (1.4)$$

где $И_н$ – норма износа основных средств;

$Т_э$– фактический срок эксплуатации основных средств;

$Т_а$– нормативный срок службы основных средств (амортизационный период основных фондов).

Величина начисленного износа определяется по формуле:

$$И = (ОФ_п - ОФ_{лик}) \cdot И_н, \quad (1.5)$$

Производственный метод основан на том, что износ является только результатом эксплуатации и период времени не играет никакой роли в

процессе его начисления. Рассчитывается норма начисления износа на единицу объема произведенной продукции или услуги по формуле:

$$И_н = \frac{(ОФ_п - ОФ_{лик})}{V}, \quad (1.6)$$

где V – предполагаемый объем работ в единицах.

Накопленный износ при использовании данного метода увеличивается ежегодно в прямой зависимости от выпуска продукции, произведенной с помощью амортизируемого оборудования:

$$И = Q_{тк} \cdot И_н, \quad (1.7)$$

где $Q_{тк}$ – выпуск продукции или услуг, произведенные с помощью данного объекта основных средств, суммируемый нарастающим итогом с момента пуска объекта в эксплуатацию.

Остаточная стоимость ежегодно уменьшается, пока не достигнет величины ликвидационной стоимости.

При использовании метода уменьшаемого остатка вычисляют постоянный коэффициент, который равен норме износа при прямолинейном списании, умноженный на ускоряющий множитель (чаще всего этот множитель равен двум - применяется удвоенная норма износа).

Для получения суммы износа в данном году (суммы амортизационных отчислений) этот коэффициент умножается на величину остаточной стоимости основных средств на начало отчетного периода.

Предполагаемая ликвидационная стоимость учитывается только в последний год работы оборудования. Алгоритм расчета следующий:

Пусть $И_н$ - норма износа основных средств. Тогда сумма износа в первый год при ускоряющем множителе 2 будет равна:

$$И_1 = ОФ_{ост0} \cdot 2И_н, \quad (1.8)$$

Остаточная стоимость основных средств после первого года эксплуатации:

$$ОФ_{ост1} = ОФ_{ост0} - И_1, \quad (1.9)$$

Сумма износа во второй год:

$$И_2 = ОФ_{ост1} \cdot 2И_н, \quad (1.10)$$

Остаточная стоимость объекта основных средств после второго года эксплуатации:

$$ОФ_{ост2} = ОФ_{ост1} - И_2, \quad (1.11)$$

И так до тех пор, пока остаточная стоимость не достигнет величины ликвидационной стоимости объекта основных средств.

Уже отмечалось, что основные производственные фонды имеют особенность в многократном использовании длительное время. Но научный прогресс не стоит на месте - люди постоянно стремятся улучшить уже изобретенные машины, оборудование, технологии для их создания и пр.; разработать новые, улучшенные по своим параметрам объекты. Вследствие этого, основные фонды становятся отсталыми по своим техническим характеристикам и экономической эффективности до их физического износа, т.е. они претерпевают моральный износ.

Моральный износ имеет две формы. Первая форма морального износа заключается в том, что с внедрением новых машин, с совершенствованием техники, технологий, организации производства и труда стоимость изготовления, например, машин и оборудования при сохранении их

конструктивных свойств и эксплуатационных показателей неуклонно снижается (значит, снижается и альтернативная стоимость основных средств). То же относится и к зданиям, стоимость которых в результате индустриализации строительства снижается. Следовательно, это форма морального износа выражает уменьшение стоимости машин или оборудования вследствие удешевления их воспроизводства. В соответствии со снижением стоимости производства машин, оборудования и других элементов основных средств пересматриваются соответственно и цены на них.

Оценка морального износа первой формы $М'_{из}$ в процентах может быть определена по формуле [3 , стр118]:

$$М'_{из} = \frac{ОФ_б - ОФ_{вос}}{ОФ_б} \cdot 100\%, \qquad (1.12)$$

где $ОФ_б$ – балансовая (первоначальная) стоимость основных фондов;

$ОФ_{вос}$- восстановительная стоимость основных фондов.

Вторая форма морального износа имеет место в том случае, когда изменяются конструкция и эксплуатационные показатели новых машин. Их применение позволяет увеличить объем производства, повысить производительность труда, уменьшить расход эксплуатационных материалов (горючее, электроэнергия, смазочные материалы и т.д.), а в некоторых случаях и основных материалов, снизить затраты на производство единицы продукции и обеспечить более высокое качество обработки. Вторая форма морального износа имеет место тогда, когда машина технически устарела и заменяется более совершенной. В этом случае общество, применяя устаревшую технику, затрачивает больше рабочего времени на производство одного и того же количества продукции.

Использование методов ускоренного начисления износа как раз и преследует цель возмещения морального износа в условиях быстрого развития технологий.

Проблема морального износа решается так же с помощью осуществления ряда хозяйственно-организационных мероприятий. Прежде всего, машины и механизмы должны использоваться с максимальной загрузкой, чтобы ускорить отдачу их полезного эффекта до наступления момента устаревания. Следует так же сокращать сроки строительства новых объектов и сроки эксплуатации машин и оборудования, добиваться, чтобы новые машины не задерживались на складах или в монтаже.

Отсюда следует, что предприятиям необходим постоянный контроль за технической оснащённостью объектов своих основных фондов, чтобы быть конкурентоспособными на рынке товаров и услуг. Для этого используются оценочные показатели, сведенные в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Показатели состояния основных фондов

Показатели	Характеристика	Метод расчета	Формула
Коэффициент износа $К_{из.ф}$	Доля стоимости основных средств, перенесенная на продукцию	$\frac{\text{Стоимость износа основных фондов}}{\text{Первоначальная стоимость ОФ}}$	$\frac{ОФ_{из}}{ОФ_{п}}$
Коэффициент годности $К_{г}$	Уровень годности основных средств; $К_{из.ф} + К_{г} = 1$	$\frac{\text{Остаточная стоимость ОФ}}{\text{Первоначальная стоимость ОФ}}$	$\frac{ОФ_{ост}}{ОФ_{п}}$

При любом виде износа необходимо обновление фондов, которое осуществляется за счет собственных средств предприятия. Они накапливаются в течение всего срока службы основных фондов в виде амортизационных отчислений. [1 , стр136]

Под амортизацией понимается процесс перенесения стоимости основных фондов на создаваемую продукцию. Она осуществляется начислением стоимости износа основных фондов на затраты по выработке продукции на протяжении всего срока их функционирования и ежемесячного отчисления начисленной суммы в амортизационный фонд.

Целью последнего является полное восстановление основных производственных фондов за счет собственного финансирования путем

переноса стоимости имеющихся основных фондов на себестоимость продукции по установленным нормам амортизации.

Величина амортизационных отчислений оказывает существенное влияние на экономику предприятия. Слишком высокая доля отчислений увеличивает величину издержек производства, следовательно, снижает конкурентоспособность продукции, уменьшает объем получаемой прибыли. Заниженная же доля отчислений удлиняет срок оборачиваемости средств, вложенных в приобретение основных фондов, а это ведет к их старению и, как следствие этого, снижению конкурентоспособности, потере своих позиций на рынке. Отсюда следует, что величина амортизационных отчислений зависит от множества факторов.

Различают сумму амортизации и норму амортизации.

Норма амортизации – это установленный размер амортизационных отчислений на полное восстановление за определенный период времени по конкретному виду основных фондов, выраженный в процентах к их балансовой стоимости. Норма амортизации дифференцирована по отдельным видам и группам основных фондов. Основным показателем, предопределяющим норму амортизации, является срок службы основных фондов. Он зависит от срока физической долговечности основных фондов, от морального износа действующих основных фондов, от наличия в народном хозяйстве возможности обеспечить замену устаревшего оборудования.

Норма амортизации определяется по формуле [1 , стр137]:

$$Н_{ам} = \frac{ОФ_п - ОФ_{лик}}{Т_а \cdot ОФ_п} \cdot 100, \qquad (1.13)$$

где $Н_{ам}$ - годовая норма амортизации, %;

$Ф_п$ – первоначальная (балансовая) стоимость основных фондов, руб.;

$Ф_{лик}$ – ликвидационная стоимость основных фондов, руб.;

$Т_а$ – нормативный срок службы основных фондов, лет.

Сумма амортизационных отчислений за определенный период времени представляет собой денежную величину износа основных фондов. Сумма амортизационных отчислений, накопленная к концу срока службы основных фондов, должна быть достаточной для полного их восстановления (приобретения или строительства).

Общая сумма амортизационных отчислений (А) определяется по формуле:

$$A = \text{Н}_{\text{ам}} \cdot \text{ОФ}_{\text{ср.год}}, \quad (1.14)$$

где $\text{ОФ}_{\text{ср.год}}$ – среднегодовая стоимость основных фондов, руб.

С 1 января 1998 г. согласно Положению по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/97 амортизация объектов основных средств может производиться одним из следующих способов начисления амортизационных отчислений:

– линейным (годовая сумма амортизационных отчислений определяется исходя из первоначальной стоимости объекта основных фондов и нормы амортизации, исчисленной в соответствии со сроком полезного использования этого объекта) [8, с 531];

– способом уменьшаемого остатка (годовая сумма амортизационных отчислений определяется исходя из остаточной стоимости объекта основных фондов на начало отчетного года и нормы амортизации, исчисленной из срока полезного использования этого объекта и коэффициента ускорения, устанавливаемого в соответствии с законодательством РФ);

– способом списания стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования (годовая сумма амортизационных отчислений определяется исходя из первоначальной стоимости объекта основных фондов и соотношения числа лет, оставшегося до конца полезного использования объекта, к сумме лет срока полезного использования объекта);

– способом списания стоимости пропорционально объему продукции (работ) (начисление амортизационных отчислений производится исходя из натурального показателя объему продукции (работ) в отчетном периоде и соотношения первоначальной стоимости объекта основных фондов предполагаемого объема продукции (работ) за весь срок использования основных фондов).

В целях повышения заинтересованности предприятий в обновлении основных фондов допускается применение ускоренной амортизации их активной части (машин, оборудования, транспортных средств), т.е. полное перенесение балансовой стоимости этих фондов на издержки производства и обращения в более короткие сроки (нормы амортизации при этом повышаются, но не более чем вдвое). При этом малым предприятиям, разрешено дополнительно списывать на издержки производства в первый год эксплуатации до 50% стоимости основных фондов, срок службы которых превышает 3 года.

Планирование амортизационных отчислений на предприятии имеет большое значение, так как это позволяет определить их величину на планируемый период; оно необходимо для планирования себестоимости продукции и финансовых результатов работы предприятия.

При имеющемся техническом уровне и структуре основных производственных фондов увеличение выпуска продукции, снижении себестоимости и рост накоплений предприятий зависит от степени их использования.

Все показатели использования основных фондов можно разделить на частные и обобщающие показатели.

К частным показателям относятся:

– показатели экстенсивного использования основных фондов, отражающие уровень использования их по времени;

– интенсивного использования основных фондов, отражающие уровень их использования по мощности (производительности);

– интегрального использования основных фондов, учитывающие совокупное влияние всех факторов - как экстенсивных, так и интенсивных.

Обобщающими показателями являются коэффициент использования производственной мощности, фондоотдача, фондоёмкость, фондовооруженность и рентабельность продукции.

Показатели эффективности использования основных производственных фондов предприятия представлены в таблице 1.4 и 1.5.

Таблица 1.4 – Частные показатели использования основных фондов

Показатели	Характеристика и методика расчета	Формула
1 Показатели экстенсивного использования оборудования		
1.1 Коэффициент экстенсивного использования $К_э$	Показывает степень фактического использования максимально возможного фонда рабочего времени оборудования за отчетный период. Определяется отношением фактического количества часов его работы к количеству часов по плану.	$К_э = \frac{Т_ф}{Т_{пл}}$
1.2 Коэффициент сменности $К_{см}$	Показывает, сколько смен в среднем в течение суток работало установленное оборудование. Определяется, как отношение общего количества отработанных оборудованием данного вида в течение дня машино-смен к количеству машин (станков), работавших в наибольшую смену.	$К_{см} = \frac{М}{К_м}$
1.3 Коэффициент загрузки $К_{заг}$	Учитывает данные о трудоемкости изделий. Рассчитывается как отношение трудоемкости изготовления всех изделий на данном виде оборудования к фонду времени его работы. $К_{заг} = К_{см}/2$ -при двухсменном режиме работы; $К_{заг} = К_{см}/3$ - при трехсменном режиме	$К_{заг} = \frac{Т_е}{Т_{раб}}$;
1.4 Коэффициент сменного режима времени работы $К_{см\ р}$	Определяется делением коэффициента сменности работы оборудования на установленную на данном предприятии (в цехе) продолжительность смены.	$К_{см\ р} = \frac{К_{см}}{Т_{см}}$;

Продолжение таблицы 1.4

Показатели	Характеристика и методика расчета	Формула
2 Показатели интенсивного использования оборудования		
2.1 Коэффициент интенсивного использования $К_и$	Показывает степень фактического использования нормативной (паспортной) производительности оборудования. Рассчитывается как фактическая производительность оборудования к его нормативной производительности.	$К_и = \frac{П_ф}{П_н}$
3 Показатели интегрального использования оборудования		
3.1 Коэффициент интенсивного использования $К_{инт}$	Комплексно характеризует эксплуатацию его по времени и производительности (мощности). Определяется путем умножения коэффициентов экстенсивного и интенсивного использования оборудования..	$К_{инт} = К_э \cdot К_и$

Таблица 1.5 – Обобщающие показатели использования основных фондов

Показатели	Характеристика и методика расчета	Формула
Коэффициент использования производственной мощности $К_{пм}$	Рассчитывается, как отношение объема выпущенной продукции к максимально возможному выпуску продукции за год.	$К_{пм} = \frac{Т}{Т_{макс}}$
Фондоотдача $Ф_о$	Показывает, насколько эффективно используются производственные здания, сооружения, силовые и рабочие машины и оборудование. Определяется отношением объема выпущенной продукции к среднегодовой стоимости основных производственных фондов	$Ф_о = \frac{Т}{ОФ_{ср}}$
Фондоёмкость $Ф_е$	Показывает среднегодовую стоимость основных фондов. Величина, обратная фондоотдаче.	$Ф_е = \frac{1}{Ф_о}$; $Ф_е = \frac{ОФ_{ср}}{Т}$
Фондовооруженность $Ф_в$	Является отношением среднегодовой стоимости основных фондов к среднесписочной численности работников.	$Ф_о = \frac{ОФ_{ср}}{Ч}$

Продолжение таблицы 1.5

Показатели	Характеристика и методика расчета	Формула
Фондорентабельность $R_{\text{о}}$	Показывает, какое количество прибыли приходится на 1 рубль основных фондов. Рассчитывается как частное чистой прибыли предприятия к среднегодовой стоимости основных фондов, выраженное в процентах.	$R_{\text{о}} = \frac{\text{ЧП}}{\text{ОФ}_{\text{ср}}}$

После проведения анализа определяются пути и резервы повышения эффективности использования основных средств.

Основными направлениями улучшения использования основных фондов являются:

– техническое совершенствование и модернизация оборудования;

– улучшение структуры основных фондов за счет увеличения удельного веса машин и оборудования;

– повышение интенсивности работы оборудования;

– оптимизация оперативного планирования;

– повышение квалификации работников предприятия.

1.3 Анализ и оценка состояния основных фондов в энергетике

Электроэнергетика является базовой отраслью российской экономики, обеспечивающей электрической и тепловой энергией внутренние потребности народного хозяйства и населения, а также осуществляющей экспорт электроэнергии в страны СНГ и дальнего зарубежья. Устойчивое развитие и надежное функционирование отрасли во многом определяют энергетическую безопасность страны и являются важными факторами ее успешного экономического развития.

Энергетическое производство включает три основные фазы: производство энергии, ее распределение и потребление. Производство энергии осуществляется электрическими станциями; распределение (транспорт)

энергии осуществляют энергетические сети. Фаза энергопотребления осуществляется энергопотребляющими установками потребителей, включающими приемные установки (понизительные подстанции), местные распределительные сети и энергоприемники (токоприемники), преобразующие электрическую энергию в те виды энергии, которые необходимы для осуществления технологических процессов промышленного производства или других целей.

Спрос на электрическую энергию в ЕЭС России обеспечивается преимущественно станциями следующих типов: атомные электростанции (АЭС), тепловые электростанции (ТЭС) и осуществляющие комбинированную выработку тепла и электроэнергии теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), а также гидроэлектростанции (ГЭС) и гидроаккумулирующие станции (ГАЭС).

Современный электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит около 700 электростанций мощностью свыше 5 МВт. На конец 2015 г общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 235,3 ГВт. Установленная мощность парка действующих электростанций по типам генерации имеет структуру, представленную на рисунке 1.3.

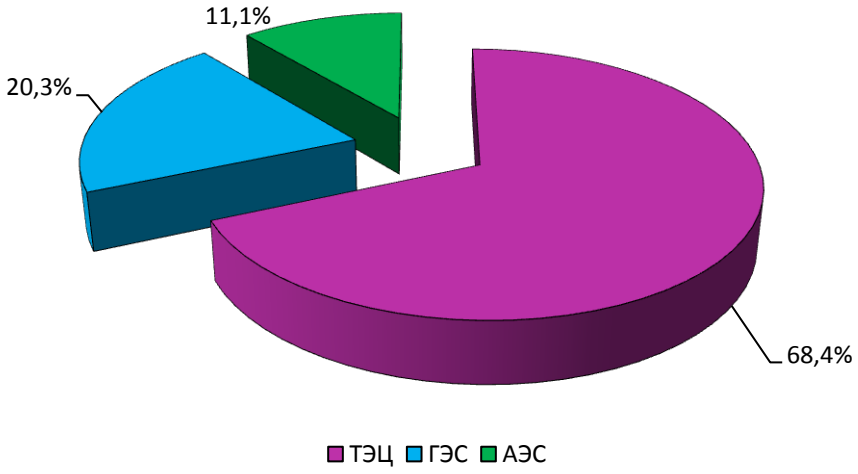


Рисунок 1.3 – Установленная мощность электростанции по типу генерации

Сетевое хозяйство ЕЭС России насчитывает более 10700 линий электропередачи класса напряжения 110 – 1150 кВ. [9]

Основными ключевыми электрогенерирующими компаниями являются:

1) Русгидро,

2) Интер РАО,

3) Э.ОН Россия,

4) Энел Россия,

5) Евросибэнерго,

6) Росэнергоатом.

7) ТГК-1.

Установленная мощность парка действующих электростанций по типам генерации имеет структуру, представленную на рисунке 1.4.

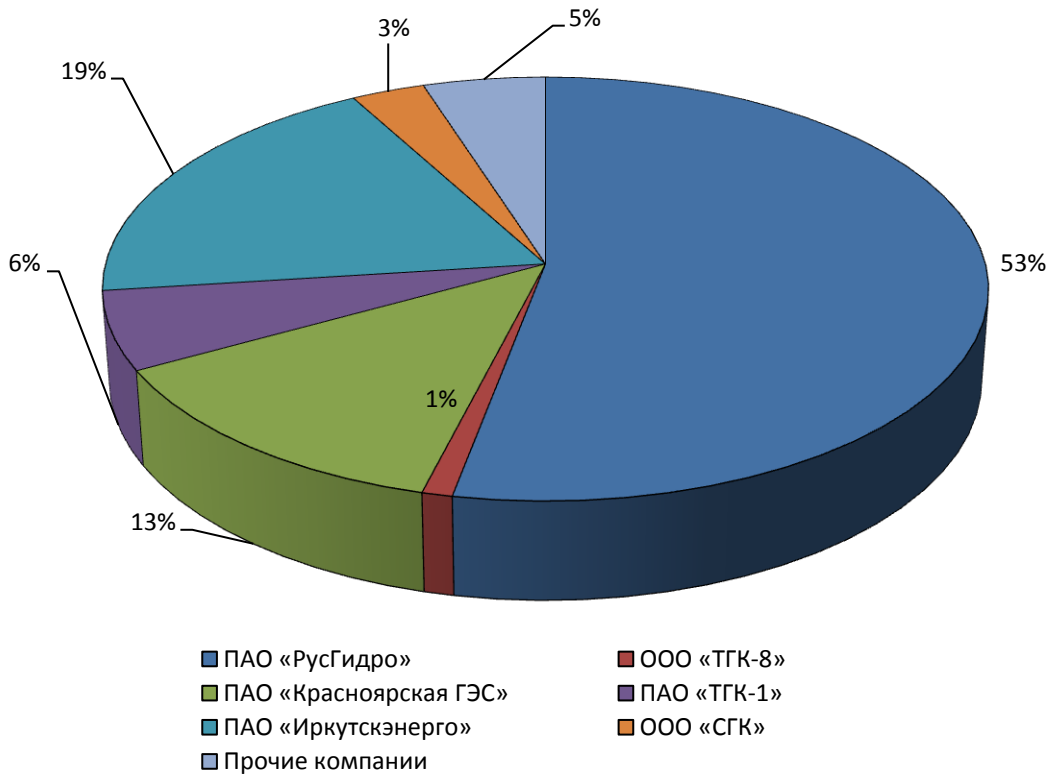


Рисунок 1.4 – Структура установленной мощности ГЭС по энергокомпаниям в России

Главными электросетевыми компаниями являются ПАО «Россети» и ОАО «ФСК ЕЭС».

За последние 20 лет, в России значительно возросла доля энергетического оборудования, в том числе и оборудования гидроэлектростанций, функционирующего за пределами нормативного срока эксплуатации. Специфика отрасли состоит в том, что значительное количество мощных станций было введено в строй в 1950-х-1960-х годах. К началу 2000-х годов возникла необходимость модернизации и замены оборудования.

По итогам 2015 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 235305,6 МВт. Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет вводов нового, а также модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций составило более 5 ГВт, в том числе:

– ввод новой мощности в 2015 году на электростанциях ЕЭС России с учетом электростанций промышленных предприятий составил 4,9 ГВт;

– увеличением установленной мощности действующего генерирующего оборудования за счёт его модернизации – 317 МВт.

Выведено из эксплуатации генерирующее оборудование электростанций по России суммарной мощностью 2,422 ГВт, а по ЕЭС России — 2,357 ГВт.

Установленная мощность электростанций ОЭС Сибири на 2015 г. составила 50 947,73 МВт.

Вводы генерирующего оборудования в ОЭС Сибири составили 1 586,4 МВт – Абаканская ТЭЦ (136 МВт), Барнаульская ТЭЦ-2 (130 МВт), Богучанская ГЭС (999 МВт), ГТЭС «Двуреченская» (24 МВт), ГТЭС «Новокузнецкая» (297,44 МВт).

В соответствии с отчетами об исполнении инвестиционных программ за 2015 год совокупно по крупнейшим электросетевым компаниям в рамках реализации инвестиционных программ введено трансформаторных мощностей в объеме 10,4 тыс. МВА и электрических сетей в объеме 26,8 тыс. км. [10]

Топливно-энергетический комплекс (далее – ТЭК) России всегда играл важную роль в экономике страны. За годы реформ, в связи с резким падением объемов производства в других отраслях экономики, его роль еще более возросла.

В течение прошедшего десятилетия ТЭК в основном обеспечил потребности страны в топливе и энергии, сохранена энергетическая независимость России. Преодолена тенденция спада, и начался рост добычи газа, нефти и угля, производства электроэнергии, объема и глубины переработки нефти. Производственные структуры ТЭК в результате проведенных структурных преобразований, либерализации и приватизации в значительной мере адаптировались к рыночным методам хозяйствования.

В настоящее время ТЭК является одним из устойчиво работающих производственных комплексов российской экономики. Он определяющим образом влияет на состояние и перспективы развития национальной экономики, обеспечивая: около 1/4 производства ВВП, 1/3 объема промышленного производства и доходов консолидированного бюджета России, примерно половину доходов федерального бюджета, экспорта и валютных поступлений.

.Вместе с тем в отраслях ТЭК сохраняются механизмы и условия хозяйствования, не адекватные принципам рыночной экономики, действует ряд факторов, негативно влияющих на функционирование и развитие ТЭК.

Основными факторами, сдерживающими развитие комплекса, являются:

– высокая степень износа основных фондов (более 50%). Возрастная структура генерирующих мощностей ТЭС России по состоянию на 01.01.2010 г. представлена в Приложении А. Доля суммарной установленной мощности турбоагрегатов моложе 30 лет составляет 37,8%. До сих пор работают агрегаты старше 60 (и даже 70!) лет. 144 гидроагрегата на 53 ГЭС достигли 40-летнего нормативного рубежа эксплуатации. К 2020 г. почти 50 % имеющихся мощностей будут эксплуатироваться свыше нормативного срока [10, стр. 19]. Ввод в действие новых производственных мощностей во всех отраслях ТЭК

сократился за девяностые годы от 2-х до 6-ти раз. Наблюдается высокая аварийность оборудования, обусловленная низкой производственной дисциплиной персонала, недостатками управления, а также старением основных фондов. В связи с этим возрастает возможность возникновения аварийных ситуаций в энергетическом секторе

– сохраняющийся в отраслях комплекса (кроме нефтяной) дефицит инвестиционных ресурсов и их нерациональное использование. При высоком инвестиционном потенциале отраслей ТЭК, приток в них внешних инвестиций составляет менее 13% от общего объема финансирования капитальных вложений. При этом 95% указанных инвестиций приходится на нефтяную отрасль. В газовой промышленности и в электроэнергетике не создано условий для необходимого инвестиционного задела, в результате чего эти отрасли могут стать тормозом начавшегося экономического роста;

– отставание производственного потенциала ТЭК от мирового научно-технического уровня. Доля добычи нефти за счет современных методов воздействия на пласт и доля продукции нефтепереработки, получаемой по процессам, повышающим качество продукции, низка. Энергетическое оборудование, используемое в газовой и электроэнергетической отраслях, неэкономично. В стране практически отсутствуют прогрессивные парогазовые установки, установки по очистке отходящих газов, крайне мало используются возобновляемые источники энергии, оборудование угольной промышленности устарело и технически отстало, недостаточно используется потенциал атомной энергетики;

– отсутствие рыночной инфраструктуры и цивилизованного, конкурентного энергетического рынка. Не обеспечивается необходимая прозрачность хозяйственной деятельности субъектов естественных монополий, что негативно сказывается на качестве государственного регулирования их деятельности и на развитии конкуренции;

– сохраняющаяся высокая нагрузка на окружающую среду от топливно-энергетической деятельности. Несмотря на произошедшее за последнее

десятилетие снижение добычи и производства топливно-энергетических ресурсов, отрицательное влияние ТЭК на окружающую среду остается высоким;

– высокая зависимость нефтегазового сектора и, как следствие, доходов государства, от состояния и конъюнктуры мирового энергетического рынка. Наблюдается тенденция к дальнейшему повышению доли нефти и газа в структуре российского экспорта, вместе с тем, недостаточно используется потенциал экспорта других энергоресурсов, в частности электроэнергии. Это свидетельствует о продолжающемся сужении экспортной специализации страны и отражает в достаточной степени отсталую структуру всей экономики России;

– отсутствие развитого и стабильного законодательства, учитывающего в полной мере специфику функционирования предприятий ТЭК.

Основными факторами, которые будут определять развитие ТЭК в первой четверти XXI века, являются:

– масштабы реализации ресурсо- и энергосберегающих технологий, как в энергетическом секторе, так и в других секторах экономики;

– состояние мировой экономической и энергетической конъюнктуры, степень интеграции в международное энергетическое пространство;

– формирование благоприятного инвестиционного климата, с учетом совершенствования налогового, ценового и таможенного регулирования;

– создание экономических стимулов для гармонизации отношений энергетики и природы;

– масштабы использования научно-технических достижений в ТЭК и подготовка перехода к энергетике будущего.

Поставленная задача достижения качественно нового состояния ТЭК диктует жесткие требования к нацеленности и точности осуществляемых мер государственного регулирования, взаимной ответственности всех участников процесса.

1.4 Программы повышения эффективности использования основных фондов в энергетике

В теплоэнергетике при техническом перевооружении действующих электростанций предусматриваются следующие мероприятия:

1) Вывод из эксплуатации низкоэкономичного выработавшего моральный и физический ресурс паросилового оборудования газовых тепловых электростанций (далее – ТЭС), замещение его новыми установками с использованием газотурбинных и парогазовых технологий, модернизация и реконструкция действующих конденсационных и теплофикационных установок с использованием современного энергоэффективного оборудования, станций с использованием нового современного энергоэффективного оборудования, в том числе:

а) конденсационные электростанции (далее – КЭС) на газе:

– модернизация основного и вспомогательного оборудования, совершенствование тепловой схемы энергоблоков с турбинами К-800-23,5, (К-300-23,5) с повышением КПД до 41-42 %;

– реконструкция энергоблоков 300 МВт с переводом в парогазовую установку (далее – ПГУ) мощностью 420–750 МВт с КПД 55-57%;

– замещение энергоблоков 200 и 150 МВт на ПГУ мощностью 325–450 МВт с КПД 50–51%;

– замещение конденсационных паросиловых установок (далее – ПСУ) с параметрами 9,0 МПа и ниже на ПГУ различной мощности с КПД

– более 50% на существующей площадке;

б) тепловые электроцентрали (далее – ТЭЦ) на газе:

– модернизация основного и вспомогательного оборудования, совершенствование тепловой схемы теплофикационных блоков с турбинами Т-250/240 и Т-170-185 с повышением КПД до 40-41 % в конденсационном режиме;

– замещение ПСУ ТЭЦ с параметрами пара 12,8-9,0 МПа и ниже на теплофикационные ПГУ с КПД > 50% в конденсационном режиме.

2) Вывод из эксплуатации морально и физически устаревшего оборудования с низкими параметрами пара угольных ТЭС, замещение его новыми установками с использованием эффективных экологически чистых угольных технологий, модернизация и реконструкция действующих конденсационных и теплофикационных агрегатов с целью повышения их энергоэффективности, в том числе:

а) КЭС на твёрдом топливе:

– модернизация основного и вспомогательного оборудования, совершенствование тепловой схемы энергоблоков с турбинами К-800-23,5; К-500-23,5; К-300-23,5; К-200-12, 150 МВт, в структуре топлива которых только уголь, с доведением до проектной температуры пара и повышением КПД до 40–41 % (вариант – замещение энергоблоками с суперсверхкритическими параметрами (далее – ССКП) с повышением КПД до 44 %);

– реконструкция К-300-23,5; К-200-12,8; 150 МВт, в структуре топлива, которых газ и уголь: замещение газовых ПСУ на ПГУ мощностью 400–420МВт с КПД 51–57% до 2020 года с последующим переходом на внутрицикловую газификацию угля (далее – ВЦГ) и замещением природного газа синтез-газом 30 газификаторов с КПД ПГУ ВЦГ 50–51% (вариант – замещение энергоблоками ССКП с повышением КПД до 44%.);

б) ТЭЦ на твёрдом топливе:

– замещение ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа и ниже: модернизированным экологически чистым оборудованием с пылевидным сжиганием топлива с КПД 40-41% в конденсационном режиме; оборудованием с котлами ЦКС (циркулирующий кипящий слой) при низкокачественном топливе с КПД 39-41% в конденсационном режиме (вариант – применение ПГУ с ВЦГ).

3) Вывод из эксплуатации дизельных электростанций (далее – ДЭС), выработавших ресурс, строительство новых ДЭС с использованием

современных технологий (в условиях укрупнения и консолидирования поселков, их частичного закрытия, развития сетевого хозяйства и др.), модернизация ДЭС с использованием нового современного энергоэффективного оборудования.

Реализация вышеприведённых мероприятий обеспечит снижение среднего эксплуатационного удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ТЭС, г.у.т./кВтч (% к уровню 2005г.) до 300 (90%) в 2020 году.

Ключевыми элементами в повышении энергоэффективности электроэнергетики являются готовность отечественных или зарубежных лицензионных технологий с учётом прохождения стадии демонстрационных проектов, их унификация и типовое проектирование.

Условием, необходимым для выполнения типовых проектов является освоение отечественным энергомашиностроением производства новых технологий и оборудования.

Основными мероприятиями в гидроэнергетике являются следующие:

– замена турбин и генераторов на новые агрегаты (с приростом мощности);

– частичная реконструкция турбин и генераторов всех агрегатов с заменой основных узлов, включая камер рабочих колес (КРК), системы возбуждения и др. (с перемаркировкой агрегатов);

– замена главных трансформаторов, оборудования распределительного устройства генераторного напряжения, открытого распределительного устройства (ОРУ) всех напряжений с заменой части выключателей, модернизация устройств управления, регулирования, релейной защиты и автоматики (РЗА) агрегатов, кабельного хозяйства и др.;

– реконструкция узлов генераторов и модернизация систем возбуждения и управления без изменения мощности агрегатов [11, стр. 70].

При реализации модернизации в гидроэнергетике применяются инновационные решения, приведенные ниже:

1) Гидротурбинное и гидромеханическое оборудование:

– применение новых материалов типа углестеклоэпоксидной композиции (УСЭК), бронзофторопласта, в механизмах разворота лопастей ПЛ рабочих колёс;

– повышение давления в системе регулирования гидротурбин, приводящее к изменению межвтулочного соотношения на поворотно-лопастных рабочих колёсах и, соответственно, к более эффективному использованию гидроресурсов;

– нанесение покрытий из новых современных материалов (композитных, керамических, полиуретановых) на лопасти рабочих колёс, элементы проточной части турбин против коррозийного, кавитационного, абразивного износа, приводящее к увеличению срока службы проточной части и рабочего колеса, снижению ремонтных затрат;

– применение в подшипниках турбин и генераторов сегментов из металлофторопласта, снижающих потери на трение и приводящих к более надёжной работе подшипников;

– применение при проектировании рабочих колёс и проточной части гидротурбин современного математического моделирования, приводящее к оптимальной модели рабочих колёс с возможностью работы турбины во всём диапазоне рабочей зоны эксплуатационной характеристики турбины без ограничений или с минимальными не рекомендуемыми зонами работы в рабочем диапазоне для РО (радиально-осевых) колёс, а также получение оптимальной формы лопастей рабочих колёс с целью увеличения КПД турбины;

– нанесение покрытий, препятствующих образованию льда, на металлоконструкции затворов и позволяющих безаварийно работать в зимний период;

– применение современных шаровых предтурбинных затворов, с целью повышения безопасности эксплуатации гидроагрегатов;

– применение автоматических затворов типа «Гидроплюс» при повышении пропускной способности гидроузлов, для снижения затрат на модернизацию водопропускных трактов ГЭС.

2) Гидрогенераторное оборудование:

– применение современных сталей в магнитопроводе генератора, что способствует увеличению КПД за счет снижения потерь на намагничивание;

– применение тиристорных систем возбуждения максимально модульного исполнения с целью возможности замены дефектных элементов без отключения системы возбуждения, что позволит повысить надежность генератора в целом;

– применение систем мониторинга, осуществляющих контроль основных параметров генератора в режиме он-лайн и предупреждающих развитие дефекта;

– применение современных дугогасительных камер на базе вакуумных выключателей в цепи генератора, способствующих увеличению механического и коммутационного ресурса, а также сокращению издержек на эксплуатацию оборудования;

– применение гидрогенераторов с переменной частотой вращения, позволяющих повысить КПД;

– применение высоковольтных генераторов, позволяющих существенно снизить потери в кабельных линиях и затраты на трансформаторное оборудование.

3) Трансформаторное оборудование:

– применение «сухих» трансформаторов с изоляцией из эпоксидно-диановогокомпаунда, трансформаторов с элегазовой изоляцией, вводов с твердой изоляцией, что позволит сократить издержки по содержанию маслохозяйства на ГЭС и повысить безопасность оборудования;

– использование новых технологий устранения течи масла на работающем трансформаторе за счет применения специальной мастики,

исключая тем самым незапланированные простои оборудования и минимизируя издержки эксплуатации оборудования;

– применение систем мониторинга, осуществляющих контроль основных параметров трансформатора в режиме он-лайн и предупреждающих развитие дефекта с целью определения остаточного срока службы трансформатора.

4) Оборудование распределительных устройств:

– применение современных дугогасительных камер вакуумных выключателей, способствующих увеличению коммутационного ресурса, а также сокращению издержек на эксплуатацию оборудования;

– применение подвесной и опорной изоляции со сроком службы не менее 30 лет, а также полимерной изоляции, увеличивающих надежность распределительных устройств;

– применение кабелей с твердой изоляцией из «сшитого» полиэтилена позволит сократить издержки по эксплуатации кабельного хозяйства и в целом повысить надежность распределительных устройств.

5) Осветительные устройства на ГЭС:

– применение светодиодного освещения, применение светильников с энергосберегающими лампами и электронными пускорегулирующими аппаратами, способствующих сокращению потерь, снижению эксплуатационных затрат и увеличению надежности осветительных устройств.

6) Гидротехнические сооружения:

– восстановление несущей способности железобетонных конструкций с применением композитных материалов на основе углеволокна, стекловолокна и кевларового волокна;

– восстановление водонепроницаемости бетонных поверхностей (гидроизоляция) с использованием инъекционных материалов нового поколения на основе акрилатных, полиуретановых и эпоксидных смол;

– применение суперпластификаторов для бетона на основе поликарбоксилатов и лигносульфанатов;

– применение спирально-навивной технологии SPR для бестраншейного ремонта трубопроводов;

– применение эластичных износостойких мембран на основе полимочевины для гидроизоляционного покрытия внутренней поверхности железобетонных трубопроводов;

– применение эффективных сборно-монолитных конструкций на основе самоуплотняющегося бетона, унифицированных армопанелей с бессварным стыком арматуры;

– использование ступенчатых водосливных граней на грунтовых плотинах при увеличении пропускной способности гидроузлов.

7) Системы управления:

– применение инновационного оборудования и технологических решений к построению систем регулирования гидротурбинного оборудования - разработка и внедрение турбинных расходомеров на основе ультразвукового, лазерного, электромагнитного принципов измерений, разработка адаптивных алгоритмов регулирования по критерию максимального КПД для повышения эффективности использования водных ресурсов;

– построение интегрированной системы учета энергоресурсов генерирующих филиалов для повышения энергоэффективности производственной и хозяйственной деятельности;

– создание интегрированных систем управления объектами гидроэнергетики, с централизацией процессов контроля и оптимизации режимов работы оборудования, мониторинга технического состояния и аварийных ситуаций, организации и исполнения технического обслуживания и ремонтных работ;

– применение систем регулирования высокого давления, микропроцессорной техники, интеллектуальных измерительных приборов с возможностями удаленного обслуживания, систем защит с адаптивными алгоритмами;

– применение систем аварийной защиты и обеспечения безопасности, соответствующих уровню безопасности SIL3 по ГОСТ Р МЭК 61508;

– построение централизованной защищенной системы регистрации технологической информации;

– модернизация и развитие программно-технических средств мониторинга безопасности гидротехнических сооружений ГЭС.

В части работ, связанных с заменой и модернизацией систем технологического управления в составе программы комплексной модернизации, доля современного оборудования составляет 100 %, а инновационных решений и технологий - около 15 %. [11, стр. 78]

В электрических сетях – повышение технического уровня, расширение освоения и внедрения в ЕНЭС России новых энергоэффективных инновационных технологий, разработка на их основе типовых проектных решений, в том числе:

– внедрение высокоинтегрированных интеллектуальных системобразующих и распределительных электрических сетей нового поколения (Smart Grids);

– внедрение системообразующих и распределительных сетей постоянного тока в ЕЭС России на базе: ВЛПТ (воздушные линии постоянного тока), ВПТ (вставки постоянного тока), КЛПТ (кабельные линии постоянного тока), IGBT-Light (кабельная линия постоянного тока на базе силовых полупроводниковых приборов IGBT;

– внедрение управляемых электрических сетей переменного тока в ЕЭС России на базе устройств FACTS (гибкие (управляемые) линии электропередачи переменного тока): УШР (управляемый шунтирующий реактор), СТК (статический тиристорный компенсатор), СТАТКОМ (статистический компенсатор на базе полностью управляемых вентилей), ФПУ (фазоповоротное устройство), УПК (устройство продольной компенсации), ЭМПЧ (электромеханический преобразователь частоты);

– внедрение высокоэффективных надёжных системообразующих и распределительных электрических сетей большой пропускной способности на базе ВТСП (высокотемпературных сверхпроводимых) кабелей, трансформаторов, синхронных компенсаторов, ограничителей тока, СПИНЭ сверхпроводящий индуктивный накопитель энергии);

Типовые крупномасштабные реконструктивные работы в электрических сетях с целью повышения их надёжности и эффективности, в том числе:

– реконструкция трансформаторных подстанций, включая частичную замену трансформаторов на трансформаторы со сниженными нагрузочными потерями и потерями холостого хода;

– реконструкция распределительных электрических сетей среднего и низкого напряжения (35-0,38 кВ), и магистральных электрических сетей высокого напряжения (110 кВ и выше).

Реализация типовых мероприятий должна обеспечить снижение потерь в электрических сетях до уровня 8-10 % в 2020 году. [12]

2 Анализ использования основных фондов на примере ПАО «Красноярская ГЭС»

2.1 Характеристика ПАО «Красноярская ГЭС» как экономического субъекта хозяйствования

Красноярская ГЭС построена с 1956 по 1972 годы по проекту Ленинградского отделения института «Гидропроект» (ныне ПАО «Ленгидропроект»). Пуск первого блока гидроагрегатов состоялся 3 ноября 1967 года – менее чем через семь лет после начала укладки бетона. В июле 1972 года Красноярская ГЭС была принята в промышленную эксплуатацию.

Целью строительства Красноярской ГЭС являлось создание энергетического блока для обеспечения нужд Красноярского алюминиевого завода и предприятий региона.

Установленная мощность станции – 6 000 МВт (12 агрегатов по 500 МВт).

Гидрогенераторы марки СВФ2-1690/185-64 производства Ленинградского завода «Электросила».

Турбины марки РО-115/697-ВМ-750 производства Ленинградского металлического завода (ЛМЗ).

В состав сооружений гидроэлектростанции входят:

– бетонная плотина гравитационного типа высотой 124 м и длиной по гребню 1 071 м.

– станционный узел, состоящий из:

– здания ГЭС с 12 агрегатами,

– открытых распределительных устройств напряжением 220 и 500 кВ, расположенных соответственно на правом и левом берегу,

– здания трансформаторной мастерской на правом берегу,

– здания административно – технологического назначения (технологический и служебно-административный корпус) на правом берегу.

Красноярская ГЭС является станцией годового регулирования с элементами многолетнего регулирования в многоводные годы.

Объем производства зависит от:

– природных условий,

– указаний природоохранных органов,

– указаний Системного оператора.

Средняя многолетняя годовая выработка Красноярской ГЭС составляет 18,3 млрд кВт*ч. Годовая выработка электроэнергии в зависимости от обеспеченности гидроресурсами может изменяться на 27 % относительно средней многолетней.

Эксплуатацию гидроузла осуществляет Публичное акционерное общество «Красноярская ГЭС», созданное в результате приватизационного процесса по преобразованию государственных предприятий электроэнергетического комплекса в акционерные Общества на основании Указов Президента РФ от 01.07.1992 года №721, 14.08.1992 года № 922, от 15.08.1992 года № 923 и от 05.11.1992 года №1334, а также решения Государственного комитета РФ по управлению государственным имуществом от 11.05.1993 г. с учетом мнения трудового коллектива. [13]

Учредителем Общества является Комитет по управлению государственным имуществом Красноярского края с правами территориального агентства ГКИ РФ. [14]

Срок деятельности Общества не ограничен.

Контрольный пакет акций ПАО «Красноярская ГЭС» принадлежит крупнейшей российской частной энергетической компании ОАО «ЕвросСибЭнерго».

Общество является юридическим лицом, имеет печать, штампы, бланки со своим наименованием, расчетный и иные счета в учреждениях банков.

Целью создания Общества является хозяйственная деятельность, направленная на извлечение прибыли. Общество осуществляет любые виды деятельности, не запрещенные законодательством.

ПАО «Красноярская ГЭС» является участником оптового рынка электроэнергии и мощности.

Основными видами его деятельности является:

– электроэнергия, вырабатываемая гидрогенерацией,

– мощность,

– услуга по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии с использованием генерирующего оборудования, работающего в режиме синхронного компенсатора. [13]

Вся производственная деятельность предприятия осуществляется в соответствии с требованиями законодательства РФ. Выработка электрической энергии производится с обязательным учётом интересов других водопользователей. Основные природоохранные направления, связанные с водопользованием, утилизацией отходов производства и состоянием атмосферного воздуха, лицензированы и имеют соответствующие разрешения.

Установленная мощность ПАО «Красноярская ГЭС» - 6000 МВт.

Форма собственности общества – частная.

Акционерное общество является собственником:

– имущества и денежных взносов, переданных ему участниками;

– продукции, произведенной Обществом в результате производственно-хозяйственной деятельности;

– полученных доходов, а также всего имущества, приобретенного им по другим основаниям, допускаемым законодательством.

Общество осуществляет владение, пользование и распоряжение своим имуществом в соответствии с целью и видами своей деятельности в пределах, установленных законодательством и утверждаемых Уставом.

Высшим органом управления ПАО является Общее собрание акционеров, которому подчиняется совет директоров.

Совет директоров Общества осуществляет общее руководство деятельностью Общества, за исключением решения вопросов, отнесенных Уставом Общества к компетенции общего собрания акционеров. Количество

человек определяется решением общим собранием акционеров, но не должно быть менее 5 человек.

Председатель Совета директоров Общества и его заместитель избираются членами Совета директоров Общества из их числа большинством голосов от общего числа членов Совета директоров Общества.

Руководство текущей деятельностью осуществляет Генеральный директор. К компетенции Генерального директора Общества относятся все вопросы руководства текущей деятельностью Общества, за исключением вопросов, отнесенных законодательством РФ к исключительной компетенции общего собрания акционеров Общества и Совета директоров Общества.

Генеральный директор предприятия подотчетен Общему собранию акционеров и Совета директоров Общества.

Генеральный директор избирается решением Совета директоров Общества. [14]

В свою очередь, генеральному директору подчинены:

– дирекция по основному производству,
– дирекция по экономике и финансам,
– дирекция по общим вопросам,
– помощник генерального директора по защите экономических ресурсов,
– аналитическое бюро,
– бюро комплексной защиты информации,
– отдел информационных технологий,
– помощник генерального директора по административным вопросам, ГО и ЧС,
– заместитель генерального директора по работе с органами власти,
– отдел управления персоналом,
– отдел документационного обеспечения.

Функции подразделений ПАО «Красноярская ГЭС» приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные функции подразделений ПАО «Красноярская ГЭС»

Структурное подразделение	Основные функции
1 Дирекция по основному производству	– Обеспечение надежности и безопасности гидротехнических сооружений ГЭС, бесперебойной и экономичной работы технологического оборудования и поддержание его в постоянной готовности к работе; – Выработка и отпуск электроэнергии в присоединенную электрическую сеть ОЭС Сибири в соответствии с диспетчерским графиком нагрузки и договорами на поставку электроэнергии; – Обеспечение наиболее полного использования водных ресурсов и установленной мощности гидроагрегатов Красноярской ГЭС в соответствии с действующими на настоящий момент правилами использования водных ресурсов водохранилища.
2 Дирекция по общим вопросам	– Обеспечение потребности работников в социальной и бытовой среде, согласно планам и договору, – Размещение заказов на материалы и оборудование, организация их приемки, хранения и выдачу в монтаж, – Комплектация исполнительной документации для сдачи объектов в эксплуатацию по окончанию работ по реконструкции.
3 Дирекция по экономике и финансам	– Реализация финансовой стратегии и финансовой политики Компании; – Организация финансовой деятельности Компании с целью эффективного использования финансовых ресурсов; – Разработка прогнозов экономического развития Компании и формирование показателей деятельности; – Участие в разработке бизнес-планов, составление перспективных и текущих финансовых планов и бюджетов Компании и оперативный контроль их выполнения; – Предоставление необходимой финансовой оперативной, регулярной и аналитической информации внутренним и внешним пользователям; – Контроль над соблюдением финансовой дисциплины, своевременным и полным выполнением договорных обязательств, расходами и поступлением доходов.

Продолжение таблицы 2.1

4 Бюро комплексной защиты информации	– Разработка и внедрение организационных и технических мероприятий по комплексной защите информации на предприятии по работам, содержание которых составляет государственную или коммерческую тайну.
5 Отдел информационных технологий	– Развитие информационных технологий в рамках бизнеса Компании; – Обеспечение бесперебойной работы оборудования и пользователей; – Программирование и развитие функциональности программного обеспечения.
6 Отдел управления персоналом	– Разработка, внедрение и контроль исполнения политики по персоналу Общества; – Обеспечение полного и своевременного удовлетворения потребностей Общества в персонале необходимого количества, требуемых специальностей и квалификации, организация их обучения; – Ведение кадрового учета, документирование трудовых отношений, формирование системы оценки и мотивации персонала.
7 Отдел документационного обеспечения	– Обеспечение единого порядка организации и ведения делопроизводства в подразделениях предприятия, унификация форм документов, создание образцов документов предприятия; – Регистрация и учет документов, ведение справочно-информационной работы по документам предприятия.

Полная организационная структура ПАО «Красноярская ГЭС» представлена в Приложении Б.

Уставный капитал компании составляет - 391105645 руб.

Уставный фонд делится на 391105645 простых именных акции номинальной стоимостью 1 рубль каждая.

В 2014 г. полезный отпуск электроэнергии собственного производства составил 19598 млн кВт*ч, что меньше на 0,7 % чем в 2013 г. – 19727 млн кВт*ч.

Реализация плановых и сверхплановых объемов электроэнергии осуществлялась на Оптовый рынок электроэнергии и мощности во всех 4-х

секторах: по регулируемым договорам, по свободным двусторонним договорам, на рынке на сутки вперёд и на балансирующем рынке.

Продажа электрической энергии и мощности по регулируемым договорам осуществлялась по тарифам, установленных на 2014 год для ПАО «Красноярская ГЭС» и других поставщиков оптового рынка Приказом ФСТ России от 19 декабря 2013 года № 1676-э. В 1 полугодии 2014 года тариф ПАО «Красноярская ГЭС» на электроэнергию составлял 16,42 руб./ МВт*ч, на мощность – 24 505,45 руб./ МВт, во втором полугодии 2014 года –16,45 руб./ МВт*ч на электроэнергию и 24 610,44 руб./ МВт на мощность.

Не смотря на незначительное снижение полезного отпуска электроэнергии из-за сложившейся водно-энергетической обстановки финансовые показатели предприятия улучшились по сравнению с 2013 г: выручка от продажи товарной продукции за 2014 год возросла на 24% и составила 19351 млн рублей, чистая прибыль увеличилась на 76 % — с 3068 млн до 5400 млн рублей. [13]

Факторами роста выручки от реализации продукции стали:

– заключение с более привлекательными условиями по ценовым показателям свободных двусторонних договоров;

– рост цены на рынке сутки вперед, и увеличение спроса вследствие снятия с августа 2014 года системных ограничений по сечению «Сибирь Баланс» и востребованностью большей части ценового предложения;

– принятое в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 28.04.2014 № 374 решение о поэтапной либерализации рынка мощности для гидроэлектростанций во 2-ой ценовой зоне.

Себестоимость реализованной продукции за 2014 год составила 12 253,3 млн руб., что на 4,5% превышает значение 2013 года. Себестоимость производства и реализации электрической энергии составила 12 242,0 млн руб., или 99,9% общей себестоимости. Себестоимость производства 1 кВт·ч в 2014 году составила 12,8 коп., в 2013 году себестоимость 1 кВт·ч составила 11,6 коп.

По итогам отчетного года общий объем валовой прибыли ПАО «Красноярская ГЭС» составил 7 097,4 млн руб., что на 85,1 % больше объема валовой прибыли в 2013 году. Чистая прибыль за 2014 год составила 5 400,2 млн руб. [13]

2.2 Анализ структуры и динамики ОФ

По данным бухгалтерской отчетности можно проанализировать наличие, состояние и изменение основных фондов. Основные фонды предприятия, по функциональному назначению, подразделяются на фонды основного вида деятельности, основные фонды других отраслей, производящих товары и основные фонды других отраслей, оказывающих услуги. На ПАО «Красноярская ГЭС» все производственные фонды являются основными.

Рассмотрим структуру и динамику основных фондов предприятия за 2 года: 2013 г, 2014 г, где последний примем за отчетный период. Для этого используем вертикальный (структурный) анализ, результат которого представлен Приложением Г в табличном виде и Приложение Д в виде диаграмм, а также горизонтальный анализ, представленный Приложением Е.

Согласно представленной структуре можно сделать вывод, что наибольший удельный вес в структуре основных фондов занимают сооружения – 57,19 % на начало 2014 г, но к концу 2014 г их удельный вес снизился на 5,24%. Наибольшую активную часть основных фондов занимают машины и оборудование, которые составляют на конец отчетного года 43,94% от общей стоимости, что на 2731271 тыс. руб. в стоимостном и 26,31 % в процентном отношении больше по сравнению с началом года. Увеличение удельного веса основных фондов этой группы свидетельствует об улучшении технологической структуры основных фондов. Общая сумма основных производственных фондов имеет динамику в сторону возрастания. Значительное увеличение наблюдается в отчетном году - по сравнению с 2013 г сумма ОФ увеличилась на 2732245 тыс. руб, что в процентах составляет

10,08 %. Это связано с проведением реконструкции гидроагрегатов и открытых распределительных устройств, введение их в эксплуатацию.

Большое значение имеет анализ движения и технического состояния основных фондов. Показателями, характеризующими движение и техническое состояние основных фондов являются коэффициенты, сведенные в табл. 1.2. По данным таблицы Приложения В рассчитаем эти показатели. Данные коэффициенты рассчитаем для общей суммы основных фондов и для их наибольшей активной части. Результаты расчетов сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов показателей движения основных фондов

Наименование показателя	Период	$К_{об}$, %	$К_{выб}$, %	$К_{ин.об}$, %	$К_{пр}$, %	Срок службы
Машины и оборудование	за 2014 г	9,91	0,10	0,78	12,42	10,2
	за 2013 г	10,61	0,03	0,28	11,80	29,7
Общая сумма основных фондов	за 2014 г	4,36	0,04	0,88	4,76	23,7
	за 2013 г	4,20	0,04	0,96	4,38	23,6

По рассчитанным коэффициентам можно сделать вывод, что ГЭС не списывает старые и изношенные основные фонды с баланса предприятия, так как они находятся в регулярной реконструкции, поэтому коэффициент обновления и прироста увеличивается, а коэффициент выбытия сравнительно мал.

Состояние основных фондов предприятия оценим по коэффициентам износа и годности, расчет которых представлен в табл. 1.3.

Расчет показателей состояния основных производственных фондов представлен в табл. 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчетов показателей состояния основных фондов

Наименование показателя	Период	$К_{из.ф}$, %	$К_{г}$, %
Машины и оборудование	за 2014 г	59,9	40,1
	за 2013 г	58,9	41,1
Общая сумма основных фондов	за 2014 г	58,8	41,2
	за 2013 г	59,1	40,9

Коэффициент износа наибольшей группы активной части основных фондов – машин и оборудования вырос на 1%, что свидетельствует об уменьшении остаточной стоимости основных фондов, и достаточно быстрому приближению их к ликвидационной стоимости.

Коэффициент годности уменьшился на 1%, что говорит о том, что качественное состояние основных фондов данной группы падает. Ввод новых основных фондов было необходимо предприятию, в связи с увеличением видов и объемов оказываемых услуг на данный период времени.

Коэффициент износа общей суммы основных фондов за отчетный период уменьшился незначительно – на 0,3% по сравнению с 2013 годом и составил 58,8%, а коэффициент годности, наоборот, увеличился на ту же величину и стал 41,2 %, что свидетельствует о сравнительно небольшом повышении качества основных фондов за счет ввода реконструированных мощностей.

2.3 Анализ эффективности использования основных средств

Найдем частные и обобщающие показатели эффективности использования основных фондов согласно формулам таблиц 1.4 и 1.5. Необходимые данные по годам приведены в таблице 2.4, результаты – таблице 2.5.

Таблица 2.4 – Производственно-экономические показатели деятельности предприятия

Показатель	Единицы измерения	2013	2014
Выработка электроэнергии	млн кВт·ч	19732	19678
Объем отгружаемой продукции	млн руб.	15560	19350,7
Количество отработанных оборудованием часов	ч	62146,3	61006,8
Среднесписочная численность	чел.	548	551
Чистая прибыль	млн руб.	3068,2	5400,2

Нормативные показатели:

– годовая выработка – 18000 млн. руб.;

– количество отработанных часов за год: 105120 ч.

Таблица 2.5 – Результаты расчетов показателей эффективности использования основных фондов

Период	$К_э$	$К_и$	$К_{инт}$	$К_{п.м}$	$Ф_о$	$Ф_е$	$Ф_в$	$R_о$, %
за 2014 г	0,58	1,069	0,62	0,85	0,68	1,47	51683,3	19,0
за 2013 г	0,59	1,072	0,63	0,85	0,59	1,70	48263,1	11,6

Из расчета видно, что фондоотдача увеличилась, а фондоемкость снизилась в 2014 году по сравнению с 2013 годом на 15,3%. Это говорит об эффективном использовании основных фондов. С другой стороны, по коэффициентам использования вышло, что оборудование используется неэффективно. Но учет этих показателей не совсем корректен, т.к. предприятия гидроэнергетики работают без «складирования» своего товара сразу на потребителя, следовательно, работа станции на выдачу зависит от нужд потребителя в электроэнергии. То есть предприятие не может повысить часовую работу оборудования в целях увеличения данных коэффициентов, если выработка данного объема электроэнергии не требуется. Коэффициент производственной мощности за 2014 г составил 0,85, что говорит о достаточно полной загрузке оборудования.

Фондовооруженность в отчетном году значительно увеличилась и составила 51683,3 тыс. руб/чел, что на 7,1% больше ,чем в 2013 году. Фондорентабельность в 2014 году повысилась на 7,4%, что свидетельствует об увеличении чистой прибыли, приходящейся на 1 руб. основных фондов.

В ходе определения показателей эффективности не рассчитывались некоторые коэффициенты экстенсивного использования оборудования:

коэффициенты сменности, загрузки, сменного режима времени работы, так как включение/отключение гидроагрегатов, их загрузка и время работы определяется рядом факторов:

– указаниями по пропуску воды в нижний бьеф Федерального агентства водных ресурсов для обеспечения навигации, водозаборов г. Красноярска и промышленных предприятий,

– диспетчерскими графиками,

– Системным оператором,

– вследствие ненормальных и аварийных режимов в энергосистеме для обеспечения надежности, и т д.

3 Разработка мероприятий повышения эффективности использования основных фондов

3.1 Комплекс мероприятий повышения эффективности

Решение задачи повышения эффективности использования ОФ означает увеличение производства продукции, повышение отдачи созданного производственного потенциала и более полное удовлетворение потребностей населения, улучшение баланса оборудования, снижение себестоимости продукции, рост рентабельности производства, накоплений предприятий. К решению задачи также можно отнести ускорение их оборачиваемости, что в значительной мере способствует решению проблемы сокращения разрыва в сроках физического и морального износа, ускорения темпов обновления основных фондов.

Все варианты повышения эффективности использования основных производственных фондов и мощностей можно свести к двум группам — интенсивным и экстенсивным — в соответствие с показателями. При этом, в каждой отрасли возможности реализации резервов будут разными, требующие знания специфики отрасли.

Мероприятия по повышению эффективности использования основных производственных фондов на промышленном предприятии возможны следующие:

– сокращение сроков ввода в эксплуатацию и освоения новых объектов основных средств, их замены и модернизации;

– увеличение сменности работы предприятия и оборудования;

– снижение целодневных и внутресменных простоев и перерыров в работе в связи с поломкой оборудования или отсутствием работников;

– повышение коэффициента сменности работы машин и оборудования за счет более интенсивного использования основных средств;

– соблюдение оптимальных объектов загрузки оборудования;

– приведение стоимостного объема основных производственных средств в соответсвии с технологической потребностью организации;

– механизация и автоматизация основных производственно-технологических процессов;

– улучшение внутривидовой структуры основных средств за счет увеличения доли активной части в общем их объеме;

– улучшение технического состояния основных средств за счет проведения своевременного и качественного их ремонта;

– совершенствование организации труда;

– внедрение мероприятий научно-технического прогресса и др [2, стр. 46].

Большинство приведенных выше мероприятий, относящихся к группе экстенсивных (увеличение сменности оборудования, повышение коэффициента сменности), труднореализуемы в связи с особенностями работы ГЭС, которые ранее уже приводились в п.2.3 данной работы.

Однако есть мероприятия, выполнение которых приоритетно и систематически производятся. Так, ПАО «Красноярская ГЭС» является передовым предприятием гидроэнергетики в плане оптимизации производственных процессов за счет внедрения Производственных систем по типу, применяемому на предприятиях «Toyota» (Toyota Production System), реконструкции и модернизации оборудования.

По состоянию на конец 2015 г. выполнены работы по:

– полной модернизации всех гидроагрегаты суммарной установленной мощностью 6 000 МВт;

– введению в эксплуатацию новой системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ);

– реконструкции основного оборудования ОРУ- 220 кВ;

– замене 6 воздушных генераторных выключателей (ЗРУ-15,75 кВ) на элегазовые комплексы;

– по реконструкции практически всей ОРУ-500.

В результате проводимых реконструкций снижается количество отказов оборудования, повышается надежность энергоснабжения потребителей, увеличивается срок службы оборудования. За счет увеличения срока межремонтного цикла снижаются расходы на ремонты. Также улучшается качество активов, что положительно влияет на стоимость предприятия и его инвестиционную привлекательность, что в свою очередь, повышает конкурентоспособность предприятия на рынках электроэнергии, мощности и системных услуг.

Поэтому, в рамках данной работы также будет рассмотрен вариант реконструкции основного оборудования.

На Красноярской ГЭС установлено 12 гидроагрегатов с радиально-осевыми турбинами типа РО-115/697-ВМ-750, введёнными в эксплуатацию в период с 1967 по 1971гг. Гидроагрегаты работают в базовом режиме с нагрузкой соответствующей максимальному коэффициенту полезного действия (далее – КПД).

Согласно ГОСТ 27807-88 полный срок службы гидротурбин выпускаемых до 01.01.1991 года составляет 30 лет. По истечении гарантированного срока эксплуатации завод-изготовитель гидротурбин ЛМЗ не несет обязательств по их состоянию при дальнейшей эксплуатации. На настоящее время гидротурбины Красноярской ГЭС отработали полный срок службы, по 43 и более лет, ресурс оборудования исчерпан, что в значительной мере снижает общий уровень надёжности гидроагрегата. С начала эксплуатации замена данного оборудования не проводилась.

В 2007г. «Институтом Ленгидропроект» был проведен анализ использования мощности ПАО «Красноярская ГЭС». Проведенные энергетические испытания, выявили значительные отклонения фактического значения КПД рабочих колес от проектного (94%). Снижение КПД составляет от 2% до 6%. Наиболее низкий КПД отмечен у гидроагрегата ст.№9 – 88%.

В 2013г. Красноярской ГЭС было инициировано проведение работ по оценке остаточного ресурса рабочих колес с привлечением специализированной организации ООО НПО «СибЭРА».

По результатам проведенного обследования остаточного ресурса рабочих колес выявлено, что, с учетом высоких вариаций рабочих нагрузок остаточный ресурс рабочих колес гидравлических турбин РО 697-ВМ-750 составляет около 6 лет, причем, самый низкий остаточный ресурс у гидроагрегата ст.№ 5 – до 2019 г. Дальнейшая эксплуатация гидротурбин в значительной мере увеличивает риск наступления отказа ключевых узлов гидротурбины (например, лопасти рабочего колеса) и длительному выводу из эксплуатации всего гидроагрегата.

Исходя из вышеизложенного, мероприятием по повышению эффективности использования основных производственных фондов предприятия ПАО «Красноярская ГЭС» в рамках данной работы будет предложена замена части рабочих колес гидротурбин, а именно двух гидроагрегатов – ст.№5 и ст.№9, которые включены в график капитальных ремонтов на 2016-2017 гг.

Целью данного мероприятия является:

1) увеличение КПД работы гидроагрегатов, что позволит увеличить выработку электроэнергии и, соответственно, увеличить выручку предприятия;

2) снижение вероятности получения штрафов на оптовом рынке электроэнергии и мощности и запрета на эксплуатацию рабочих колес, имеющих низкий остаточный ресурс;

3) снижение затрат на проведение ремонтов.

3.2 Оценка разработанных мероприятий

Расчет экономической эффективности реконструкции гидротурбин основан на сравнении эффективности 2-х вариантов:

Первый вариант – проведение реконструкции, в состав работ по которой будет входить замена двух рабочих колес, выработавших свой ресурс.

Второй вариант – без проведения реконструкции с сохранением существующих условий эксплуатации и проведения ремонтов.

Срок реализации варианта с заменой рабочих колес приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Срок реализации проекта по замене рабочих колес гидравлических турбин

Вид мероприятия	Период, год
Выбор поставщика оборудования, проект	2015-2016
Изготовление и поставка оборудования	2016-2017
Монтажные работы	2017-2018

Календарные сроки реконструкции определены с учетом следующих положений:

– гидростанция в период реконструкции обеспечивает потребителей электроэнергией;

– в течение всего периода реконструкции агрегаты выводятся из работы поочередно;

– заводы поставщики основного оборудования обеспечивают поставку оборудования в срок по графикам, которые согласовываются до начала монтажа.

Горизонт планирования примем до 2034 года. Шаг планирования, принятый при расчете – 1 год.

Стоимость проведения реконструкции рабочих колес представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Стоимость капитальных вложений по реконструкции рабочих колес гидротурбин

Показатели в млн.руб.

Направление затрат	Стоимость
Оборудование	1000
Строительно-монтажные работы	215
Итого:	1215

Определим эксплуатационные затраты по обоим рассматриваемым вариантам: на ремонт рабочего колеса турбины и на его замену.

В соответствии с первым вариантом турбины агрегатов ст.№5 и ст.№9 должны пройти капитальный ремонт в 2016-2017 г.

Согласно СТО 17330282.27.140.005-2008 «Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» ремонт рабочего колеса турбины осуществляется в соответствии с графиком текущего и капитального ремонтов основного оборудования. Капитальный ремонт для турбины проводят 1 раз в 5-7 лет, текущий ремонт – 1 раз в 3 года.

Общая стоимость ремонта одного рабочего колеса по видам работ равна:

– капитальный ремонт- 4300 тыс. руб,

– текущий ремонт- 1500 тыс. руб.

Капитальный и текущий ремонты будут производиться и после реконструкции с такой же периодичностью, как и с вариантом без замены оборудования в соответствии с СТО 17330282.27.140.005-2008 «Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования». Отличие будет в сроках начала проведения: текущий ремонт оборудования начнут производить после первых 5 лет эксплуатации, капитальный ремонт – после первых 7-8 лет эксплуатации.

В связи с реконструкцией рабочих колес гидротурбин уменьшатся затраты на проведение внеплановых ремонтов (таблица 3.3).

Таблица 3.3– Затраты на проведение внеплановых ремонтов для одного агрегата

Наименование затрат	До реконструкции	После реконструкции
Среднее количество внеплановых ремонтов за 1 межремонтный цикл, шт.	4	-
Средняя стоимость работ за 1 межремонтый цикл (в ценах и условиях 2015 г.), тыс.руб.	750	-
Затраты на внеплановые ремонты из расчета на 1 год, тыс.руб.	188	-

Далее затраты на внеплановые ремонты индексируется по годам с использованием заданных коэффициентов инфляции.

Затраты на ремонт для обоих вариантов рассчитаны и приведены в Приложении Ж.

Дополнительным денежным потоком по второму варианту будет стоимость сдачи отработавших турбин на металлолом в размере 1400 тыс. руб. за одно рабочее колесо.

После замены рабочих колес турбин на новые КПД агрегата увеличится до 95,45 %, и, вследствие этого, увеличится выработка электроэнергии.

Для расчета выработки электроэнергии, и, следовательно, выручки от ее продажи зададим исходные данные:

1) Макроэкономические параметры

Темпы инфляции и рост цены на электроэнергию на оптовом рынке для 2-ой ценовой зоны приняты по сценарным условиям, представленным АО «ЕвроСибЭнерго» для расчета стоимости проекта ПАО «Красноярская ГЭС» и представлены в Приложении З.

2) Ценовые параметры

Цена на электроэнергию на оптовом рынке, а именно на рынке «на сутки вперед» (далее – РСВ), приняты в соответствии с данными администратора

торговой системы (далее – АТС) для 2-ой ценовой зоны и приведены в Приложении 3.

3) Производственно-технические параметры

При замене рабочих колес увеличивается КПД гидроагрегатов (далее-ГА) с замененными колесами до 95,45%, соответственно увеличивается число часов работы агрегатов с целью их максимальной загрузки: на стороне 220 кВ ГА №5 6000 часов использования в год, при средней нагрузке 455 МВт, по стороне 500 кВ ГА № 9 5500 часов использования в год, при средней нагрузке 455 МВт, т.е. по первому варианту увеличится выработка электрической энергии.

По второму варианту выработка электрической энергии сохраняется на прежнем уровне согласно среднему показателю за 10 лет работы станции за исключением минимума и максимума выработки.

КПД работы гидроагрегатов и их выработка по обоим вариантам представлены в Приложении 3.

Основные входные параметры вариантов и расчет дополнительного объема продаж электроэнергии сведены в таблицу Приложения 3.

Срок полезного использования гидроагрегата, прошедшего реконструкцию, по данным завода-изготовителя, составляет 40 лет, но в целях налогового учета на основании Постановления правительства РФ от 01.01.02г. №1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» гидроагрегат относится к 9 группе, для которой максимальный срок полезного использования составляет 30 лет, поэтому для расчета экономической эффективности норма амортизационных отчислений принята в размере 3,33%.

Основные фонды по гидроагрегату подлежат ежегодной переоценке, поэтому амортизационные отчисления начислены в размере 3,33% от стоимости фондов с учетом переоценки (переоценка предполагается в размере ежегодной инфляции).

Ввод дополнительных основных фондов предполагает увеличение налога на имущество в размере 2,2% от их стоимости. (Закон Красноярского края от 25.11.2003 №8-1565 в редакции от 18.02.2005г)

Экономия эксплуатационных расходов при выборе варианта с реконструкцией предполагает получение дополнительной прибыли. В соответствии со ст.284 Налогового кодекса ставка налога на прибыль принята в размере 20%.

Увеличение выработки ведет к дополнительному водному налогу. Ставка налога установлена на 2015 г 13,7 коп./МВт.час. В расчете ставка налога индексируется по годам с использованием заданных коэффициентов инфляции.

Расчет прибыли от выработки электроэнергии приведен в Приложении И.

Для наглядности сведем рассчитанные показатели обоих вариантов в таблицу 3.4 и проанализируем.

Таблица 3.4– Сравнение показателей предлагаемых вариантов

Критерии	Существующее оборудование	Новое оборудование
1 Технические характеристики	Работает не на полную мощность из-за заниженного КПД	КПД турбины увеличено на 1,45% от проектного (94%), в связи с чем данные агрегаты будут максимально загружаться
	Низкий остаточный ресурс работы, как следствие, возможные отказы оборудования, длительные ремонты	Имеет гарантию изготовителя - 30 лет
2 Эксплуатационные характеристики	Требуется проведение капитального ремонта	Капитальный ремонт – через 7-8 лет после реконструкции
	Текущий ремонт – каждые 3 -5 лет	Текущий ремонт - первые 5 лет не проводится

Продолжение таблицы 3.4

3 Экономическая характеристика		
3.1 Затраты на ремонты в год, тыс.руб.	3682,1	2797,3
3.2 Капитальные вложения, тыс. руб.	-	1215000
3.3 Прибыль от дополнительной выработки в год, тыс.руб.	-	203458,5

Из приведенной таблицы видим, что вариант с реконструкцией рабочих колес турбин предпочтительней почти по всем критериям:

– повысится надежность работы, а, значит, исключаются внеплановые ремонты, простои из-за отказов оборудования, штрафы на рынке электроэнергии и мощности;

– экономия за счет снижения затрат на ремонты около 685 тыс. руб. в год;

– за счет увеличения КПД, увеличится выработка электроэнергии, и, следовательно, прибыль на 203458,5 тыс. руб. в год.

В то же время данный вариант достаточно затратный в плане первоначальных инвестиций в размере 1215 млн. руб.

Для того, чтобы понять, выгодна ли реконструкция турбин гидроагрегатов необходимо провести расчет ее окупаемости.

Оценим экономическую эффективность проведения реконструкции рабочих колес турбин.

В качестве критериев отбора проекта на стадии разработки и проектирования применяем следующие методы расчета эффективности инвестиционных проектов:

1. Метод расчета чистой текущей стоимости (NPV – метод)

$$NPV=\sum_{n} P_i/(l+r)-IC \qquad (3.1)$$

где NPV – чистая приведенная стоимость;

P_i – денежный поток;

r – ставка дисконтирования;

IC – капитальные вложения;

n – срок полезного использования.

2. Метод расчета внутренней нормы доходности (IRR- метод).

IRR = r , при условии, что NPV=0

3. Метод простого периода окупаемости:

$$PP = IC/P \quad (3.2)$$

4. Метод дисконтированного периода окупаемости:

$$DPP = \sum_{n} P_i/(l+r) > IC \quad (3.3)$$

При проведении реконструкции предполагается, что основным источником финансирования будут являться собственные средства ПАО «Красноярская ГЭС».

Финансирование проекта по годам представлено в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Финансирование проекта по годам

Показатели в млн.руб.

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Стоимость	48,6	100,0	969,6	96,0	0,8

Дисконтированное движение денежных средств и окупаемость проведения реконструкции рабочих колес гидроагрегатов рассчитаны в Приложении К.

NPV = 95674 тыс. руб. >0, следовательно, денежные потоки окупят

первоначальные затраты, связанные с заменой оборудования.

IRR=17% > *R*=15%, т.е. ставка дисконтирования ниже внутренней нормы доходности, значит вложенный капитал принесет положительное значение *NPV*.

Срок окупаемости инвестиционного проекта *PP* – это ожидаемый период возмещения первоначальных вложений. Он соответствует числу лет прошедших с момента осуществления первых вложений (т.е. с конца первого интервала планирования) до момента, когда чистый доход становится равным нулю. *PP* составил 4,7 года, срок полезного использования гидротурбины равен 30 годам, следовательно, срок окупаемости хороший.

Дисконтированный срок окупаемости *DPP* – период возврата денежных средств с учетом ставки дисконта.

DPP равен 14,8 лет, что меньше срока действия проекта, который составляет 19 лет. Это значит, что вложенный капитал принесет положительное значение *NPV*, следовательно, предложение можно принять.

Фактическое состояние парка гидрогенераторов свидетельствует о том, что их ресурс исчерпан. Всякое промедление в проведении реконструкции чревато лавинообразным развитием повреждений генераторов и их разрушением. Проводимая в настоящее время реконструкция обеспечивает надежную и стабильную работу гидрогенераторов, так как снимает все технические проблемы, обусловленные особенностями существующей конструкции генераторов. Объем проводимой реконструкции может быть оценен как минимально возможный, так как сохранены прежними корпуса статоров главного и вспомогательного генераторов, обод ротора и др. Своевременное обновление генерирующего оборудования Красноярской ГЭС позволяет удерживать стоимость производимой электроэнергии на самом низком уровне в России.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной работы были решены следующие задачи:

– определено понятие «основные фонды», их классификация, направления анализа и система показателей;

– обобщена информация об анализе и оценке основных фондов в энергетике, представлены программы повышения эффективности их использования;

– приведена обобщенная характеристика ПАО «Красноярская ГЭС», а именно история и структура предприятия, направления производственной деятельности, представлены основные показатели работы станции;

– проведен анализ состояния и использования основных фондов на предприятии ПАО «Красноярская ГЭС»;

– дано обоснование необходимости применения мероприятий по повышению эффективности использования основных фондов на станции;

– проведено сравнение вариантов без и с заменой рабочих колес турбины на ПАО «Красноярская ГЭС»;

– рассчитаны показатели эффективности проведения реконструкции рабочих колес турбины.

Основные фонды представляют собой средства труда, неоднократно участвующие в производственном процессе, сохраняя свою натуральную форму, постепенно изнашиваясь, переносят свою стоимость по частям на вновь создаваемую продукцию.

Основные фонды различаются по многим признакам, поэтому применяется единая типовая классификация в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов. Они разделяются по назначению, видам, принадлежности, использованию.

Оценку технического состояния и развития потенциала производят, начиная с анализа состава, структуры и движения основных средств.

Электроэнергетика является одной из основных отраслей экономики России, обеспечивающая электрической и тепловой энергией внутренние потребности народного хозяйства и населения, а также осуществляющей экспорт электроэнергии в страны СНГ и дальнего зарубежья. Важными факторами экономического развития отрасли страны являются устойчивость и ее надежное функционирование.

В России значительно возросла доля энергетического оборудования, в том числе и оборудования гидроэлектростанций, действующего за пределами нормативного срока эксплуатации. Поэтому программы повышения эффективности использования основных фондов в энергетике, в основном, направлены на модернизацию и реконструкцию устаревшего оборудования.

Красноярская гидроэлектростанция является опорным пунктом объединенной энергосистемы и принимает участие в покрытии нагрузки энергосистемы с учетом ее сезонности, недельной и суточной неравномерности, выполняет функции вращающегося резерва для регулирования частоты и аварийного резерва энергосистемы, а также питает основные энергоемкие промышленные производства города Красноярска. Одной из важнейших задач энергопредприятия является обеспечение высокой надежности энергосбережения, под которой понимается не только бесперебойность и возможность потребления энергии в необходимом количестве, но и поддержание нормальных параметров энергоносителей. Однако выполнение этих функций затруднено ограничениями, налагаемыми на режим работы Красноярской ГЭС неэнергетическими водопользователями. Следовательно, для повышения уровня энергоснабжения необходимо с максимальной эффективностью использовать имеющиеся водные ресурсы. Средством достижения такой цели является реконструкция и техническое перевооружение Красноярской ГЭС. В результате реконструкции повышается надежность электроснабжения, повышается качество производимой электроэнергии, а также улучшаются энергетические и эксплуатационные показатели оборудования.

Внедрение мероприятия – реконструкция рабочих колес турбин – позволит снизить ежегодные издержки за счет снижения затрат от проведения ремонтов 685 тыс. руб. в год.

В результате проведенной реконструкции возрастет средняя рабочая мощность гидроагрегата, кроме того КПД генератора увеличится на 1,45%.

Все это приведет к получению дополнительной выручки в размере 203,459 млн. рублей в год.

Чистая текущая стоимость реконструкции равна 95 674 000 руб., внутренняя норма доходности – 17%, дисконтированный срок окупаемости – 14,8 лет

Реализация данного проекта позволит:

– снизить количество отказов и повысить надежность энергоснабжение потребителей;

– значительно сократить затраты на проведение ремонтов;

– повысить конкурентоспособность в условиях рынка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Горфинкель, В. Я. Экономика организации: учеб. пособие/ В. Я. Горфинкель, В. А. Швандар, М. Н. Максимов и др. – Москва: Юнити, 2003. – 608 с.

2 Соловьева, Н. А. Анализ основных средств и эффективности их использования: учеб. пособие / Н. А. Соловьева, Е. А. Медведева; Краснояр. гос. торг.-экон. ин-т. – Красноярск, 2006. – 54с.

3 Чечевицына, Л. Н. Экономика фирмы: учеб. пособие/ Л. Н. Чечевицина, И. Н. Чуев. – Ростов-на-Дону.: Фоникс, 2006. – 382 с.

4 Рогалев, Н. Д. Экономика энергетики : учеб. пособие для вузов / Н. Д. Рогалёв, А. Г. Зубкова, И. В. Мастерова и др. ; под ред. Н. Д. Рогалёва. — Москва : изд. МЭИ, 2005. — 288 с.

5 Бабич, О.В. Методика выявления путей повышения эффективности использования основных производственных фондов промышленного предприятия / О. В. Бабич // Менеджмент в России и за рубежом. – 2006. – №4.

6 Грибов, В. Д. Экономика предприятия: учеб. пособие: практикум/ В. Д. Грибов, В. П. Грузинов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Финансы и статистика, 2003. – 336 с.

7 Волков, О. И., Девяткин О. В. Экономика предприятия (фирмы): учеб./Под ред. проф. О. И. Волкова и доц. О. В. Девяткина. — 3-е изд., перераб. и доп. — Москва:ИНФРА-М, 2007. — 601 с.

8 Гаврилова, А.Н. Финансы организаций (предприятий): учеб./ А.Н. Гаврилова, А.А. Попов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: КНОРУС, 2007. – 608с.

9 Основные характеристики российской электроэнергетики| Министерство энергетики – Режим доступа: http://minenergo.gov.ru/node/532

10 Вводы и выводы оборудования | Министерство энергетики – Режим доступа: http://minenergo.gov.ru/node/537

11 Волков, Э. П. Разработка программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 года / Э. П. Волков, В. А. Баринов, А. Ф. Гаврилов – ОАО « ЭНИН», Москва, 2011. – 268 с.

12 Государственная программа Российской Федерации "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года" Прим. ред: текст распоряжения опубликован в «Собрании законодательства РФ», 24.01.2011, № 4, ст. 622.

13 Годовой отчет ПАО «Красноярская ГЭС» за 2014 г.—Красноярск: ПК Sitall, 2015. - 135 с.

14 Устав Открытого акционерного общества «Красноярская ГЭС», 2006 г. - 22 с.

15 Официальный сайт ПАО «Красноярская ГЭС» – Режим доступа: http://kges.ru/

16 Официальный сайт Минэнерго России – Режим доступа: http://minenergo.gov.ru/

17 Официальный сайт ПАО «Русгидро» – Режим доступа: http://www.rushydro.ru/

18 Официальный сайт ПАО «Россети» – Режим доступа: http://www.rosseti.ru/

19 Мокий, М. С. Экономика предприятия: учеб. пособие/ М. С. Мокий, Л. Г. Скамай, М. И. Трубочкина. – Москва: Инфра-М, 2000. – 264 с.

20 Жиделева, В.В. Экономика предприятия: учеб. пособие / В.В. Жиделева, Ю. Н. Кантейн. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Инфра-М, 2003. – 133 с.

21 Горемыкин, В. А. Стратегия развития предприятия: учеб. пособие/ В. А. Горемыкин, Н. В. Нестерова. – 2-е изд., испр. – Москва: Дашков и К, 2004. – 594 с.

22 Хунгуреева И. П., Шабыкова Н. Э., Унгаева И. Ю. Экономика предприятия: Учебное пособие. – Улан-Удэ, Изд-во ВСГТУ, 2004. – 240 с.

23 Ильин, А. И. Экономика предприятия: учеб. пособие/ А. И. Ильин. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Новое знание, 2005. – 697с.

24 Филатов, О. К. Экономика предприятия: учеб. пособие/ О. К. Филатов, Т. Ф. Рябова, Е. В. Минаева. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Финансы и статистика, 2005. – 510 с.

25 Подстригич, Г. Б. Методологические и организационные основы бухгалтерского учета / Г. Б. Подстригич; РАН. - Москва, 2005.

26 Елизаров, Ю. Ф. Экономика организации: учебник [для вузов]/ Ю. Ф. Елизаров. – Москва: Экзамен, 2006. – 495 с.

27 Слепнева, Т. А Экономика предприятия: учеб. пособие/ Т. А. Слепнева, Е. В. Яркин. – Москва: Инфра-М, 2006. – 457 с.

28 Романенко, И. В. Экономика предприятия: учеб. пособие/ И. В. Романенко. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: Финансы и статистика, 2007. – 272 с.

29 Зайцев, Н. Л. Экономика, организация и управление предприятием: учеб. пособие/ Н. Л. Зайцев. – 6-е изд., перераб. и доп. – Москва: Инфра-М, 2007. – 413 с.

30 Иващенко, Н. П. Экономика фирмы: учеб. пособие/ Н. П. Иващенко. – Москва: Инфра-М, 2007. – 527 с.

31 Нагорная, В. Н. Экономика энергетики: учеб. пособие / Н. В. Нагорная; ДГТУ. – Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2007. – 157 с.

32 Сергеев, И. В. Экономика организации: учеб. пособие/ И. В. Сергеев. – 3-е изд., перераб и доп. – Москва: Финансы и статистика, 2008. – 575 с.

33 Чуева, Л. Н. Экономика фирмы: учеб. пособие/ Л. Н. Чуева. – Москва: Дашков и К, 2008. – 416 с.

34 Поздняков, В. Я. Экономика отрасли: учеб. пособие/ В. Я. Поздняков, С. В. Казаков. – Москва: Инфра-М, 2008 – 309 с.

36 Шепеленко, Г. И. Экономика, организация и планирование производства на предприятии: учебное пособие / Г. И. Шепеленко. – Ростов-на-Дону: МарТ, 2010. – 608 с.

37 Экономика, организация и управление на предприятии: учебное пособие / [А. В. Тычинский и др.]. – Ростов–на–Дону: Феникс, 2010. – 475 с.

38 Экономика, организац ия и управление на предприятии / под ред. Москва Я. Боровской. - Спб: Феникс, 2010. - 480 с.43

39 Экономика предприятий (организаций): учебник / А. И. Нечитайло, А. Е. Карлик. – Москва: Проспект: Кнорус, 2010. – 304 с.

40 Экономика предприятия: учебный комплекс / Л. А. Лобан, В. Т. Пыко. – Минск: Современная школа, 2010 – 429 с.

41 Экономика фирмы: учебник / [А. С. Арзямов и др.]. – Москва: Инфра-М: Национальный фонд подготовки кадров, 2010. – 526 с.

42 Экономика предприятия (организации): учебник / [Н. Б. Акуленко и др.]. – Москва: Инфра–М, 2011. –638 с.

43 Экономика предприятия: учебник / [А. П. Аксенов и др.]. – Москва: КноРус, 2011. – 346 с.

44 Елисеева, Т. П. Экономика и анализ деятельности предприятий / Т. П. Елисеева, М. Д. Молев, Н. Г. Трегулова – Ростов-на-Дону: Феникс, 2011. – 480 с.

45 Иванов, И. Н. Экономика промышленного предприятия: учебник / И. Н. Иванов. – Москва: Инфра–М, 2011. – 393 с.

46 Васильева, Э. К. Статистика: учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности экономики и управления / Э. К. Васильева. В. С. Лялин. – Москва: ЮНИТИ - ДАНА, 2012. – 399с.

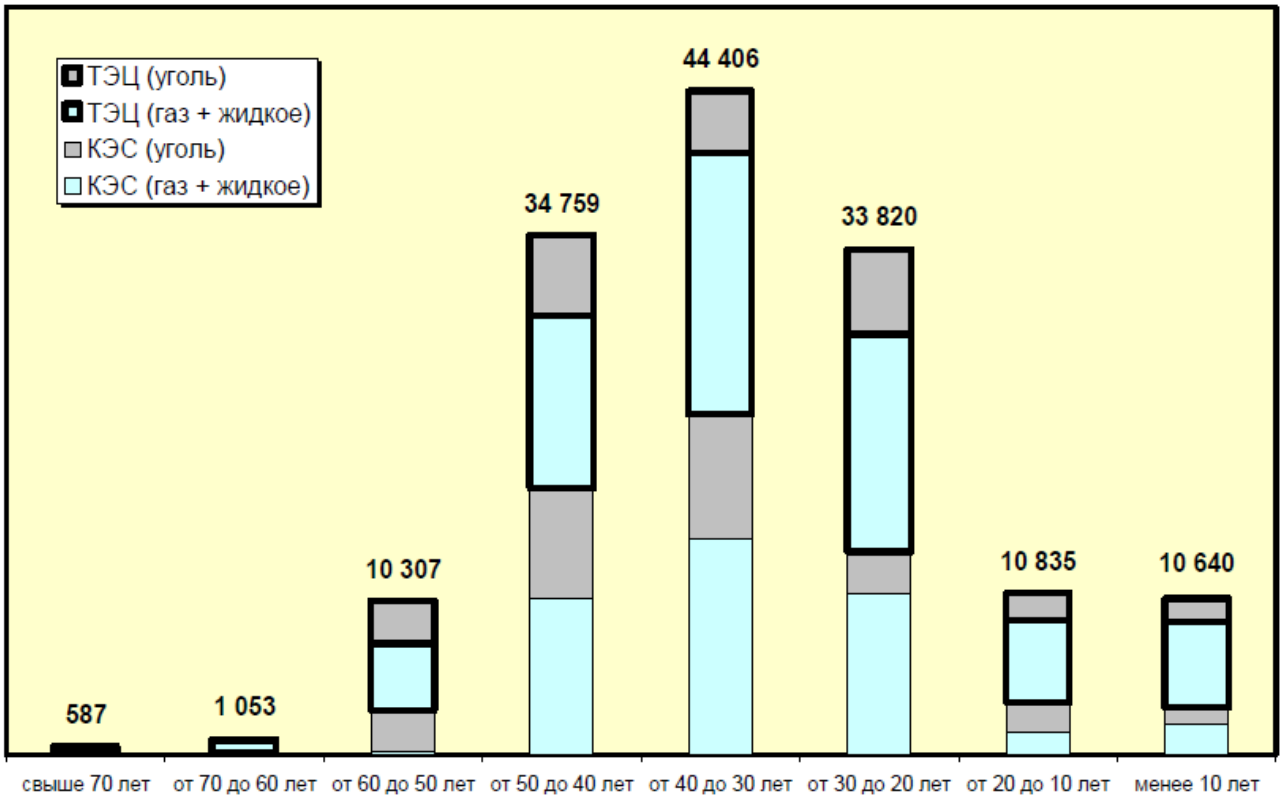
47 Агарков, А. П. Экономика и управление на предприятии / А. П. Агарков [и др.]. - Москва: Дашков и Ко, 2013. – 400 с.

48 Баскакова, О. В. Экономика предприятия (организации) / О. В. Баскакова, Л. Ф. Сейко. - Москва Дашков и К, 2013. - 372 с.

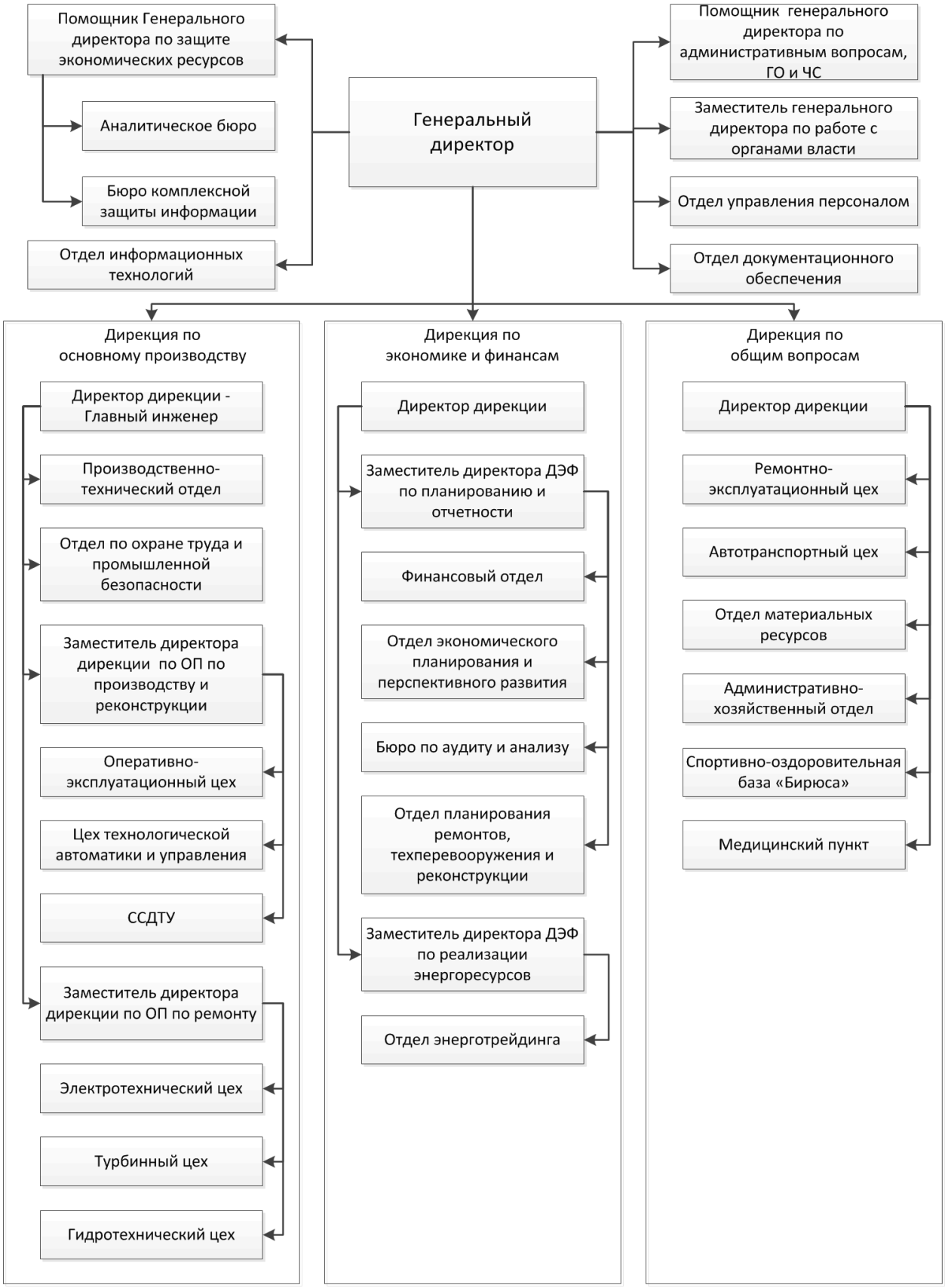
49 Клочкова, Е. Н. Экономика предприятия / Е. Н. Клочкова, В. И. Кузнец ов, Т. Е. Платонова. - Москва: Юрайт,2014. - 448 с.

50 Экономика и финансы предприятия / под ред. Т.С. Новашиной. - Москва: Синергия, 2014. - 344 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)
Возрастная структура генерирующих мощностей ТЭС России, МВт



ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)
Организационная структура ПАО «Красноярская ГЭС»



ПРИЛОЖЕНИЕ В
(обязательное)

Наличие и движение о средств ПАО «Красноярская ГЭС»

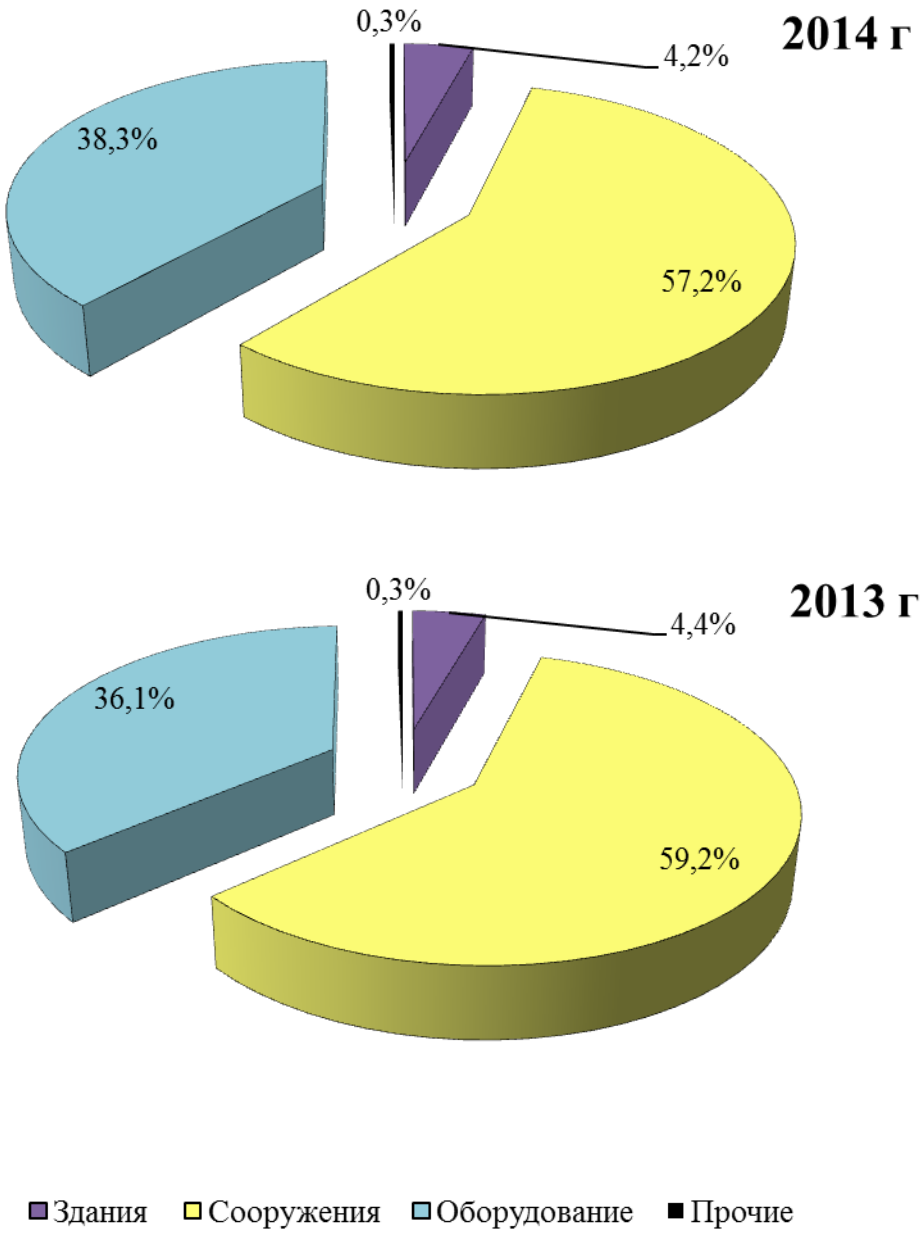
тыс. руб

Наименование показателя	Период	на начало года		Изменения за период						на конец периода	
		первоначальная стоимость	накопленная амортизация	поступило	выбыло объектов		начислено амортизации	переоценка		первоначальная стоимость	накопленная амортизация
					первоначальная стоимость	накопленная амортизация		первоначальная стоимость	накопленная амортизация		
Основные средства (без учета доходных вложений в материальные ценности) - всего	за 2014 г	27111381	11097818	1301553	11441	11112	598451	1442133	597958	29843626	12283115
	за 2013 г	25784971	10486532	1139993	10942	8378	527407	197359	92257	27111381	11097818
в том числе: Здания	за 2014 г	1139763	424357	47	18	18	14704	-	-	1139792	439043
	за 2013 г	1139763	409650	-	-	-	14707	-	-	1139763	424357
Сооружения	за 2014 г	15504233	6368897	-	177	176	162637	-	-	15504056	6531358
	за 2013 г	15261519	6119785	21501	14	14	158798	221227	90328	15504233	6368897
Машины и оборудование	за 2014 г	10382831	4263117	1299290	10152	9824	412124	1442133	597958	13114102	5263375
	за 2013 г	9308272	3918616	1101557	3130	3129	345701	23868	1929	10382831	4263117
Транспортные средства	за 2014 г	67456	28915	995	787	787	8424	-	-	67664	36552
	за 2013 г	58676	26979	16463	7683	5121	7057	-	-	67456	28915
Производственный и хозяйственный инвентарь	за 2014 г	13684	12532	1221	307	307	562	-	-	14598	12787
	за 2013 г	13327	11502	472	115	114	1144	-	-	13684	12532
Земельные участки	за 2014 г	3414	-	-	-	-	-	-	-	3414	-
	за 2013 г	3414	-	-	-	-	-	-	-	3414	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(обязательное)
Структурный анализ основных фондов ПАО «Красноярская ГЭС»

Наименование показателя	Период	Значения показателей, тыс. руб		Удельный вес, %		Отклонение, %
		На начало года	На конец года	на начало года	на конец года	
Здания	2014 г	1139763	1139792	4,20	3,82	-0,38
	2013 г	1139763	1139763	4,42	4,20	-0,22
Сооружения	2014 г	15504233	15504056	57,19	51,95	-5,24
	2013 г	15261519	15504233	59,19	57,19	-2,00
Машины и оборудование	2014 г	10382831	13114102	38,30	43,94	5,65
	2013 г	9308272	10382831	36,10	38,30	2,20
Транспортные средства	2014 г	67456	67664	0,25	0,23	-0,02
	2013 г	58676	67456	0,23	0,25	0,02
Производственный и хозяйственный инвентарь	2014 г	13684	14598	0,05	0,05	0,00
	2013 г	13327	13684	0,05	0,05	0,00
Земельные участки	2014 г	3414	3414	0,01	0,01	0,00
	2013 г	3414	3414	0,01	0,01	0,00
Всего	2014 г	27111381	29843626	100,0	100,0	-
	2013 г	25784971	27111381	100,0	100,0	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(справочное)
Структура основных фондов ПАО «Красноярская ГЭС»



ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(обязательное)
Горизонтальный анализ основных фондов ПАО «Красноярская ГЭС»

Наименование показателя	Период	Значения показателей, тыс. руб		Изменение уд. веса, тыс. руб	Темп роста, %	Темп прироста %
		На начало года	На конец года			
Здания	2014 г	1139763	1139792	29	100,003	0,003
	2013 г	1139763	1139763	0	100,000	0,000
Сооружения	2014 г	15504233	15504056	-177	99,999	-0,001
	2013 г	15261519	15504233	242714	101,590	1,590
Машины и оборудование	2014 г	10382831	13114102	2731271	126,306	26,306
	2013 г	9308272	10382831	1074559	111,544	11,544
Транспортные средства	2014 г	67456	67664	208	100,308	0,308
	2013 г	58676	67456	8780	114,964	14,964
Производственный и хозяйственный инвентарь	2014 г	13684	14598	914	106,679	6,679
	2013 г	13327	13684	357	102,679	2,679
Земельные участки	2014 г	3414	3414	0	100,000	0,000
	2013 г	3414	3414	0	100,000	0,000
Всего	2014 г	27111381	29843626	2732245	110,078	10,078
	2013 г	25784971	27111381	1326410	105,144	5,144

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(обязательное)

Сравнение вариантов по затратам на ремонты гидроагрегатов

Входные параметры	единица измерения	Год									
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Инфляция (ИПЦ)	%		6,5	5,7	4,5	5,0	6,0	5,0	4,0	4,0	4,0
Коэффициент инфляции нарастающим итогом от 2015г	#	1	1,065	1,126	1,176	1,235	1,309	1,375	1,430	1,487	1,546
Вариант 1: без реконструкции											
Капитальный ремонт	тыс.руб	-	-	4841,8	5056,8	-	-	-	-	6392,9	6648,6
Колесо № 5	тыс.руб	-	-	4841,8	-	-	-	-	-	6392,9	-
Колесо № 9	тыс.руб	-	-	-	5056,8	-	-	-	-	-	6648,6
Текущий ремонт	тыс.руб	1500	1597,5	-	-	-	1963,7	2061,8	-	-	-
Колесо № 5	тыс.руб	1500	-	-	-	-	1963,7	-	-	-	-
Колесо № 9	тыс.руб	-	1597,5	-	-	-	-	2061,8	-	-	-
Внеочередной ремонт	тыс.руб	376,0	400,4	423,4	442,2	464,4	492,2	516,8	537,5	559,0	581,4
Колесо № 5	тыс.руб	188,0	200,2	211,7	221,1	232,2	246,1	258,4	268,8	279,5	290,7
Колесо № 9	тыс.руб	188,0	200,2	211,7	221,1	232,2	246,1	258,4	268,8	279,5	290,7
Затраты на ремонт	тыс.руб	1876,0	1997,9	5265,2	5499,0	464,4	2455,9	2578,7	537,5	6951,9	7230,0
Вариант 2: с заменой рабочих колес											
Капитальный ремонт	тыс.руб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Колесо № 5	тыс.руб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Колесо № 9	тыс.руб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Текущий ремонт	тыс.руб	1500	1597,5	-	-	-	-	-	-	2230,1	2319,3
Колесо № 5	тыс.руб	1500	-	-	замена	-	-	-	-	2230,1	-
Колесо № 9	тыс.руб	-	1597,5	-	-	замена	-	-	-	-	2319,3
Внеочередной ремонт	тыс.руб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты на ремонт	тыс.руб	1500,0	1597,5	-	-	-	-	-	-	2230,1	2319,3
Экономия за счет ремонтов	тыс.руб	**376,0**	**400,4**	**5265,2**	**5499,0**	**464,4**	**2455,9**	**2578,7**	**537,5**	**4721,8**	**4910,7**

Продолжение Приложения Ж

Входные параметры	единица измерения	Год									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Инфляция (ИПЦ)	%	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Коэффициент инфляции нарастающим итогом от 2015г	#	1,608	1,672	1,739	1,809	1,881	1,956	2,035	2,116	2,201	2,289
Вариант 1: без реконструкции											
Капитальный ремонт	тыс.руб	-	-	-	-	8089,0	8412,6	-	-	-	-
Колесо № 5	тыс.руб	-	-	-	-	8089,0	-	-	-	-	-
Колесо № 9	тыс.руб	-	-	-	-	-	8412,6	-	-	-	-
Текущий ремонт	тыс.руб	-	2508,5	2608,9	-	-	-	3052,0	3174,1	-	-
Колесо № 5	тыс.руб	-	2508,5	-	-	-	-	3052,0	-	-	-
Колесо № 9	тыс.руб	-	-	2608,9	-	-	-	-	3174,1	-	-
Внеочередной ремонт	тыс.руб	604,6	628,8	654,0	680,1	707,3	735,6	765,0	795,6	827,5	860,6
Колесо № 5	тыс.руб	302,3	314,4	327,0	340,1	353,7	367,8	382,5	397,8	413,7	430,3
Колесо № 9	тыс.руб	302,3	314,4	327,0	340,1	353,7	367,8	382,5	397,8	413,7	430,3
Затраты на ремонт	тыс.руб	604,6	3137,3	3262,8	680,1	8796,4	9148,2	3817,1	3969,7	827,5	860,6
Вариант 2: с заменой рабочих колес											
Капитальный ремонт	тыс.руб	-	7191,1	7478,8	-	-	-	-	9099,1	9463,0	-
Колесо № 5	тыс.руб	-	7191,1	-	-	-	-	-	9099,1	-	-
Колесо № 9	тыс.руб	-	-	7478,8	-	-	-	-	-	9463,0	-
Текущий ремонт	тыс.руб	-	-	-	2713,2	2821,8	-	-	-	3301,1	3433,1
Колесо № 5	тыс.руб	-	-	-	2713,2	-	-	-	-	3301,1	-
Колесо № 9	тыс.руб	-	-	-	-	2821,8	-	-	-	-	3433,1
Внеочередной ремонт	тыс.руб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты на ремонт	тыс.руб	-	7191,1	7478,8	2713,2	2821,8	-	-	9099,1	12764,1	3433,1
Экономия за счет ремонтов	тыс.руб	**604,6**	**-4053,8**	**-4215,9**	**-2033,1**	**5974,6**	**9148,2**	**3817,1**	**-5129,3**	**-11936,6**	**-2572,5**

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
(обязательное)
Входные параметры и расчет дополнительного объема продаж электроэнергии по реконструкции рабочих колес турбин

Входные параметры	ед. изм.	Год					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Макроэкономические параметры							
Рост цены на э/э на РСВ-2 ЦЗ	%	-	1,7	0	3,1	2,8	2,50
Инфляция	%	-	6,5	5,7	4,5	5	6,0
Коэффициент инфляции нарастающим итогом от 2015г	#	1	1,065	1,126	1,176	1,235	1,309
Ценовые параметры							
Цена на э/э на РСВ	руб/МВтч	806,3	821,9	821,9	847,4	871,1	892,9
Производственно-технические параметры							
Вариант без реконструкции							
КПД генератора							
Колесо № 5	%	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Колесо № 9	%	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Выработка э/э от колес	тыс. кВт.ч						
Колесо № 5	тыс. кВт.ч	1 500 000	1 500 000	1 500 000	2 730 000	2 730 000	2 730 000
Колесо № 9	тыс. кВт.ч	1 500 000	1 500 000	1 500 000	1 500 000	2 502 500	2 502 500
Суммарная выработка	тыс. кВт.ч	3 000 000	3 000 000	3 000 000	4 230 000	5 232 500	5 232 500
Вариант с заменой рабочих колес							
КПД генератора							
Колесо № 5	%	0,91	0,91	0,91	0,955	0,955	0,955
Колесо № 9	%	0,88	0,88	0,88	0,88	0,955	0,955
Увеличение КПД генератора							
Колесо № 5		-	-	-	1,045	1,045	1,045
Колесо № 9		-	-	-	-	1,075	1,075
Выработка э/э от колес № 5,9							
Колесо № 5	тыс. кВт.ч	1 500 000	1 500 000	1 500 000	2 851 485	2 851 485	2 851 485
Колесо № 9	тыс. кВт.ч	1 500 000	1 500 000	1 500 000	1 500 000	2 688 936	2 688 936
Суммарная выработка	тыс. кВт.ч	3 000 000	3 000 000	3 000 000	4 351 485	5 540 421	5 540 421
Прирост КПД	**%**	**0**	**0**	**0**	**2,87**	**5,88**	**5,88**
Доп. Выработка	**тыс. кВт.ч**	**-**	**-**	**-**	**121 485**	**307 921**	**307 921**
Доп. Выручка	**тыс. руб.**	**-**	**-**	**-**	**102 946**	**268 230**	**274 936**

Продолжение Приложения 3

Входные параметры	ед. изм.	Год					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026
Макроэкономические параметры							
Рост цены на э/э на РСВ-2 ЦЗ	%	2,20	2,00	2,00	1,90	1,90	1,90
Инфляция	%	5,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Коэффициент инфляции нарастающим итогом от 2015г	#	1,375	1,430	1,487	1,546	1,608	1,672
Ценовые параметры							
Цена на э/э на РСВ	руб/МВтч	912,5	930,8	949,4	967,4	985,8	1004,5
Производственно-технические параметры							
Вариант без реконструкции							
КПД генератора							
Колесо № 5	%	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Колесо № 9	%	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Выработка э/э от колес	тыс. кВт.ч						
Колесо № 5	тыс. кВт.ч	2 730 000	2 730 000	2 730 000	2 730 000	2 730 000	2 730 000
Колесо № 9	тыс. кВт.ч	2 502 500	2 502 500	2 502 500	2 502 500	2 502 500	2 502 500
Суммарная выработка	тыс. кВт.ч	5 232 500	5 232 500	5 232 500	5 232 500	5 232 500	5 232 500
Вариант с заменой рабочих колес							
КПД генератора							
Колесо № 5	%	0,91	0,91	0,91	0,955	0,955	0,955
Колесо № 9	%	0,88	0,88	0,88	0,88	0,955	0,955
Увеличение КПД генератора							
Колесо № 5		1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045
Колесо № 9		1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075
Выработка э/э от колес № 5,9							
Колесо № 5	тыс. кВт.ч	2 851 485	2 851 485	2 851 485	2 851 485	2 851 485	2 851 485
Колесо № 9	тыс. кВт.ч	2 688 936	2 688 936	2 688 936	2 688 936	2 688 936	2 688 936
Суммарная выработка	тыс. кВт.ч	5 540 421	5 540 421	5 540 421	5 540 421	5 540 421	5 540 421
Прирост КПД	**%**	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88
Доп. Выработка	**тыс. кВт.ч**	307 921	307 921	307 921	307 921	307 921	307 921
Доп. Выручка	**тыс. руб.**	280 984	286 604	292 336	297 890	303 550	309 318

Продолжение Приложения 3

Входные параметры	ед. изм.	Год					
		2027	2028	2029	2030	2031	2032
Макроэкономические параметры							
Рост цены на э/э на РСВ-2 ЦЗ	%	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Инфляция	%	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Коэффициент инфляции нарастающим итогом от 2015г	#	1,739	1,809	1,881	1,956	2,035	2,116
Ценовые параметры							
Цена на э/э на РСВ	руб/МВтч	1023,6	1043,1	1062,9	1083,1	1103,7	1124,6
Производственно-технические параметры							
Вариант без реконструкции							
КПД генератора							
Колесо № 5	%	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Колесо № 9	%	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Выработка э/э от колес	тыс. кВт.ч						
Колесо № 5	тыс. кВт.ч	2 730 000	2 730 000	2 730 000	2 730 000	2 730 000	2 730 000
Колесо № 9	тыс. кВт.ч	2 502 500	2 502 500	2 502 500	2 502 500	2 502 500	2 502 500
Суммарная выработка	тыс. кВт.ч	5 232 500	5 232 500	5 232 500	5 232 500	5 232 500	5 232 500
Вариант с заменой рабочих колес							
КПД генератора							
Колесо № 5	%	0,91	0,91	0,91	0,955	0,955	0,955
Колесо № 9	%	0,88	0,88	0,88	0,88	0,955	0,955
Увеличение КПД генератора							
Колесо № 5		1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045
Колесо № 9		1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075
Выработка э/э от колес № 5,9							
Колесо № 5	тыс. кВт.ч	2 851 485	2 851 485	2 851 485	2 851 485	2 851 485	2 851 485
Колесо № 9	тыс. кВт.ч	2 688 936	2 688 936	2 688 936	2 688 936	2 688 936	2 688 936
Суммарная выработка	тыс. кВт.ч	5 540 421	5 540 421	5 540 421	5 540 421	5 540 421	5 540 421
Прирост КПД	**%**	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88
Доп. Выработка	**тыс. кВт.ч**	307 921	307 921	307 921	307 921	307 921	307 921
Доп. Выручка	**тыс. руб.**	315 195	321 184	327 286	333 505	339 841	346 298

Окончание Приложения 3

Входные параметры	ед. изм.	Год	
		2033	2034
Макроэкономические параметры			
Рост цены на э/э на РСВ-2 ЦЗ	%	1,90	1,90
Инфляция	%	4,0	4,0
Коэффициент инфляции нарастающим итогом от 2015г	#	2,201	2,289
Ценовые параметры			
Цена на э/э на РСВ	руб/МВтч	1146,0	1167,8
Производственно-технические параметры			
Вариант без реконструкции			
КПД генератора			
Колесо № 5	%	0,91	0,91
Колесо № 9	%	0,88	0,88
Выработка э/э от колес	тыс. кВт.ч		
Колесо № 5	тыс. кВт.ч	2 730 000	2 730 000
Колесо № 9	тыс. кВт.ч	2 502 500	2 502 500
Суммарная выработка	тыс. кВт.ч	5 232 500	5 232 500
Вариант с заменой рабочих колес			
КПД генератора			
Колесо № 5	%	0,91	0,91
Колесо № 9	%	0,88	0,88
Увеличение КПД генератора			
Колесо № 5		1,045	1,045
Колесо № 9		1,075	1,075
Выработка э/э от колес № 5,9			
Колесо № 5	тыс. кВт.ч	2 851 485	2 851 485
Колесо № 9	тыс. кВт.ч	2 688 936	2 688 936
Суммарная выработка	тыс. кВт.ч	5 540 421	5 540 421
Прирост КПД	**%**	5,88	5,88
Доп. Выработка	**тыс. кВт.ч**	307 921	307 921
Доп. Выручка	**тыс. руб.**	352 878	359 582

ПРИЛОЖЕНИЕ И
(обязательное)
Расчет прибыли от продажи электроэнергии по рассматриваемым вариантам сравнения

Параметры	единица измерения	Год									
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Вариант без реконструкции											
Выручка от реализации	руб'000	2 418 900	2 465 700	2 465 700	3 584 502	4 558 031	4 671 982	4 774 765	4 870 260	4 967 666	5 062 051
Производственные затраты	руб'000	(49 276)	(56 298)	(67 665)	(106 892)	(144 358)	(167 826)	(193 005)	(219 600)	(258 945)	(297 165)
Валовая прибыль	руб'000	2 369 624	2 409 402	2 398 035	3 477 610	4 413 673	4 504 155	4 581 760	4 650 661	4 708 721	4 764 886
Налоги	руб'000	(483 780)	(493 140)	(493 140)	(716 900)	(911 606)	(934 396)	(954 953)	(974 052)	(993 533)	(1 012 410)
Чистая прибыль	руб'000	1 885 844	1 916 262	1 904 895	2 760 710	3 502 066	3 569 759	3 626 807	3 676 609	3 715 187	3 752 476
Вариант с заменой рабочих колес											
Выручка от реализации	руб'000	2 418 900	2 465 700	2 467 106	3 688 934	4 826 261	4 946 917	5 055 749	5 156 864	5 260 002	5 359 942
(Производственные затраты	руб'000	(48 900)	(55 898)	(62 400)	(104 305)	(152 362)	(175 102)	(201 633)	(231 953)	(269 052)	(309 317)
Валовая прибыль	руб'000	2 370 000	2 409 803	2 404 706	3 584 629	4 673 899	4 771 815	4 854 117	4 924 911	4 990 949	5 050 625
Налоги	руб'000	(483 780)	(493 140)	(486 821)	(718 388)	(940 162)	(965 337)	(988 207)	(1 009 583)	(1 031 411)	(1 052 648)
Чистая прибыль	руб'000	1 886 220	1 916 663	1 917 885	2 866 241	3 733 737	3 806 478	3 865 910	3 915 328	3 959 539	3 997 978
Дополнительная чистая прибыль	руб'000	376	400	12 990	105 531	231 671	236 719	239 103	238 719	244 351	245 502

Продолжение Приложения И

Параметры	единица измерения	Год									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Вариант без реконструкции											
Выручка от реализации	руб'000	5 158 230	5 256 237	5 356 105	5 457 871	5 561 571	5 667 241	5 774 918	5 884 642	5 996 450	6 110 382
Производственные затраты	руб'000	(333 493)	(349 341)	(363 315)	(375 134)	(398 229)	(414 158)	(425 027)	(442 028)	(456 408)	(474 665)
Валовая прибыль	руб'000	4 824 737	4 906 895	4 992 790	5 082 737	5 163 342	5 253 082	5 349 891	5 442 613	5 540 041	5 635 717
Налоги	руб'000	(1 031 646)	(1 051 247)	(1 071 221)	(1 091 574)	(1 112 314)	(1 133 448)	(1 154 984)	(1 176 928)	(1 199 290)	(1 222 076)
Чистая прибыль	руб'000	3 793 091	3 855 648	3 921 569	3 991 162	4 051 028	4 119 634	4 194 907	4 265 685	4 340 751	4 413 641
Вариант с заменой рабочих колес											
Выручка от реализации	руб'000	5 461 781	5 565 554	5 671 300	5 779 055	5 888 857	6 000 745	6 114 759	6 230 940	6 349 327	6 469 965
(Производственные затраты	руб'000	(352 478)	(373 769)	(388 719)	(399 203)	(415 172)	(428 844)	(445 997)	(472 936)	(495 155)	(505 120)
Валовая прибыль	руб'000	5 109 302	5 191 786	5 282 581	5 379 851	5 473 685	5 571 901	5 668 762	5 758 003	5 854 172	5 964 845
Налоги	руб'000	(1 074 315)	(1 096 422)	(1 118 978)	(1 141 994)	(1 165 478)	(1 189 440)	(1 213 893)	(1 238 845)	(1 264 308)	(1 290 293)
Чистая прибыль	руб'000	4 034 987	4 095 364	4 163 602	4 237 858	4 308 208	4 382 461	4 454 869	4 519 158	4 589 865	4 674 552
Дополнительная чистая прибыль	руб'000	241 896	239 716	242 033	246 695	257 180	262 826	259 962	253 473	249 113	260 911

ПРИЛОЖЕНИЕ К
(обязательное)
Расчет окупаемости проекта замены рабочих колес турбин гидроагрегатов

Параметры	единица измерения	Год									
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Операционная деятельность											
Дополнительная чистая прибыль	руб'000	376	400	12 990	105 531	231 671	236 719	239 103	238 719	244 351	245 502
Амортизация	руб'000	-	-	-	23 496	46 883	49 733	52 219	54 308	56 480	58 740
Инвестиционная деятельность											
Капитальные вложения	руб'000	(48 600)	(100 000)	(969 570)	(95 990)	(840)					
Чистый денежный поток	руб'000	(48 224)	(99 600)	(956 580)	9 541	230 831	236 719	239 103	238 719	244 351	245 502
Чистый денежный поток нарастающим итогом	руб'000	(48 224)	(147 824)	(1 104 404)	(1 094 862)	(864 031)	(627 312)	(388 209)	(149 490)	94 861	340 363
Дисконтированный денеж поток	руб'000	(48 224)	(86 608)	(723 312)	6 274	131 978	117 691	103 371	89 743	79 879	69 787
Дисконтированный денеж поток нарастающим итогом	руб'000	(48 224)	(134 832)	(858 144)	(851 871)	(719 892)	(602 201)	(498 830)	(409 087)	(329 208)	(259 421)

Показатели эффективности

Ставка дисконтирования	(%)	15
NPV проекта	руб'000	95 674
IRR	(%)	17%
DPPP	лет	14,8
Срок окупаемости	лет	4,7

Продолжение Приложения К

Параметры	единица измерения	Год									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Операционная деятельность											
Дополнительная чистая прибыль	руб'000	241 896	239 716	242 033	246 695	257 180	262 826	259 962	253 473	249 113	260 911
Амортизация	руб'000	61 089	63 533	66 074	68 717	71 466	74 324	77 297	80 389	83 605	86 949
Инвестиционная деятельность											
Капитальные вложения	руб'000										
Чистый денежный поток	руб'000	241 896	239 716	242 033	246 695	257 180	262 826	259 962	253 473	249 113	260 911
Чистый денежный поток нарастающим итогом	руб'000	582 259	821 975	1 064 008	1 310 703	1 567 883	1 830 710	2 090 672	2 344 145	2 593 258	2 854 170
Дисконтированный денеж поток	руб'000	59 793	51 525	45 238	40 095	36 347	32 300	27 781	23 554	20 130	18 333
Дисконтированный денеж поток нарастающим итогом	руб'000	(199 628)	(148 103)	(102 865)	(62 770)	(26 423)	5 877	33 657	57 212	77 341	95 674