

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

И.о. заведующего кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

« 14 » 06 2018 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

140209.65 Гидроэлектростанции

**Реализация проектов реконструкции и технического перевооружения в
условиях эксплуатируемых гидроэлектростанций на примере Филиалов
ПАО «РусГидро»**

Научный руководитель



В.В. Луференко

подпись, дата

Выпускник



Д.А. Васильев

подпись, дата

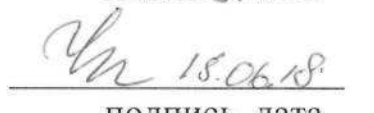
Рецензент



А.И. Кормилкин

подпись, дата

Нормоконтролер



А.А. Чабанова

подпись, дата

Саяногорск 2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 Электроэнергетика России, современное состояние	7
1.1 Реформирование электроэнергетики	7
1.2 Роль и значение гидроэнергетики, в условиях преобразования отрасли.....	11
2 Анализ состояния производственного комплекса гидроэнергетической отрасли России.....	15
2.1 Современное состояние Гидроэнергетики.....	15
2.2 Состояние основных производственных фондов.....	20
2.3 Модернизация Российской гидроэнергетики	29
3 Реализация проектов реконструкции и технического перевооружения в условиях эксплуатируемых гидроэлектростанций на примере Филиалов ПАО «РусГидро».....	36
3.1 Формирование производственных программ	36
3.2 Реализация производственных программ технического перевооружения и реконструкции Филиалов ПАО «РусГидро», на примере Зейской, Новосибирской и Майнской ГЭС.....	38
3.2.1 Программы комплексной модернизации реализуемые на Филиалах на примере Зейской, Новосибирской и Майнской ГЭС.....	38
3.2.2 Реализация проектов комплексной модернизации Филиалов Зейской, Новосибирской и Майнской ГЭС за 2016-2017 года, проблемы и риски.	50
3.2.3 Система управления проектами технического перевооружения и реконструкции действующих объектов ПАО «РусГидро»	53
3.2.4 Анализ стадий жизненного цикла проектов и вопросов их реализации ...	59
3.3 Пути повышения эффективности реализации проектов реконструкции и технического перевооружения	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	77
ПРИЛОЖЕНИЕ А География присутствия компании ПАО «РусГидро.....	80

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Гидроэнергетический потенциал России.....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ В Разрез по станционной части плотины Зейская ГЭС.....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Разрезы Новосибирской ГЭС.....	84
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Разрезы Майнского гидроузла.....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Иерархия уровней управления инвестиционными проектами ТПиР.....	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Форма заявки на инвестиционный проект	88

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции играют значительную роль в обеспечении необходимого качества электроснабжения, участвуя в покрытии неравномерной части суточных графиков нагрузки, регулировании частоты и напряжения, обеспечивают равномерные режимы работы тепловых электростанций и атомных электростанций, повышая надежность и экономичность эксплуатации последних, используются для покрытия непредвиденных изменений электрической нагрузки, осуществляя роль кратковременного оперативного и аварийного резерва мощности.

Современное состояние оборудования и сооружений действующих гидроэлектростанций России характеризуется достижением значительной степени износа сооружений и выработкой назначенного срока службы. На 89 действующих гидроэлектростанциях с установленной мощностью более 10 МВт из имеющихся 468 гидроагрегатов у 336 гидроагрегатов выработан назначенный срок службы, определенный в 30 лет, и они нуждаются в техническом перевооружении или реконструкции. Основная часть из них выработала свой срок за последние 10 лет в связи с тем, что большая часть российских объектов гидроэнергетики вводилась в 50-70 годы прошлого столетия. Индивидуальное изготовление и относительно высокая эксплуатационная надежность основного гидросилового оборудования позволили успешно эксплуатировать гидроэлектростанции и за пределами его назначенного срока службы.

Основная причина столь значительной степени износа объясняется тем, что в течение 90-х годов прошлого столетия, в связи с отсутствием финансирования, работы по техническому перевооружению и реконструкции гидроэлектростанций (далее - ГЭС) практически не велись. Для обеспечения поддержания в рабочем состоянии действующего оборудования проводился так называемый восстановительный ремонт, включающий в себя восстановление аварийного либо вышедшего из строя оборудования.

В связи с тяжелым финансовым положением в электроэнергетической отрасли, первоочередными задачами в ближайшей перспективе, являются:

- наращивание мощностей путем модернизации;
- восстановление и реконструкция действующих энергетических установок;
- широкое вовлечение в топливно-энергетический баланс возобновляемых источников энергии;
- введение государственной политики энергоресурсосбережения и снижение энергоемкости внутреннего валового продукта.

В последние годы, с окончанием периода экономической нестабильности в стране, началось интенсивное финансирование работ по техническому перевооружению объектов гидроэнергетики.

Учитывая текущее состояние гидроэнергетической отрасли, а также глобальную инфраструктурную роль гидроэнергетических объектов в создании условий надежного и безаварийного функционирования единой энергосистемы страны, необходим качественно новый подход к решению проблемы создания условий надежной и безаварийной работы гидроэнергетических объектов при одновременном повышении их эффективности.

В условиях трансформации народного хозяйства России, окончания реформы РАО ЕЭС России и создания Министерства энергетики Российской Федерации требуется переработка существующей нормативно-правовой базы, организационно-экономического, правового и методического обеспечения, которое должно создать условия обеспечения надежности и безопасной работы объектов гидроэнергетики.

В условиях высокой капиталоемкости отрасли и изменения структуры собственности в гидроэнергетике очень острым является вопрос совершенствования государственной поддержки развития гидроэнергетики.

Все выше перечисленное говорит о том, что необходима разработка новой системы управления действующим производственным комплексом гидроэнергетики.

Таким образом, актуальность темы дипломной работы определяется современным состоянием развития энергетики, необходимостью наращивания мощностей путем реконструкции и модернизации ранее построенных энергоустановок, разработки энергоресурсосберегающих технологий и новых технических решений по основным элементам гидроэнергетических установок, обеспечивающих повышение энергетической и экологической эффективности энергоустановок и снижающих антропогенное воздействие на природную среду в процессе производства электроэнергии и использования водных ресурсов.

Целью работы является выработка предложений по повышению эффективности реализации проектов реконструкции и технического перевооружения при реализации программы комплексной модернизации ПАО «РусГидро».

В соответствии с поставленной целью в работе были поставлены и решены следующие основные задачи:

- провести анализ состояния энергетической отрасли и тенденций дальнейшего развития;
- провести анализ текущего состояния производственного комплекса гидроэнергетики;
- выявить и описать основные вопросы и проблемы возникающие при реализации инвестиционных проектов;
- провести анализ результатов реализации закупочных процедур по программе комплексной модернизации Филиалов ПАО «РусГидро» после внедрения проектного подхода к реализации инвестиционных замыслов;
- разработать предложения по повышению эффективности реализации инвестиционных проектов реализуемых в рамках программ комплексной модернизации, с использованием проектного подхода управления

1 Электроэнергетика России, современное состояние

1.1 Реформирование электроэнергетики

Гидроэнергетика России, как и в целом, электроэнергетическая отрасль была подвергнута реформированию. Цели и задачи реформирования электроэнергетики были определены Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001г. № 526 "О реформировании электроэнергетики Российской Федерации". В соответствии с этим документом определены следующие основные цели реформирования электроэнергетики России:

- повышение эффективности предприятий отрасли;
- создание условий для ее развития на основе стимулирования инвестиций;
- обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

Для достижения заявленных целей была поставлена задача преобразования существующего федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) в полноценный конкурентный оптовый рынок электроэнергии и формирования эффективных розничных рынков электроэнергии, обеспечивающих надежное энергоснабжение потребителей, а также создание конкурентных рынков мощности, системных услуг и рынка производных финансовых инструментов. Решение данной задачи должно было создать дополнительные конкурентные преимущества гидрогенерации относительно тепловой и атомной.

В процессе реформирования электроэнергетики изменилась, система государственного регулирования отрасли, а также структура отрасли: произошло разделение естественно-монопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций, и вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти

функции, были созданы структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности.

Таким образом, были созданы условия для развития конкурентного рынка электроэнергии, цены которого не регулируются государством, а формируются на основе спроса и предложения. Участники рынка, конкурируя между собой, снижают свои издержки.

30 июня 2008 года закончился один из ключевых этапов реформы электроэнергетики России завершением деятельности одной из крупнейших в мире монополий — РАО «ЕЭС России», структура приведена на рисунке 1.

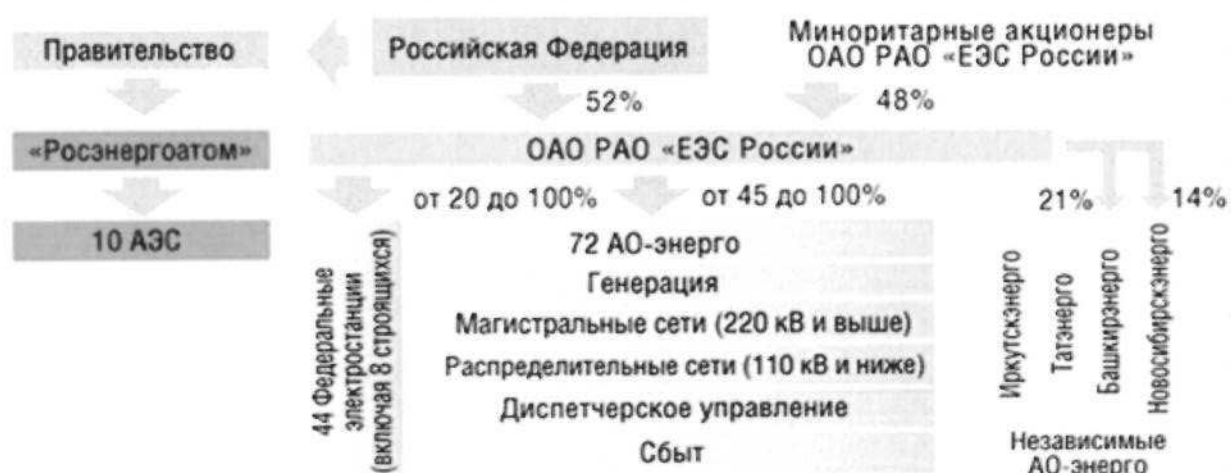


Рисунок 1 – Структура РАО «ЕЭС России»

На ее месте образовалось несколько десятков электроэнергетических компаний. С ликвидацией ОАО РАО «ЕЭС России» был ликвидирован корпоративный центр управления электроэнергетикой. Предполагалось, что функции координатора деятельности субъектов электроэнергетической отрасли возьмет на себя вновь созданное Министерство энергетики и корпоративный центр управления отраслью плавно переедет в руки созданной структуры.

Второй важнейшей задачей реформы электроэнергетики стало формирование системы оптового и розничного рынков электроэнергии. Ее основой является модель конкурентного оптового рынка электроэнергии, запущенная

1 сентября 2006 года, предполагающая его поэтапную-либерализацию, с тем, чтобы к 2011 году выйти на оптовую торговлю всем объемом электроэнергии по свободным ценам (за исключением объема поставляемого населению). Оптовый рынок дополняется работающим параллельно с ним балансирующим рынком, задачей которого является обеспечение в режиме реального времени баланса производства и потребления электроэнергии.

Помимо двух основных задач — структурной реформы и создания рынков в электроэнергетике — в ходе преобразований возникла необходимость приступить к решению третьей задачи — запуску инвестиционного процесса в отрасли.

Была разработана инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России» на 2008-2012 гг., которая ежегодно подвергалась корректировке. Инвестиционная программа холдинга РАО «ЕЭС России» — программа развития всей единой энергосистемы России. В ней были взаимоувязанные решения по развитию тепловой, атомной и гидрогенерации, магистрального и распределительного сетевого комплекса, диспетчерского управления.

Каждое из технологических звеньев электроэнергетики получило свои источники и для текущего функционирования, и для инвестиционного развития. Результатом стало формирование сбалансированной инвестиционной программы электроэнергетического комплекса.

Как уже было отмечено выше, одна из ключевых задач реформы - была создать конкурентную среду в электроэнергетике. Электроэнергетика на протяжении более чем 10 лет оставалась одной из наиболее монополизированных отраслей экономики России. Изменить положение была призвана реструктуризация отрасли, в ходе которой появились сравнимые по многим показателям, конкурирующие между собой компании.

Реформа стала возможной благодаря признанию государством того факта, что в сфере производства и купли-продажи электроэнергии возможно внедрение конкурентных отношений.

По завершении ряда этапов реструктуризации, к 2008 году были сформированы новые субъекты отрасли, 6 Оптовых Генерирующих Компаний (далее - ОГК) на базе ТЭС и одна ОГК на базе ГЭС (ПАО «РусГидро»). Новая структура отрасли изображена на рисунке 2.

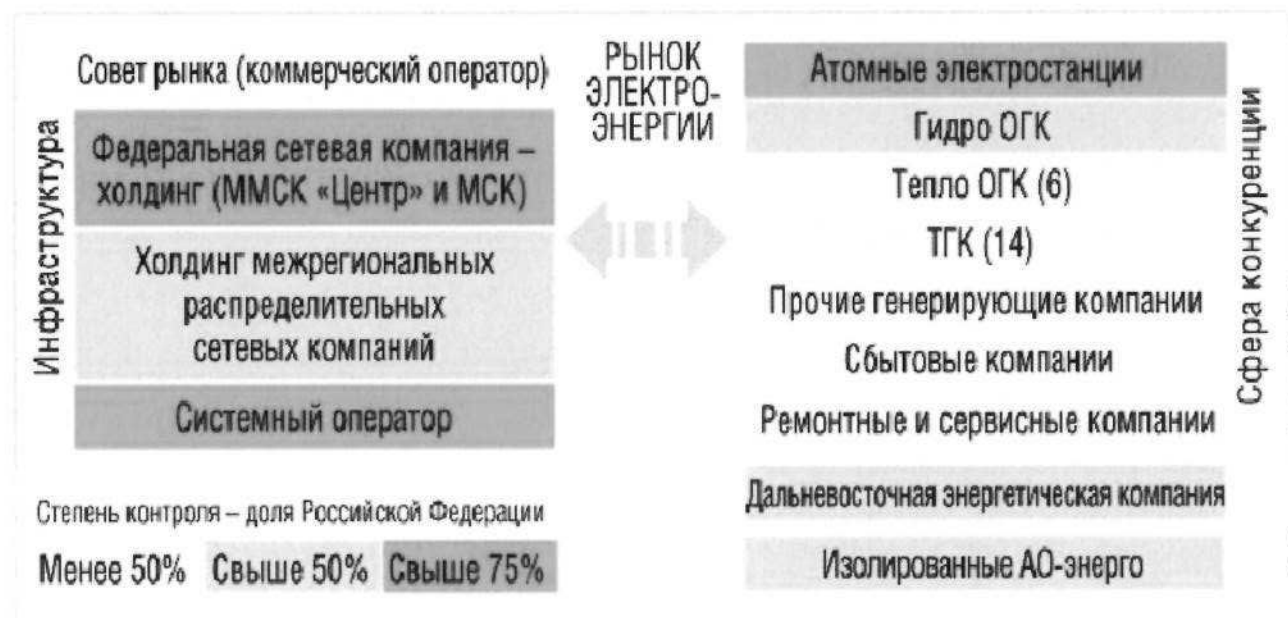


Рисунок-2. Структура ЕЭС России после реформирования РАО «ЕЭС»

При этом, результатом структурной перестройки электроэнергетики стала большая консолидация профильных видов деятельности и активов: если до реформы отрасль была построена по холдинговому принципу, то по завершении реструктуризации возникли крупные операционные компании, осуществляющие те или иные функции, и полностью контролируемые необходимые для этого ресурсы. В части гидростанций в ходе институциональных преобразований электроэнергетики была создана федеральная гидрогенерирующая компания ПАО «РусГидро» (далее - Общество), объединяющая более 50% всех ГЭС страны, установленной мощностью более 23 ГВт, с контрольным пакетом акций у государства. География компании представлена в приложении А. Ряд крупных ГЭС остались в виде структур, так или иначе подконтрольных «Русалу», остальные объекты вошли в состав территориально-генерирующих компаний.

1.2 Роль и значение гидроэнергетики, в условиях преобразования отрасли

В электроэнергетический комплекс Единой Энергетической Системы (далее ЕЭС) России входит около 700 электростанций мощностью свыше 5 МВт. На 1 января 2017 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 236 343,63 МВт.

Технологической основой электроэнергетики страны является Единая энергетическая система России. В составе ЕЭС России работают параллельно 67 энергосистем в зоне оперативного управления Объединенной Энергетической Системы (далее-ОЭС) Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга, Урала и Сибири. ОЭС Востока работает отдельно от ОЭС Сибири. Кроме того, на территории России действуют восемь изолированных энергосистем и энергорайонов на территории Сибири и Дальнего Востока.

Структура установленной мощности парка действующих электростанций по типам генерации на 01.01.2017 приведена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Структура установленной мощности электростанций России

По отдельным регионам России структура установленной мощности имеет существенные отличия. Так, доля атомных электростанций составляет в ОЭС Северо-Запада 28% и в ОЭС Центра - порядка 24%. В ОЭС Сибири около 50%

установленной мощности составляют Гидроэлектростанции (далее –ГЭС). Это создает специфические проблемы на региональном уровне.

Гидроэнергетика - одно из наиболее эффективных направлений электроэнергетики. Гидроресурсы - возобновляемый и наиболее экологичный источник энергии, использование которого позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива для будущих поколений. Кроме своего прямого назначения - производства электроэнергии - гидроэнергетика решает дополнительно ряд важнейших для общества и государства задач. Прямая выгода от них включает создание систем питьевого и промышленного водоснабжения, развитие судоходства, создание ирригационных систем в интересах сельского хозяйства, рыборазведение, регулирование стока рек позволяющее осуществлять борьбу с паводками и наводнениями, обеспечивая безопасность населения.

Общий валовой (теоретический) гидроэнергетический потенциал Российской Федерации определен в 2800 млрд. кВтч годовой выработки электроэнергии или 170 тыс. кВтч на 1 км² территории. Из него потенциал крупных и средних рек составляет 2400 млрд. кВтч или 83%.

Технически достижимый уровень использования гидроэнергоресурсов составляет около 70% от валового (теоретического) гидроэнергетического потенциала, то есть общий технический потенциал гидроэнергетики России составляет 1670 млрд. кВтч годовой выработки (без малых рек).

Экономический потенциал как приемлемая для практического использования (с учетом экономической целесообразности, условий хозяйственного освоения территорий и природоохранных факторов) часть гидроэнергоресурсов был оценен на основе обобщения многочисленных проектных материалов предыдущих лет и определен в размере 850 млрд. кВтч годовой выработки в целом по России (без малых рек) . При этом размещение экономических гидроресурсов по территории Российской Федерации (далее – РФ) резко неравномерно: порядка 80% этой суммы приходится на восточные районы страны (Сибирь, Дальний Восток) и только 20% на европейские регионы

страны. Из потенциала европейской части России 30% - это районы Поволжья, 40% - это районы Севера и Северного Кавказа.

В России достигнутая степень освоения экономических гидроресурсов составляет 20,5%. В настоящее время это один из самых низких уровней использования гидропотенциала не только среди развитых, но и среди развивающихся стран. При этом по районам европейской части страны он составляет около 50%, снижаясь в восточном регионе до 20% в Сибири и до 5% на Дальнем Востоке (схема освоенного гидропотенциала России приведена в – приложении Б).

Гидроэнергетика является инфраструктурой для деятельности и развития целого ряда важнейших отраслей экономики и страны в целом. Каждая введенная в эксплуатацию гидроэлектростанция становится точкой роста экономики региона своего расположения, вокруг нее возникают производства, развивается промышленность, создаются новые рабочие места.

По существу технологического процесса гидроэлектростанции являются экологически чистыми источниками электроэнергии - не выбрасывают в водную среду и в атмосферу загрязняющих веществ, не потребляют атмосферного кислорода.

По совокупности природных факторов гидроэнергетика имеет безусловные преимущества перед альтернативой - строительством тепловых электростанций (далее - ТЭС). Тепловая энергетика является крупнейшим загрязнителем окружающей среды, выбрасывающим около 50% вредных веществ в атмосферу (объемы выбросов вредных веществ с дымовыми газами ТЭС: твердые частицы (зола) - около 0,9 млн. т, окислы серы - 1,0-1,2 млн. т, окислы азота - 0,8-0,9 млн. т), более 25% загрязненных сточных вод и твердых отходов производства, до 70% общего объема парниковых газов, что тяжело отражается на экологической обстановке.

Гидроэнергетика является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90% резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций

именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости существенно увеличить объемы выработки в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки. Для тепловых станций этот показатель измеряется часами, а для атомных - целыми сутками. Само по себе создание ЕЭС России стало возможным именно благодаря вводу в эксплуатацию мощных ГЭС Волжско-Камского каскада в 50-ые годы прошлого столетия.

В прошлом в течение длительного времени, в условиях плановой экономики, развитие гидроэнергетики характеризовалось стабильно высокими темпами наращивания мощностей. В 60-е-70-е годы на ГЭС России вводилось по 7-8 млн. кВт за пятилетие, т.е. порядка 1,5 млн. кВт в среднем за год, что позволяло поддерживать удельный вес гидроэнергетики примерно на одном уровне и в целом обеспечивать выполнение гидроэлектростанциями возлагаемых на них общесистемных функций. Только в конце 80-х годов размеры вводов сократились и составляли уже менее 0,5 млн. кВт в среднегодовом исчислении.

Итоги развития гидроэнергетики страны за прошлые годы свидетельствуют о неocenимом вкладе в формирование и функционирование топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК) в большинстве регионов РФ. Крупные ГЭС, в первую очередь, Волжско-Камского каскада, явились основой создания структуры ЕЭС и ее опорными пунктами. Высокие маневренные качества гидросилового оборудования обеспечили использование ГЭС для покрытия переменных электрических нагрузок, регулирования параметров режима, обеспечения устойчивости и безаварийности работы энергосистемы. Гидроузлы многоцелевого назначения с водохранилищами большой емкости позволили осуществить реконструкцию воднотранспортной сети, улучшили условия водоснабжения крупных городов, промышленных предприятий и сельхозпроизводства, участвовали в борьбе с наводнениями. Созданная при строительстве ГЭС инфраструктура способствовала развитию важных отраслей экономики и регионов, градостроительству, улучшению условий жизни населения.

2 Анализ состояния производственного комплекса гидроэнергетической отрасли России

2.1 Современное состояние Гидроэнергетики

Сегодняшний гидроэнергетический комплекс России - порядка 80 гидроэлектростанций (кроме малых ГЭС) с более чем 400 гидроагрегатами общей установленной мощностью свыше 45 млн. кВт и среднемноголетней проектной выработкой 180 млрд. кВтч¹⁴.

Однако, несмотря на сохраняющуюся важную роль гидроэнергетики в топливно-энергетическом комплексе России, современное ее состояние нельзя назвать благополучным. Итоги последнего десятилетия свидетельствуют о нарастающей опасности утраты гидроэнергетикой ее стратегического значения на национальном уровне. Серьезной проблемой является состояние основных фондов гидроэнергетики. Действующий парк гидросилового оборудования в значительной мере выработал свой нормативный, ресурс.

Необходимым условием продолжения эксплуатации старого оборудования на ГЭС является своевременное и в полном объеме выполнение ремонтных и восстановительных работ. Однако в период после 1990 г. планируемые программы реконструкции в гидроэнергетике практически реализовывались лишь в небольшой степени. Выполненные за этот период работы составляли менее 25 % необходимого объема. В течение последних 15 лет ситуация с реконструкцией действующих ГЭС еще более усложнилась. Из-за отсутствия средств у энергопредприятий, на большинстве станций выполнялись только работы по частичной реконструкции с заменой наиболее изношенных узлов или расширенные капремонты.

Из-за хронического невыполнения работ по реконструкции оборудования значительное число ГЭС эксплуатируется во все более жестких условиях. Ухудшаются энергетические характеристики ГЭС, показатели эксплуатационной готовности и динамика аварийности, резко возрастает продолжительность и

стоимость ремонтного обслуживания. На станциях с наиболее изношенным оборудованием не обеспечивается безопасность эксплуатации объекта из-за угрозы в будущем выхода агрегатов из строя.

Таким образом, нарастающий процесс старения генерирующего оборудования гидроэлектростанций при отсутствии возможностей его своевременного восстановления или замены вводит гидроэнергетику в зону повышенного риска технологических аварий. При повышенном в последние годы внимании к проблемам надежности электроснабжения - это недопустимо.

В процессе развития система управления производственными активами в гидроэнергетике, как на уровне отрасли народного хозяйства, так и на уровне предприятия особое значение приобретает функции системы управления. Четкую качественную определенность получает блок целей и задач, реализация которых становится основной целевой функцией всех подсистем управления. Части целостной системы управления решают общую задачу повышения ее эффективности, устойчивости, надежности, безопасности. Функциональным назначением каждой подсистемы управления, структурных компонентов становится повышение качества целостной системы управления производственным комплексом, органической частью которой они сами являются.

Из-за деформированной ценовой конъюнктуры исказилась структура спроса на взаимозаменяемые энергоресурсы с чрезмерной ориентацией на газ и снижением конкурентоспособности угля. Как следствие возникла угроза энергетической безопасности страны из-за недостаточной диверсификации структуры топливно-энергетического баланса.

По мнению многих аналитиков, Россия, с ее богатыми разведанными и, тем более, прогнозными ресурсами топлива в обозримой перспективе будет, по-видимому, наращивать свое участие на мировых энергетических рынках как поставщик традиционных энергоресурсов, причем наиболее динамичным сегментом внешнего рынка будет экспорт природного газа. Считается, что для России; имеющей статус крупнейшего мирового экспортера энергоресурсов, внешний рынок топлива, по объему реализации будет соизмерим со внутренним.

Одним из кардинальных способов потеснить топливную энергетику в общем энергобалансе (наряду с атомной программой и мерами энергосбережения) является гидроэнергетическое строительство. При реализации государственной политики стимулирования гидроэнергетики может быть обеспечено замещение гидроэнергией не возобновляемых ископаемых энергоресурсов, чтобы сохранить их для будущих поколений. Ресурсная база для этого имеется.

Гидроэнергетика по совокупности общеизвестных преимуществ технического, эксплуатационного, экономического, социального характера представляет собой одно из важнейших звеньев Единой национальной энергосистемы России. Это подтверждается прошлым опытом развития энергетического комплекса нашей страны.

Общие данные последних десятилетий о масштабах и структуре парка электростанций России приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Установленная мощность электростанций (в млн. кВт)

	Установленная мощность			
	1980 г.	1990 г.	2000 г.	2016 г.
Всех электростанций	165,4	213,3	212,8	244,1
ТЭС	121,1	149,7	147,2	160,2
АЭС	9,2	20,2	21,3	27,9
ГЭС	35,1(21,2%)	43,4(20,3%)	44,3(20,8%)	48,1(19,7%)

Если в 70-е годы (период наиболее интенсивного развития гидроэнергетики) в среднем за год вводилось по 1,0-1,5 млн. кВт гидроэнергетических мощностей и в следующем десятилетии - немногим меньше, то после 1990 г. новое гидростроительство было практически прекращено и даже большая часть начатых ранее строек, со значительным заделом по строительным работам, законсервирована. В результате удельный вес ГЭС в энерго объединении оказался ниже 20%. Продолжение этой тенденции может привести к утрате

гидроэнергетическим сектором его - стратегической роли в энергетическом комплексе России.

В большинстве стран, располагающих пригодными для использования гидроресурсами, гидроэнергетика активно развивается. Разумное замещение энергии, вырабатываемой на перманентно дорожающем углеводородном топливе, считается одним из приоритетов энергетической политики.

Долгосрочный прогноз внутриотраслевой структуры генерирующих мощностей в целом по стране задан «Энергетической стратегией развития России на период до 2020 г.» (утвержденная редакция) и проработан в «Схеме развития ЕЭС и ОЭС России на период до 2020г.». Для базового (оптимистического) сценария развития отрасли будущая структура мощностей, позволяющая покрыть прирост электрических нагрузок и выбытие отработавших ресурс установок, определена как показано в таблице 2:

Таблица 2 - предполагаемая структура мощностей (в млн. кВт)

	Установленная мощность			
	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Всех электростанций	210,5	229,3	250,8	278,4
ТЭС	141,3	154,1	166,5	183,2
АЭС	23,3	26,4	31,9	40,2
ГЭС	45,9(21,8%)	48,8(21,3%)	52,2(20,8%)	55,0(19,8%)

Разработчиками энергетической стратегии декларируется, что предлагаемая программа обеспечит успешное функционирование энергетического рынка страны и отдельных ее регионов, и будет отвечать критериям экономичности и надежности электроснабжения потребителей. Однако, принятые объемы вводов гидроэнергетических мощностей (на уровне 0,5-0,7 млн. кВт в год) не обеспечат в долгосрочном плане решения даже задачи - минимум сохранения доли гидроэнергетики в перспективном электро балансе.

По мнению многих современных ученых в области гидроэнергетики наличие ресурсной базы, энергообъединения с удельным весом гидроэнергетики

30% и более являются наиболее устойчивыми в техническом и экономическом отношении.

При этом, темпы ввода новых мощностей в соответствии с программой развития гидроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года приводят к снижению доли гидрогенерации в ЕЭС России с 21% в 2010 году до 19,5% к 2020 году (рисунок 4).



Рисунок 4 - Динамика установленной мощности и доли ГЭС в ЕЭС России

Данный факт свидетельствует о том, что доля резервов регулировочных мощностей с течением времени снижается, что существенно образом влияет на снижение надежности и технологической безопасности ЕЭС России. Исходя из этого, необходим пересмотр существующей программы гидроэнергетического строительства на уровне Министерства энергетики. Кроме того, целесообразно внесение изменений в энергетическую стратегию России в части необходимости изменения доли производства электроэнергии на основе гидрогенерации. Снижение доли гидрогенерирующих объектов в ЕЭС России к 2020 году является проблемой, которая требует своего решения на государственном уровне.

2.2 Состояние основных производственных фондов

Действующий парк гидросилового оборудования в отрасли, составляющий более чем 400 гидроагрегатов на 80 гидроэлектростанциях (кроме малых ГЭС) общей установленной мощностью 45,0 млн.кВт, в значительной мере выработал свой нормативный ресурс.

На настоящий момент, 40-летнего рубежа эксплуатации достигло около 250 гидроагрегатов на 53 гидроэлектростанциях суммарной установленной мощностью 16,0 млн. кВт. К 2015 г. почти 70% имеющихся мощностей эксплуатировались более нормативного срока.

Практика эксплуатации гидросилового оборудования на ГЭС показала, что физический ресурс гидроагрегатов имеет индивидуальный характер и не может нормироваться по формальному временному фактору. Высокое качество и долговечность, отечественного гидрооборудования позволяют сохранять его в работе на ряде ГЭС в течение 50-60 лет, то есть до 1,5 нормативных сроков службы. При этом гидростанции выполняют функцию регулятора частоты и напряжения в ЕЭС, что создает дополнительные предпосылки для более «быстрого старения» оборудования за счет пиковых режимов эксплуатации, частой работы в нежелательных рабочих зонах и интенсивности работы в режимах «сброс - набор» нагрузки.

Необходимым условием продолжения эксплуатации старого оборудования на ГЭС является своевременное выполнение в полном объеме ремонтных и восстановительных работ. Из-за хронического невыполнения работ по реконструкции оборудования, значительное число ГЭС (Волжско-Камский каскад, ГЭС Северо-Запада и др.) эксплуатируется во все более жестких условиях. Ухудшаются энергетические характеристики ГЭС, показатели эксплуатационной готовности и динамика аварийности, резко возрастает продолжительность и стоимость ремонтного обслуживания. На станциях с наиболее изношенным оборудованием не обеспечивается безопасность эксплуатации объекта из-за угрозы в будущем лавинообразного выхода агрегатов из строя.

Таким образом, нарастающий процесс старения генерирующего оборудования гидроэлектростанций при отсутствии возможностей его своевременного восстановления или замены вводит гидроэнергетику в зону повышенного риска технологических аварий.

Проблема технического состояния технологического комплекса электроэнергетики, обусловлена ростом уровня физического износа технологического оборудования энергетической отрасли, обусловленного следующими факторами:

- ограниченностью собственных финансовых средств и низкой привлекательностью гидрогенерирующих объектов для стратегических инвесторов в рамках существующей в настоящее время модели регулирования тарифов на электроэнергию;

- неконкурентоспособностью по показателям эффективности и надежности объектов гидроэнергетики.

Кроме того на сегодняшний момент очевидны проблемы перегруженности западных и российских производителей оборудования для модернизации и строительства новых мощностей и нехватки квалифицированных отечественных специалистов. Результатом может стать срыв реализации инвестиционных программ и, как следствие, срыв реализации программы развития гидроэнергетики РФ на период до 2030 года и реконструкции действующего производственного комплекса, что в дальнейшем может привести к ухудшению технического состояния. Эти проблемы должны решаться путем привлечения зарубежных производителей оборудования, снижением таможенных пошлин и административных барьеров для развития производства этого оборудования, на территории нашей страны, скорейшим внедрением новых технологий и материалов, разработкой комплексных программ по подготовке квалифицированных российских кадров для гидроэнергетической отрасли.

Учитывая глобальную инфраструктурную роль, гидроэнергетических объектов в создании условий надежного и безаварийного функционирования единой энергосистемы страны, необходим качественно новый подход к

решению проблемы обслуживанию производственных активов и к вопросу построения системы управления производственным комплексом гидроэнергетической отрасли.

В последние годы обозначились серьезные проблемы, требующие безотлагательного их решения. Это, прежде всего, прогрессирующий процесс старения оборудования. Неудовлетворительное состояние оборудования из-за его физического износа и морального износа может стать серьезным препятствием для полноценного выполнения гидроэлектростанциями общесистемных режимных и регулирующих функций (регулирования частоты, напряжения и перетоков мощности). Кроме того, оно ухудшает их эксплуатационные и экономические показатели, несет в себе риски нестабильного функционирования объектов, наступления неблагоприятных экологических последствий, а также неиспользования возможностей, появляющихся в процессе преобразований электроэнергетической отрасли. При этом существенным является риск аварий с недовыработкой электроэнергии и тяжелыми экологическими и социальными последствиями.

По результатам проведения обследований специализированными организациями технического состояния производственного комплекса гидроэнергетической отрасли, можно сделать вывод о том, что в настоящее время около 65 % основного оборудования объектов отрасли отработало свой срок службы. За период с 2009 г. по 2020 г. доля мощности, отработавшей срок службы, при принятии необходимых мер по техническому перевооружению и реконструкции может увеличиться до 90 %,.. Дальнейшая эксплуатация такого оборудования приведет к снижению энергетических характеристик ГЭС, снижению показателей эксплуатационной готовности, увеличению числа отказов, удорожанию ремонтного обслуживания.

По мнению многих современных ученых в области гидроэнергетики, главной причиной такого положения дел явился недостаток финансирования производственных программ гидроэнергетических объектов, а также неэффективное управление ими. В прошлые годы Минэнерго СССР с

привлечением института «Гидропроект» разрабатывало долгосрочные комплексные программы реконструкции ГЭС. Под эти программы выполнялись проектные проработки, предусматривавшие комплексную реконструкцию ГЭС или реконструкцию с заменой большей части гидросилового, вспомогательного и прочего оборудования.

Проектные работы (на стадии ТЭО, ТЭР или технического проекта) были выполнены по более чем двадцати действующим ГЭС с более чем 200 единицами оборудования общей мощностью около 20 ГВт (45% от суммарной мощности ГЭС).

Общие масштабы планировавшихся в 80-е годы мероприятий по реконструкции парка действующих ГЭС: ежегодная замена порядка 20 единиц гидросилового оборудования, необходимый объем капитальных вложений за десятилетие - свыше 1 млрд. руб. в ценах тех лет.

Планировавшаяся в прежние годы для большого числа объектов комплексная реконструкция с полной заменой оборудования, переустройством инженерных систем и коммуникаций, части зданий и сооружений и так далее, даже при наличии проектной документации, практически ни на одной ГЭС не была полностью выполнена. Программы реконструкции прошлых лет практически остались не реализованными. Полная замена гидросилового оборудования была выполнена только на Нижнетуломской, и каскаде Кубанских ГЭС, на других объектах проводилась только частичная реконструкция турбин и генераторов (Волжские, Воткинская и другие ГЭС) или модернизация генераторного оборудования. Проведенные работы составляют лишь небольшую часть запланированного объема мероприятий.[12]

Полная замена гидротурбинного оборудования проводилась на крайне ограниченном количестве гидроагрегатов, чего явно было недостаточно для сохранения работоспособности действующих ГЭС.

Реконструкция средств систем управления ГЭС с заменой устаревшей и не отвечающей современным требованиям аппаратуры в прошлом выполнялась в ограниченных объемах. На некоторых станциях одновременно с реконструкцией

генераторов производилась замена оборудования защит и систем автоматического управления агрегатов, а также формирование автоматизированных систем управления технологическим процессом агрегатного уровня. Модернизация средств и систем управления общестанционного уровня на большинстве ГЭС еще не выполнена. В целом, текущее состояние автоматизированных систем диспетчерского и технологического управления на объектах гидроэнергетики характеризуется, как не соответствующее требованиям конкурентного рынка. Низкий уровень автоматизации основных технологических процессов в будущем может оказывать существенное влияние на эффективность присутствия ГЭС на энергорынках.

Тяжелое состояние гидромеханического оборудования (затворы, сороудерживающие решетки, крановое оборудование и другие подъемные механизмы, трубопроводы и оборудование вспомогательных систем) при наличии изношенного гидросилового оборудования и его высокой аварийности может привести к катастрофическим последствиям при пропуске паводковых вод. Основными проблемами гидромеханического оборудования являются: неудовлетворительное состояние антикоррозийной защиты металлоконструкций и механизмов; повреждение закладных пазовых конструкций и опорно-ходовых частей затворов, износ электрооборудования и систем управления подъемных механизмов.

Общее состояние электрооборудования (силовые трансформаторы, выключатели, разъединители, разрядники, измерительные трансформаторы, реакторы, силовые и контрольные кабели, системы автоматического управления, защиты и контроля, электрооборудование вспомогательных инженерных систем) на большинстве действующих ГЭС, с учетом проводившихся в прошлые годы работ по его ремонту, замене и модернизации, с точки зрения возможности длительной эксплуатации ГЭС оценивается, в целом, как удовлетворительное, однако значительная часть парка электрооборудования отрасли морально устарела и требует замены.

Основной проблемой, определяющей состояние электрооборудования, является неспособность в ближайшем будущем осуществлять пропуск мощности в максимальном режиме, в виду замены гидротурбинного оборудования на ряде станций на модернизированное с увеличенной мощностью. Кроме того, негативным фактом является выявленная последними обследованиями трансформаторов тенденция увеличения частичных разрядов. Наибольшее число отказов связано с состоянием обмоток и изоляции (из-за увлажнения, загрязнения, износа), а также высоковольтных вводов (пробой изоляции и др.). За прошедшие годы выполнялись большие объемы работ по замене высоковольтных вводов главных силовых трансформаторов ГЭС (в том числе негерметичного исполнения - на герметичные).

В недостаточных объемах выполнялись работы по замене устаревших выключателей генераторного напряжения.

Коммутационная аппаратура распределительных устройств высокого напряжения на ряде ГЭС требует замены. Одна из проблем - состояние опорной изоляции, рост дефектов которой носит лавинообразный характер и требует ежегодно больших объемов восстановительных работ. Большинство типов оборудования также сняты с производства и в связи с этим возникает основная проблема в приобретении запчастей. Из-за недостатка средств задерживается замена функционирующих выключателей на элегазовые и тем более - реконструкция распределительных устройств классами напряжения 110-500 кВ для ГЭС в районах с особо сложными условиями эксплуатации.

Следующим ключевым аспектом анализа состояния отрасли является анализ состояния гидротехнических сооружений. Основные проблемы на отдельных ГЭС состоят в необходимости проведения обследования и комплексных инструментальных испытаний.

Затворы и крановое оборудование на многих ГЭС выработали свой ресурс, морально и физически устарели и требуют замены. Длительная эксплуатация гидроузлов в суровых зимних условиях вызвала термическую эрозию бетона в зонах переменного уровня, в зонах фильтрации воды через

уплотнения затворов и на водосливных гранях плотин, в отдельных случаях - с обнажением арматуры на большом протяжении.

Земляные плотины - Волховской ГЭС, Камской ГЭС имеют коэффициенты запаса устойчивости низовых откосов ниже нормативных из-за превышения положения депрессионной поверхности и увеличения динамических нагрузок от транспорта и сейсмичности. Увеличение нагрузок от транспорта следует учитывать при расчетах устойчивости всех сооружений, по которым идут транспортные потоки из-за повышения грузоподъемности машин и увеличения интенсивности движения.

Контрольно-измерительная аппаратура (далее КИА), установленная в процессе возведения сооружений для наблюдения и контроля за безопасностью сооружений, устарела физически и морально; по мере выхода из строя КИА частично заменялась (в основном пьезометры и поверхностные марки). При разработке проектов восстановления КИА для наблюдения и контроля за безопасностью сооружений необходимо максимально использовать возможности информационно-диагностических компьютерных систем.

Представленные гидроэлектростанции проработали от 30-40 до 70 лет. Однако, несмотря на длительный срок эксплуатации, эти гидроэлектростанции и сейчас являются энергетическими объектами с высокой степенью эксплуатационной готовности, практически все гидротехнические сооружения этих станций находятся в работоспособном состоянии.

Анализ сложившейся ситуации показывает, что одной из главных угроз для функционирования гидроэнергетической отрасли в долгосрочной перспективе является неудовлетворительное состояние действующих производственных активов. Риски снижения надежности и возможные-последствия для действующего бизнеса обосновывают целесообразность неотложных действий по изменению ситуации.

Обеспечение необходимого для устойчивой работы ГЭС и достижения стратегических целей уровня надежности потребует в ближайшие 15 лет реализации программ комплексного обновления основных фондов отрасли.

Эксперты в области электроэнергетики прогнозируют ежегодный рост энергопотребления в России в ближайшие 20 лет на уровне 2,2-3,1%. Этот фактор в совокупности с высоким износом оборудования отрасли обуславливает необходимость существенной модернизации энергетики России.

В 2008 году для обеспечения растущей потребности в электроэнергии Правительство РФ утвердило Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики, согласно которой до 2030 года планировалось ввести в эксплуатацию в общей сложности 186 ГВт мощности.

Планируется увеличить мощность АЭС на 27 ГВт к 2030 году, мощность ГЭС - на 11,8 ГВт, мощность ТЭС - на 62 ГВт. Общий ввод (с учетом всех видов генерации) мощностей к 2030 году составит 186 ГВт, а вывод - 67,7 ГВт.

В связи с этим по генеральной схеме к 2020 году доля объектов гидроэнергетики в структуре установленной мощности установится на уровне 20%. Для этого потребуется провести плановую модернизацию существующих мощностей и построить новые ГЭС.

В соответствии с энергетической стратегией России предусмотрены следующие программные мероприятия, направленные на модернизацию гидроэнергетики страны :

- а) Построение системы управления безопасности и надежности ГЭС с единым Ситуационным (Аналитическим) центром;
- б) Проведение реинжиниринга бизнес-процессов производственных подразделений энергокомпаний, отвечающих за надежность и безопасность гидроэнергетических объектов;
- в) Создание постоянно действующих экспертных комиссий по безопасности крупных высоконапорных ГЭС;
- г) Консолидация проектного и научно-исследовательского комплекса отрасли;

- д) Осуществление комплекса мер по повышению качества проектирования, включая внедрение новых технологий проектирования;
- е) Разработка отраслевой программы НИКОР, направленной на повышение безопасности ГЭС;
- ж) Создание единых ремонтно-сервисных служб в крупных энергокомпаниях;
- з) Разработка и реализация программы кадрового обеспечения отрасли.

Энергетической стратегией России также предусмотрены основные направления технологических мероприятий, направленные на модернизацию гидроэнергетики страны:

- Модернизация основного гидросилового оборудования ГЭС;

Здесь важная роль отводится участию российских предприятий — изготовителей оборудования. Кроме того, важна роль проектных организаций, которые должны закладывать в проекты модернизации и нового строительства самые современные требования по характеристикам оборудования.

- Внедрение систем АСУТП на всех гидроэлектростанциях;

В настоящее время полные системы АСУТП имеются только на единичных ГЭС.

- Создание и внедрение современных систем диагностики и мониторинга гидротехнических сооружений и оборудования;

- Моделирование нештатных ситуаций на крупных ГЭС и проведение комплекса технологических мероприятий по их предотвращению. Построение системы управления безопасностью и надежностью.

Реализация комплекса намеченных программных мероприятий с учетом уроков, извлеченных из трагедии произошедшей на Саяно-Шушенской ГЭС, позволит восстановить статус гидроэнергетики как наиболее безопасного и надежного источника электроэнергии в Единой Энергетической Системе (далее ЕЭС) и придать необходимый импульс развития возобновляемой энергетике России.

2.3 Модернизация Российской гидроэнергетики

В 1990-е годы российской энергетике было не до масштабных работ по реконструкции, хотя единичные проекты каким-то чудом удавалось реализовывать даже тогда (в частности, в 1993-1996 годах поменяли три гидроагрегата на той же Волховской ГЭС). В 2000-х годах еще работавшее тогда РАО «ЕЭС России» вкладывало основные средства в завершение советских долгостроев и было занято реформированием. Стоит отметить, что РАО «ЕЭС России» была разработана масштабная программа модернизации оборудования ГЭС, которая перешла по наследству к образовавшимся после реформирования РАО «ЕЭС России» компаниям. Но реализовать ее в полном объеме тоже не удалось. В результате к началу 2010-х многие ГЭС отработали уже более полувека лет, а потому дальнейшее откладывание модернизации стало чревато существенными рисками для надежной и безопасной работы станций. Но масштабы и сложность стоявшей задачи были колоссальными для вновь образовавшихся компаний, при этом одновременно – к 2010 году за 30-летний порог перешагнули около 70 ГЭС суммарной мощностью порядка 29 ГВт. Заменить в короткие сроки столь значительные объемы оборудования не представляется возможным. Во-первых, к этому не была готова промышленность – так, в России осталось лишь одно предприятие, способное производить крупные гидротурбины, Ленинградский металлический завод (входит в концерн «Силовые машины»). Во-вторых, естественные ограничения накладывали финансовые возможности энергокомпаний. В результате каждая из них стала искать свои подходы к решению этой задачи.

В ПАО «РусГидро» к решению вопроса модернизации оборудования действующих ГЭС подошли наиболее масштабно. В 2011 году была принята программа комплексной модернизации (далее - ПКМ), охватывающая все станции компании. К 2025 году, согласно ПКМ, планируется заменить 154 турбины, что составляет 55% от общего парка турбин компании; 119 генераторов (42% от общего парка генераторов); 176 трансформаторов (61%), а

также большое количество электротехнического и вспомогательного оборудования.

Это позволило бы переломить тенденцию старения основного генерирующего оборудования путем обновления генерирующих мощностей, снизить эксплуатационные затраты за счет уменьшения объемов ремонтов и последующей автоматизации процессов. Реализация Программы позволит увеличить установленную мощность электростанций компании на 779 МВт, планируемый прирост выработки составит 1375,6 млн кВтч в год. Замена устаревшего оборудования является важнейшим фактором повышения надежности и безопасности электростанций Общества. Самый значительный объем работ в рамках ПКМ ведется на станциях Волжско-Камского каскада, что вполне логично – большинство станций каскада уже перешло 50-летний рубеж. Кроме того, значительная мощность станций повышает экономическую обоснованность эффективности модернизации. К настоящему времени масштабные работы по модернизации ведутся на всех станциях каскада:

Угличская ГЭС. Еще до принятия ПКМ были заменены силовые трансформаторы и один из двух гидроагрегатов, реконструировано распределительное устройство. Ведется замена затворов и сороудерживающих решеток.

Рыбинская ГЭС. В 2013 году заменен один из гидроагрегатов, еще три машины будут заменены в 2017-2019 годах.

Нижегородская ГЭС. К замене гидроагрегатов на этой станции приступили в последнюю очередь, в 2017 году был объявлен конкурс на замену первой машины.

Чебоксарская ГЭС. Это самая молодая станция каскада, и на ней турбины было решено не менять, а модернизировать в заводских условиях с заменой механизма разворота лопастей. К настоящему времени эти работы выполнены на 11 из 18 машин.

Жигулевская ГЭС. Здесь было решено заменить все 20 гидротурбин. Эта работа будет полностью завершена в 2018 году.

Саратовская ГЭС. Здесь реализуется самый масштабный проект в рамках ПКМ, согласно которому будут заменены все 24 гидроагрегата станции, при этом поставщиком 22 гидротурбин выбрана фирма VoithHydro. При этом часть турбин будет собрана на новом заводе в Саратовской области.

Волжская ГЭС. На самой крупной станции каскада меняют и турбины, и гидрогенераторы. Всего в настоящее время на станции заменено 15 гидротурбин и семи генераторов из 22-х.

Камская ГЭС. На этой станции в 2015 году полностью завершена замена гидротурбин и реконструкция генераторов.

Воткинская ГЭС. Заменено распределительное устройство 500 кВ, заключен контракт на замену всех гидроагрегатов (первый из них будет введен в работу в 2017 году).

Из работ по ПКМ на других станциях стоит отметить замену гидротурбин на Новосибирской и Миатлинской ГЭС, реконструкцию распределительных устройств на Зейской, Майнской, Зеленчукской ГЭС и станциях каскада Кубанских ГЭС, строительство нового водосброса на Егорлыкской ГЭС. Замена основного оборудования на более производительное сопровождается увеличением мощности станций и выработки электроэнергии. В целом в результате ПКМ мощность станций должна вырасти на 779 МВт, увеличится и выработка электроэнергии. Поэтому программа модернизации ГЭС «РусГидро» по своим масштабам не имеет аналогов в российской электроэнергетике. Ее реализация помимо заявленных эффектов для самой компании дала существенные позитивные эффекты для смежных отраслей. Так, она обеспечила полную загрузку гидротурбинного производства «Силовых машин» на протяжении нескольких лет, позволила научным и проектным институтам в области гидроэнергетики в условиях сокращения программ строительства новых ГЭС сохранить сотрудников и компетенции. Обратной стороной масштабности программы стала ее значительная стоимость. Ежегодный объем инвестиций на ее реализацию до 2016 года включительно составлял порядка 30 млрд рублей ежегодно. Общая

экономическая ситуация в стране и необходимость реализации масштабных проектов на Дальнем Востоке привела к необходимости оптимизации графика реализации ПКМ со сдвижкой части работ вправо. В частности, это касается модернизации небольших станций на Северном Кавказе, затраты на которые в расчете на единицу мощности существенно выше, чем на крупных волжских ГЭС.

Вторая по установленной мощности гидроэнергетическая компания России, «ЕвроСибЭнерго» (входит в En+), также реализует крупную программу модернизации своих ГЭС. Она получила название «Новая энергия». Помимо очевидной задачи повышения надежности и увеличения выработки электроэнергии, важным аспектом для «ЕвроСибЭнерго» является экологическая ответственность, снижение количества выбросов парниковых газов (компания эксплуатирует и тепловые станции, выработка которых замещается увеличением выработки ГЭС).

К настоящему времени «ЕвроСибЭнерго» заменило 10 рабочих колес турбин Братской ГЭС и три – Усть-Илимской ГЭС, приступило к замене рабочих колес Красноярской ГЭС. Обновлены распределительные устройства станций, трансформаторы и другое электротехническое оборудование. За счет модернизации станции компании к концу следующего года смогут увеличить ежегодную выработку примерно на 1,5 млрд кВтч, пропуская через турбины тот же объем воды.

На следующем этапе компания планирует замену гидроагрегатов Иркутской ГЭС с увеличением их мощности. По результатам замены рабочих колес на Братской ГЭС «ЕвроСибЭнерго» получило эффект дополнительного роста выработки за счет коэффициента полезного действия и повышения эффективности работы гидроагрегатов. Это почти 300 миллионов кВт·часов дополнительной выработки. При этом следует отметить, что увеличение выработки на ГЭС – это автоматическое замещение производства более дорогих тепловых электрических станций. Это тоже элемент снижения

себестоимости и вклад в снижение выбросов от сжигания минерального топлива.

По Усть-Илимской ГЭС, прирост только за счет замены двух колес составил порядка 30 млн кВтч дополнительной выработки.

Первый шаг к будущей реконструкции Иркутской ГЭС, первой и самой возрастной в Ангарском каскаде, уже сделан, проведено комплексное обследование, выполнена довольно глубокая аналитика, проведены предварительные переговоры с разными поставщиками, машиностроителями.

Важным аспектом для «ЕвроСибЭнерго» в программе «Новая энергия» является экологическая ответственность, снижение количества выбросов парниковых газов (компания эксплуатирует и тепловые станции, выработка которых замещается увеличением выработки ГЭС).

Значительное количество гидроэлектростанций, расположенных на Северо-Западе России, эксплуатирует ТГК-1. Большинство этих станций – малой и средней мощности, что в целом снижает экономическую эффективность модернизации. За прошедшее десятилетия компания полностью модернизировала Лесогорскую и Светогорскую ГЭС в Ленинградской области (входят в каскад Вуоксинских ГЭС), заменила два гидроагрегата на Иовской ГЭС (из каскада Нивских ГЭС в Мурманской области) и одни – на Волховской ГЭС (из каскада Ладожских ГЭС в Ленинградской области), а также приступила к комплексной модернизации Верхне-Тулумской ГЭС (в Мурманской области).

Оставшиеся гидроэлектростанции России рассредоточены по более мелким компаниям, некоторые из них находятся и в государственной собственности. Ситуация с их модернизацией очень неоднородна – если «Мосводоканал» планомерно модернизирует свои малые ГЭС, то серьезных работ по гидроэлектростанциям, принадлежащим Минтрансу, по имеющейся информации не ведется и в ближайшем будущем не планируется. Также ничего не слышно о модернизации Нижнекамской ГЭС, которая входит в структуру

бывшего «Татэнерго» - «Генерирующую компанию», принадлежащую правительству Татарстана.

При этом реализация программ модернизации ГЭС России выявила ряд проблем, которые еще ждут своего решения. Наиболее остро стоит вопрос об окупаемости модернизации небольших станций (мощностью менее 100 МВт). Эффект масштаба здесь выражен очень сильно – удельные затраты на единицу мощности и выработки электроэнергии на малых станциях существенно превышают таковые для крупных ГЭС. Это приводит к экономической непривлекательности модернизации некрупных ГЭС, постоянной сдвигке наиболее затратных работ на потом. Следствием этого, в свою очередь, является прогрессирующее устаревание все новых элементов их оборудования и сооружений, а соответственно – и увеличение стоимости реконструкции. В результате в России уже сейчас есть ряд ГЭС, работающих без замены основного оборудования более 60-70 лет. И с каждым годом их количество увеличивается. Необходимо стимулировать модернизацию небольших ГЭС, возможно введением некоего аналога программы договоров поставки мощности (далее –ДПМ).

Вторая проблема: отечественная промышленность оказалась, не готова к столь масштабной модернизации гидроэнергетики. Даже в наиболее благополучном секторе крупных и средних гидротурбин высокая загруженность основного российского производителя – концерна «Силовые машины» – привела к размещению некоторых заказов за рубежом. В секторе гидротурбин малой мощности ситуация намного печальнее – основной производитель этого оборудования в СССР, «Уралгидромаш», фактически ушел с рынка, «Силовые машины» сконцентрированы на крупных турбинах. Основные надежды связаны с сызранским «Тяжмашем», постепенно осваивающим это направление.

Особенно сложная ситуация складывается с производством оборудования для современных комплектных распределительных устройств

(далее - КРУЭ), которые в России производятся в небольших объемах и не под все классы напряжения.

В условиях сокращения гидроэнергетического строительства, отсутствия в близкой перспективе планов по строительству новых крупных ГЭС модернизация действующих станций становится основным направлением развития и модернизации российской гидроэнергетики. Благодаря усилиям компаний лидеров гидроэнергетической отрасли страны тенденцию прогрессирующего старения оборудования ГЭС уже удалось переломить, что делает российские гидроэлектростанции более надежными, экологичными и экономически эффективными.[15]

3 Реализация проектов реконструкции и технического перевооружения в условиях эксплуатируемых гидроэлектростанций на примере Филиалов ПАО «РусГидро»

3.1 Формирование производственных программ

Долгосрочная программа технического перевооружения и реконструкции в гидроэнергетике, должна быть неразрывно связана с долгосрочным прогнозом развития гидроэнергетики и направлена на достижение стратегических целей. Данная программа может являться механизмом реализации энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2020 года и с перспективой до 2030 года в части решения задач создания условий надежной и безаварийной работы.

Основой ее формирования, является сохранение и развитие производственно-экономического потенциала действующих ГЭС как объектов, осуществляющих общесистемные функции, а также составной части коммерчески эффективного субъекта рынка электроэнергии.

Программа должна быть связана с необходимостью поддержания надежности всего технологического комплекса предприятий в долгосрочной перспективе и базироваться на принципах экономической, эффективности и целесообразности. При ее подготовке необходимо учитывать совокупность внешних возможностей и угроз, оказывающих влияние на деятельность отрасли, в том числе прогнозы энергопотребления, вводы мощностей в регионе функционирования, прогнозы состояния рынков электроэнергии, а также состояние производственной базы поставщиков оборудования.

Программу необходимо разрабатывать с учётом фактического состояния оборудования, зданий и сооружений, а также требований действующих нормативно-технической документации. В ней следует четко определять объемы технического перевооружения и текущих производственных издержек (ремонта, научно-исследовательских работ, технического обслуживания) всего

комплекса основного гидросилового, электротехнического, гидромеханического оборудования, зданий и сооружений, а так же систем управления производственным оборудованием ГЭС. Темпы реализации программы нужно определять с учетом технических возможностей выполнения работ в максимально короткие сроки, исходя из имеющихся ремонтных площадей, грузоподъемных механизмов, ресурсов подрядных организаций, эксплуатационных, режимных условий и других ограничений.

В настоящий момент в ПАО «РусГидро» формирование производственных программ осуществляется с использованием информационной системы «Модуль сводного планирования». Проект стартовал еще в 2012 году и начался с автоматизации базового процесса планирования производственных программ. За это время система существенно модернизировалась и расширила возможности автоматизации управления и контроля производственных программ.

Ключевой объект системы «Модуль сводного планирования» (далее - МСП) – производственные программы (далее - ПП). Они являются основой для формирования бюджета, бизнес-плана и инвестиционной программы компании и представляют собой совокупность всех мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции основных фондов, по ремонту, научно-исследовательским работам и техническому обслуживанию, реализуемых (планируемых к реализации) в плановом периоде.

Система позволяет параллельно формировать долгосрочные и среднесрочные производственные программы, создавать и корректировать проект годовой программы закупок. Кроме того, «Модуль сводного планирования» предусматривает подготовку отчетов для Министерства энергетики и других надзорных органов в соответствии с законодательными требованиями и позволяет дорабатывать формы отчета в случае изменения требований.

В целом МСП обеспечивает прозрачность всех изменений, производимых с ПП, позволяет проводить плановые и внеплановые уточнения, информировать

пользователей о ключевых событиях в системе и оперативно реагировать на изменения. Система автоматизирует обмен данными (проектами, контрагентами, договорами, проектами лотов, мероприятиями) с другими информационными системами «РусГидро».

В настоящий момент проект производственной программы технического перевооружения и реконструкции разрабатывается как совокупность заявок технических служб на приобретение и монтаж основного и вспомогательного оборудования, при этом не осуществляется анализ какой эффект может быть достигнут в комплексе от применения приобретаемого оборудования с учетом уже эксплуатируемого оборудования и технологий.

3.2 Реализация производственных программ технического перевооружения и реконструкции Филиалов ПАО «РусГидро», на примере Зейской, Новосибирской и Майнской ГЭС.

3.2.1 Программы комплексной модернизации реализуемые на Филиалах на примере Зейской, Новосибирской и Майнской ГЭС

В качестве примера рассмотрим реализацию программ технического перевооружения и реконструкции на трех Филиалах Общества.

Филиал ПАО «РусГидро» — «Зейская ГЭС» является одним из крупнейших производителей электрической энергии на Дальнем Востоке.

Гидроэлектростанция расположена в Амурской области, в городе Зее, в 560 километрах от областного центра - города Благовещенска.

Зейский комплексный гидроузел предназначен для энергоснабжения регионов Дальнего Востока Российской Федерации, создания надежного электроснабжения в регионе и обеспечения покрытия неравномерной части графика электрических нагрузок ОЭС Востока, предотвращения и снижения катастрофических наводнений в районе р. Зеи и среднем течении р. Амур.

При проектировании ГЭС был принят ряд передовых технических решений. В первую очередь к ним следует отнести строительство массивно-контрфорсной бетонной плотины, установку диагональных поворотно-лопастных турбин, способных работать без снижения коэффициента полезной мощности (далее – КПД) в большом диапазоне напоров; применение электроторможения для повышения динамической устойчивости и многое другое.

Строительство Зейской ГЭС было начато в 1964 году. Пуск первого агрегата был осуществлен в 1975 году, а в 1980 году, когда был пущен последний, шестой гидроагрегат, электростанция вышла на проектную мощность. Разрез по стационарной части плотины приведен в Приложении В.

Основные показатели и характеристики гидроузла:

- количество гидроагрегатов — 6;
- установленная мощность 1330 МВт;
- среднегодовая проектная выработка электроэнергии 4,91 млрд кВт•ч;
- среднемноголетний сток 24,7 км³;
- средний расход 777 м³/с;
- отметка форсированного подпорного уровня (далее - ФПУ) 322,1 м;
- отметка нормального подпорного уровня (далее - НПУ) 315 м;
- уровень мертвого объема (далее - УМО) 299 м;
- максимальный расход, пропускаемый через гидроузел в расчетные паводки с учетом ограничений по расходам в нижний бьеф с вероятностью превышения 1% - 3500 м³/с и с вероятностью превышения 0,01% - 10800 м³/с;
- тип плотины - бетонная массивно-контрфорсная;
- отметка гребня плотины 323 м;
- максимальная высота плотины 115 м;
- максимальный напор 98,3 м;
- длина плотины по гребню 714,2 м, в том числе длина левобережной глухой части 150 м, стационарной части 144 м, водосбросной части 180 м и правобережной глухой части 240,2 м;

- отметка порога эксплуатационного поверхностного водосброса 309 м;
- количество секций эксплуатационного водосброса - 8 секций с водосливными пролетами шириной по 12 м.

Программа комплексной модернизации филиала ПАО «РусГидро»-«Зейская ГЭС» рассчитана до 2025 года. В результате ее реализации будет проведена замена основного и вспомогательного оборудования, системы собственных нужд станции, реконструкция зданий и сооружений. Для обновления гидроэлектростанции к 2025 году планируется направить более 14 миллиардов рублей.

Текущие крупные проекты модернизации Зейской ГЭС:

- Проект технического перевооружения оборудования ОРУ 220/500кВт. Данный проект переходит в основную стадию, разработана проектная и рабочая документация, реализуется второй этап. Введены в работу две новые высоковольтные линии (Л-203 и Л-502), проведены работы по техническому перевооружению ячеек №№ 6, 8, 10, 12 ОРУ-220, работы по замене оборудования ячейки № 3 ОРУ-500, устанавливается новое оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы тока, оборудование релейной защиты и системы автоматического управления) производства компании Сименс, ЭКРА, АВВ.

- Разработка проекта комплексной модернизации Зейской ГЭС. Реализация проекта позволит ГЭС выйти на новый технический уровень, обеспечить дальнейшее надёжное производство электроэнергии на многие десятилетия вперёд. Генеральным проектировщиком является АО «Ленгидропроект». Основным мероприятием, подлежащим исполнению в рамках ПКМ, будет замена генерирующего оборудования ГЭС: гидротурбины и генератора.

Реализация ПКМ в 2017 году:

- а) Продолжаются работы по техперевооружению ОРУ 220/500;
- б) Продолжаются работы по реконструкции гидроизоляции кабельных тоннелей ОРУ 220;

с) Ведутся работы по реконструкции системы автоматического управления гидроагрегатами;

д) Начата работа (разрабатывается документация) по техперевооружению систем возбуждения гидрогенератора;

е) Запланировано заключение договоров на реконструкцию локальной системы оповещения и реконструкцию АИИСКУЭ.

Реализация ПКМ в 2016 году:

а) Завершены работы по техперевооружению ячеек №8,10,12 ОРУ-220 кВ и оборудования высоковольтной линии 500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская №1»;

б) Закончено восстановление оснований отдельной стенки и правобережных подпорных стенок №№ 2, 3;

с) Закончены работы по созданию системы удаленного мониторинга оборудования связи;

2015 год:

– Разработка проекта комплексной реконструкции;

– Получено положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» по «разработке проектной документации комплексного проекта реконструкции Зейской ГЭС».

2014 год:

– Разработка проекта комплексной реконструкции;

– Техперевооружение ОРУ 220/500;

– Реконструкция «Берегоукрепления».

2013 год:

– Восстановление основания подпорной и водораздельной стенок;

– Разработка проекта техперевооружения ОРУ 220/500;

– Разработка проекта комплексной реконструкции;

2012 год:

– Восстановление основания подпорной и водораздельной стенок;

- Предпроектное обследование гидротурбин с целью определения объёма реконструкции;

- Реконструкция комплексной системы безопасности.

Филиал ПАО «РусГидро» — «Новосибирская ГЭС» участвует в покрытии (или компенсации) суточной и недельной неравномерности нагрузки, является регулирующим и мобильным источником электроэнергии. Она выполняет функции вращающегося резерва мощности для регулирования частоты и напряжения, аварийного резерва мощности и энергии за счет сработки Новосибирского водохранилища.

Характеристика района расположения Новосибирского гидроузла:

Створ Новосибирского гидроузла расположен в черте города на реке Обь выше по течению от центра Новосибирска на 20 км в Советском районе города Новосибирска, 2986 км от устья реки Обь. Район расположения Новосибирской ГЭС характеризуется резко континентальным климатом. Среднегодовая температура воздуха минус $0,3^{\circ}\text{C}$. Среднемесячная температура наиболее холодного месяца января минус $19,7^{\circ}\text{C}$, наиболее теплого июля плюс $18,6^{\circ}\text{C}$.

Характеристика гидроузла:

Общая протяженность напорных сооружений гидроузла составляет 4846 м.

В состав гидротехнических сооружений входят:

- Левобережная земляная плотина длиной 311м;
- Правобережная земляная дамба длиной 1023м;
- Здание ГЭС длиной 220,2м;
- Бетонная водосливная плотина длиной 198,5м;
- Правобережная земляная плотина длиной 3044,5м;
- Однониточный трехкамерный судоходный шлюз (напорная часть) 48,8м;
- Класс гидротехнических сооружений – 1.

В связи с тем, что Новосибирская ГЭС с ее водохранилищем имеет комплексное значение, режимы ее работы определяются в зависимости от объема стока реки Оби с учетом требований всех основных водопользователей

для обеспечения питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, водного транспорта, городского, сельского и рыбного хозяйств, энергетики и использования для рекреационных целей.

Выдача мощности с гидроэлектростанции производится на напряжении 110 и 220 кВ переменного тока. Связь повышающих трансформаторов с ОРУ 110, 220 кВ осуществляется воздушными линиями. Электроснабжение потребителей региона и связь с объединенной энергосистемой Сибири осуществляется по десяти линиям на напряжении 110 кВ и двум линиям 220 кВ.

Программа комплексной модернизации филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС» направлена на повышение надёжности эксплуатации оборудования, энергоэффективности и снижение эксплуатационных затрат, а также с целью продления срока службы оборудования, отработавшего свой нормативный срок службы.

Введены в промышленную эксплуатацию новые гидротурбины на гидроагрегатах: ГА1 в 2012 году; ГА6 в 2014 году; ГА5 в 2015 году; ГА4 в 2016 году; ГА3 в 2017 году.

В период 2009-2010 гг.:

- Заменены пять блочных трансформаторов на новые ТДЦ 125000/110 производства концерна АВВ;
- Проведена модернизация мостовых кранов машинного зала и щитового отделения ГЭС;
- Внедрена система группового регулирования напряжения и реактивной мощности НГЭС;
- Реконструированы системы управления, электрические защиты и регуляторы частоты вращения ГА1, ГА2 и ГА7;
- Внедрена локальная система оповещения при авариях на гидротехнических сооружениях;
- Закончено техническое перевооружение оборудования системы технического водоснабжения ГЭС и пневматического хозяйства.

В период 2011-2013 гг.:

а) На генераторах (гидроагрегатов №№1,5) заменено оборудование генераторного распределительного устройств 13,8кВ, отвечающее современным требованиям по надежности, безопасности эксплуатации, прочим нормативным характеристикам. Заменены системы возбуждения на ГА1- ГА5, ГА7, в 2014 году – на ГА6.

б) выполнено техническое перевооружение оборудования первой очереди ОРУ-110 кВ, в том числе:

1) Выключателей СВ-110, МШВ2, ВТ1, ВТ2 на элегазовые комплексы типа ЗАР1DТС производства концерна Siemens.

2) Разъединителей, смежных со 2 секцией 1 шины.

3) Завершены работы по реконструкции схемы собственных нужд 6 кВ и 0,4 кВ ГЭС. Ячейки комплектного распределительного устройства (далее-КРУ) 6 кВ оснащены вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10-20/1000-У2-051, щиты собственных нужд оснащены современным оборудованием, отвечающим требованиям по надежности и безопасности эксплуатации. Проложены кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Станция оснащена резервным аварийным источником питания – смонтирована дизель-генераторная установка на левобережной земляной плотине. Обладает возможностью автоматического пуска при потере питания собственных нужд ГЭС.

с) На ОРУ 110 кВ выполнена замена второй секции первой шины, смежного оборудования, на элегазовые комплексы типа ЗАР1DТС (производство концерна Siemens) разъединителей, смежных со второй секцией первой шины.

д) Установленная мощность Новосибирской ГЭС увеличилась с 455 МВт до 460 МВт. Рост мощности обусловлен заменой гидротурбины (модернизация) и последующей перемаркировкой гидроагрегата №1 с увеличением установленной мощности на 5 МВт.

е) Начаты работы по изготовлению автотрансформатора № 6 на польском заводе «АББ» (г. Лодзь).

В период 2014 г.

Введен в промышленную эксплуатацию в 2014 году автотрансформатор Т6 производства «АББ» (Польша).

Восстановление бетонных поверхностей в зоне переменного уровня, в том числе завершена реконструкция шашек-гасителей водобойной плиты (элементы водосливной плотины). Кроме того, за прошедший год выполнен значительный объем работ по реконструкции быков и водосливных граней пролетов № 5- 8 водосливной плотины. Выполнен ремонт бетона в зоне переменного уровня на 90 % отдельного и на 50 % правобережного устоев.

Завершена модернизация гидроагрегата № 6

За 2015 год на Новосибирской ГЭС в рамках выполнения ПКМ продолжается реконструкция гидротехнических сооружений, начатая в марте 2014 года. К концу 2015 года выполнены работы по реконструкции быков в районе пролетов № 5- 8 водосливной плотины (далее - ВСП), водобойной плиты и шашек – гасителей в нижнем бьефе станции.

На Новосибирской ГЭС установили новое рабочее колесо турбины гидроагрегата № 4 на штатное место, специалисты Новосибирской ГЭС начали наладку систем регулирования новой турбины, гидроагрегат № 4 Новосибирской ГЭС выведен в плановую модернизацию, гидроагрегат № 5 Новосибирской ГЭС ввели в эксплуатацию после модернизации.

Установленная мощность Новосибирской ГЭС увеличилась на 5 МВт.

В период 2016-2018 гг.

Установленная мощность гидроэлектростанции увеличилась в 2016 году на 5 МВт, с 1 мая 2017 года на 5 МВт, с 1 марта 2018 года на 5 МВт и в настоящий момент составляет 480 МВт.

Завершены работы по замене турбины на гидроагрегате станционный номер 3, пятый из семи. Его ввод в эксплуатацию после модернизации осуществлен в июле 2017 года.

До начала весеннего половодья 2017 года завершены работы на пролетах № 6, 7 водосливной плотины Новосибирской ГЭС. Начаты работы по замене

оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ)-110 кВ, выполняется проект замены оборудования устройств релейной защиты ОРУ – 110 и ОРУ-220 кВ.

В августе 2017 года в плановую модернизацию выведен гидроагрегат № 7, ввод в эксплуатацию запланирован в июне 2018 года.

Майнская и Саяно-Шушенская ГЭС представляют собой единый гидроэнергетический комплекс, тесно связанный технологически: Майнская — контррегулирующая станция, Саяно-Шушенская — пиковая. По техническому уровню этот комплекс не знает аналогов в нашей стране. И в течение года, и в течение суток потребности в электроэнергии различны, поэтому пиковая гидростанция должна оперативно реагировать на эти колебания. Постоянные колебания уровня воды вызвали бы неудобства для водопользователей населенных пунктов, расположенных ниже по течению.

Для решения этой проблемы и была создана Майнская ГЭС. Основная ее задача — сглаживать колебания уровня реки в нижнем бьефе (контррегулирование), когда Саяно-Шушенская ГЭС ведет глубокое регулирование нагрузки в энергосистеме. К тому же Майнская ГЭС осуществляет выработку электроэнергии и за счет этого повышает совокупную выработку Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса.

Майнский гидроузел расположен ниже по течению Енисея в 21,5км от Саяно-Шушенской ГЭС. В состав Майнского гидроузла входят правобережная, русловая и левобережная грунтовые плотины, здание ГЭС с тремя гидроагрегатами с поворотнлопастными турбинами и бетонная водосбросная плотина с пятью пролетами по 25 м каждый. Основные показатели гидроузла приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные показатели гидроузла

Отметка НПУ, м	324,0
Длина по гребню, м	750,0
в том числе: водосбросная плотина, м	132,5

в том числе: земляная плотина, м	617,5
Строительная высота:	
машинного зала, м	11,3
водосбросной плотины, м	34,0
земляной плотины, м	26,5
Напоры:	
максимальный, м	19,5
расчетный, м	16,9
минимальный, м	11,0
Площадь зеркала водохранилища, км ³	11,5
Длина водохранилища при НПУ, км	21,5
Объем водохранилища:	
полный, млн м ³	116,0
полезный, млн м ³	70,9
Установленная мощность, МВт	321
Количество гидроагрегатов	3
Количество водосбросов	5
Годовая выработка энергии, млрд кВт·ч	1,72

Установленная мощность Майнской ГЭС — 321 тыс. кВт, годовая выработка электроэнергии — 1,7 млрд кВт·ч. Площадь зеркала водохранилища при НПУ составляет 11,5 км², полный объем водохранилища — 115 млн м³, полезный объем — 48,7 млн м³.

Реконструкция с заменой отработавшего более тридцати лет оборудования, повысит надежность, безопасность и эффективность гидростанции. Научно-техническая коллегия, в состав которой вошли представители НП «Научно-технический совет ЕЭС», Научного совета РАН и ПАО «РусГидро» рассмотрела проект и рекомендовала его реализацию в рамках Программы комплексной модернизации РусГидро.

Проект реконструкции включает в себя полную замену основного генерирующего оборудования (трех гидротурбин, гидрогенераторов и силовых трансформаторов), а также замену вспомогательных систем пневматического и масляного хозяйства, технического водоснабжения.

Замена гидроагрегатов (далее-ГА) Маинской ГЭС (далее МГУ) обусловлена прежде всего неисправностью механизма разворота лопастей рабочего колеса гидротурбин. При величине установленной мощности ГА МГУ 107 МВт каждый, располагаемая максимальная мощность составляет 71, 77, 77 МВт соответственно, технические ограничения (более 30 % мощности ГА) вызваны неисправностью механизма разворота лопастей рабочего колеса гидротурбин. Также гидроагрегаты имеют узкую допустимую зону работы при открытии направляющего аппарата от 65% до 85%, в которой вибрационное состояние гидроагрегата оценивается «удовлетворительно»

За время эксплуатации производились попытки (в 2006 и 2014 годах) восстановления поворотной лопастного -режима гидротурбины стационарный номер 1 МГУ с применением современных на тот момент материалов в подшипниках скольжения механизма разворота лопастей рабочего колеса.

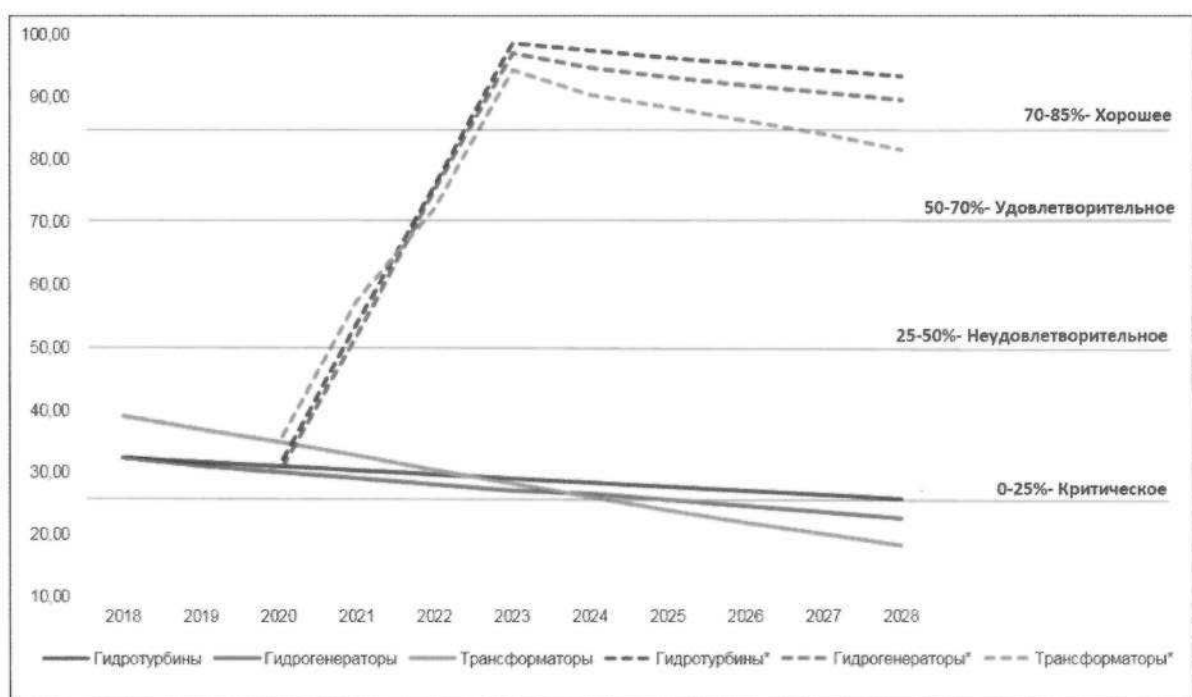
С исправным механизмом разворота лопастей гидроагрегат стационарный номер 1, в период испытаний после реконструкций, достигал номинальной мощности при этом вибрационное состояние ГА оценивалось как «неудовлетворительное», что говорит уже о конструктивных недостатках.

Техническое состояние оборудования ограничивают пропускную способность МГУ, что приводит к необходимости осуществления холостых сбросов воды в зимний период. При этом потери по выработке электроэнергии от холостых сбросов составили 137,39 млн. кВт·ч за период с 2001 по 2017 год.

Реализация проекта позволит, в первую очередь, заменить физически и морально устаревшее оборудование, которое было введено в работу в 1984-1985 гг. Реконструкция повысит безопасность эксплуатации гидроузла и в среднем на 20% снизит ежегодные холостые сбросы водных ресурсов. Кроме этого, в результате обновления основного и вспомогательного оборудования

Майнской ГЭС более чем в 1,5 раза увеличится располагаемая мощность и, соответственно, экономическая эффективность гидроэлектростанции. Завершение всех мероприятий в рамках проекта намечено на 2023 год, и в целом значении позволит повысить индексы технического состояния оборудования до приемлемых значений приведенных на рисунке 5.

Индексы технического состояния (ИТС) основного оборудования Майнской ГЭС с учетом его замены по ПП ТПИР**



* - с учетом осуществления мероприятий (модернизации основного оборудования)
 ** - индексы технического состояния рассчитаны в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России №676 от 26.07.2017

Рисунок 5 – Ожидаемые значения индексов технического состояния

В рамках реконструкции Майнской ГЭС запланировано так же строительство дополнительного берегового водосброса, оснащение станции модернизированными контрольно-измерительными приборами и дополнительными системами, в том числе сейсмометрического контроля и сейсмологических измерений. Проектные решения по Программе комплексной модернизации Майнской ГЭС в 2016 году успешно прошли государственную экспертизу.

В настоящий момент на всех агрегатах Майнской ГЭС заменены генераторные выключатели, устройства релейной защиты и автоматики, внедрена система вибрационного контроля. Кроме этого, взамен открытого распределительного устройства в помещении здания ГЭС было установлено современное элегазовое КРУЭ-220 кВ.

3.2.2 Реализация проектов комплексной модернизации Филиалов Зейской, Новосибирской и Майнской ГЭС за 2016-2017 года, проблемы и риски.

Рассмотрим результаты реализации производственных программ и программ закупок указанных филиалов за два предшествующих года 2016-2017.

За период с 2016-2017 года. на Филиале ПАО «РусГидро»-«Зейская ГЭС» в рамках реализации программы технического перевооружения и реконструкции было инициировано 19 проектов, общее количество проведенных закупок в рамках инвестиционной деятельности составило, за указанные года -45. По результатам проведенных закупочных процедур простая экономическая эффективность закупок по инвестиционной деятельности составила в 2016 году 211 836 тысяч рублей или 40,16% от среднерыночной стоимости проведенных закупочных процедур составившей 630 597 тысяч рублей, при первоначальном плане годовой комплексной программы закупок 1 370 257 тысяч рублей, в 2017 году простая экономическая эффективность закупочных процедур составила 99 445 тысяч рублей или 36,01% от среднерыночной стоимости проведенных закупочных процедур составившей 236 192 тысяч рублей, при скорректированном плане годовой комплексной программы закупок 382 357 тысяч рублей.

При этом отменено или не состоялось три закупки, закупок с отклонениями сроков подведения итогов 7 по причине дополнительных

запросов, корректировки пакетов закупочной документации или отсутствия окончания работ по предшествующим этапам проектов.

На Филиале ПАО «РусГидро»-«Новосибирская ГЭС» в рамках реализации программы технического перевооружения и реконструкции было инициировано 20 проектов по техническому перевооружению и реконструкции, общее количество проведенных закупок в рамках инвестиционной деятельности составило, за указанные года -28.

По результатам проведенных закупочных процедур простая экономическая эффективность закупок по инвестиционной деятельности в 2016 году составила 8 300,25 тысяч рублей или 4,99% от скорректированного плана закупок 166 408 тысяч рублей, а среднерыночная стоимость проведенных закупок составила 158 108,14 тысяч рублей, при первоначальном плане годовой комплексной программы закупок 265 930,86 тысяч рублей, в 2017 году простая экономическая эффективность закупочных процедур составила 14 105,41 тысяч рублей или 28,33% от среднерыночной стоимости проведенных закупочных процедур составившей 35 676,61 тысяч рублей, при скорректированном плане годовой комплексной программы закупок 49 782,02 тысяч рублей, при этом первоначальный план закупок был 421 654,07 тысяч рублей.

При этом отменено или не состоялись 9 закупок.

На Филиале ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС Имени П.С. Непорожного» в рамках реализации программы технического перевооружения и реконструкции было инициировано 37 проектов, общее количество проведенных закупок в рамках инвестиционной деятельности составило, за указанные года -45. По результатам проведенных закупочных процедур простая экономическая эффективность закупок по инвестиционной деятельности составила в 2016 году 51 926 тысяч рублей или 9,27% от среднерыночной стоимости проведенных закупочных процедур составившей 560 213,30 тысяч рублей, при первоначальном плане годовой комплексной программы закупок 703244,17 тысяч рублей, в последующем план был скорректирован до 584

275,13 тысяч рублей, в 2017 году простая экономическая эффективность закупочных процедур составила 125 401,39 тысяч рублей или 8,07% от среднерыночной стоимости проведенных закупочных процедур составившей 1554 339,52 тысяч рублей, при скорректированном плане годовой комплексной программы закупок 1 563 956,76 тысяч рублей, при этом первоначальный план был 9 398 675,18.

При этом отменено или не состоялось три закупки, закупок с отклонениями сроков подведения итогов 2 по причине дополнительных запросов, корректировки пакетов закупочной документации или отсутствия окончания работ по предшествующим этапам проектов.

Проанализировав результаты реализации производственных программ и проведенных закупочных процедур, можно отметить, что в большинстве случаев изначальная производственная программа и годовая комплексная программа закупок и будущий бюджет работ подлежащих выполнению, корректируется как правило в сторону снижения почти в 2-3 раза, и свидетельствует об отсутствии проработки комплексного вопроса реализации планируемых проектов с учетом уже выполняемых работ на объектах Филиалов, а так же без учета загруженности эксплуатационного персонала станций в ходе выполнения работ по текущей эксплуатации, возможных предприятий изготовителей оборудования и монтажных организаций.

Как следствие это приводит к существенному завышению первоначально планируемых стоимостных оценок реализаций проектов модернизации, искажению финансовой структуры реализуемых проектов, сдвигу конечных сроков реализации, а также к отсутствию должного контроля реализации инвестиционных проектов в целом.

Кроме того, по всем Филиалам зафиксированы значительные отклонения, как в стоимости закупок, так и в их количестве, от первоначально запланированных, с целью выявления причин отклонений, требуется более детальное рассмотрение процесса реализации инвестиционных проектов в

рамках программы технического перевооружения и реконструкции (далее – ТПиР).

3.2.3 Система управления проектами технического перевооружения и реконструкции действующих объектов ПАО «РусГидро»

В целях реализации единого системного внедрения проектного управления в органах государственной власти, начатого в июне 2016 года, в Министерстве энергетики в мае 2017 года был создан новый департамент по проектному управлению. Следует отметить, что важной особенностью проектного управления является достижение поставленных целей в условиях ограниченности ресурсов. Область применения проектного подхода достаточно велика, проектный подход является эффективным средством достижения запланированных результатов, поскольку определяет общую конечную цель, зоны ответственности всех участников, предусматривает мониторинг и контроль на каждом этапе реализации проекта.

В целях повышения уровня безопасности производственных объектов ПАО «РусГидро» (далее – Общество), повышения надежности функционирования гидротехнических сооружений и оборудования объектов, а также в целях обеспечения реализации единой технической политики и совершенствования системы нормативно-технического регулирования Общества в сентябре 2015 года был утвержден и введен в действие стандарт организации СТО РусГидро 00.01.113-2015 «Организация управления проектами технического перевооружения и реконструкции действующих объектов гидроэнергетики» (далее – Стандарт). Стандарт устанавливает требования к процессам управления инвестиционными проектами технического перевооружения и реконструкции действующих объектов Общества на всех стадиях жизненного цикла инвестиционных проектов ТПиР: инициирование, планирование и проектирование, реализация, завершение инвестиционного проекта.

Требования настоящего Стандарта применяются к инвестиционным проектам технического перевооружения и реконструкции действующих объектов ПАО «РусГидро», включая гидроаккумулирующие электростанции и малые ГЭС.

Стандарт определяет основные цели, задачи и процессы управления инвестиционными проектами технического перевооружения и реконструкции производственных объектов Общества.

Инвестиционные проекты технического перевооружения и реконструкции осуществляются на действующих объектах гидроэнергетики, ориентированы на полную или целесообразную частичную замену оборудования, группы оборудования целиком, зданий и сооружений. Управление инвестиционными проектами ТПиР осуществляется в рамках иерархии уровней управления (Приложение Е):

а) управление созданием и развитием производственных комплексов Общества, включая стадии инициирования/обоснования инвестиций создания производственного комплекса; проектирования производственного комплекса; его сооружения/строительства; эксплуатации производственного комплекса (данная стадия предусматривает периодическое техническое перевооружение и реконструкцию в зависимости от технического состояния); ликвидацию производственного комплекса (переход к данной стадии осуществляется, когда ресурс технического перевооружения и реконструкции исчерпан) [1];

б) управление производственной программой Общества, включая процессы, осуществляемые на стадии эксплуатации производственных комплексов Общества, в том числе процессы:

1) мониторинга морального и технического состояния производственных комплексов;

2) оценки и прогноза технического состояния производственных комплексов;

3) формирования сценариев развития производственных комплексов;

4) инициирования, планирования и проектирования, реализации, завершения инвестиционных проектов, включая: обоснование инвестиций, выбор целесообразных технических воздействий на конкретные основные средства объекта гидроэнергетики, планирование технических воздействий, реализацию технических воздействий (планирование и реализацию инвестиционных проектов ТПиР вплоть до их завершения);

в) управление каждым инвестиционным проектом ТПиР, включая процессы инициирования инвестиционного проекта ТПиР; планирования и проектирования инвестиционного проекта; реализацию инвестиционного проекта ТПиР и его завершения.

Основными задачами управления инвестиционными проектами ТПиР являются:

- применение единого порядка принятия управленческих, технических и организационных решений на всех стадиях жизненного цикла инвестиционного проекта, включая инициирование, планирование и проектирование, реализацию и завершение инвестиционного проекта;

- персонализация ответственности участников инвестиционных проектов ТПиР;

- осуществление системного планирования инвестиционного проекта на всех стадиях его жизненного цикла, организация управления сроками работ по проекту посредством применения методики календарно-сетевое планирование, а также организация управления стоимостью инвестиционного проекта, разработка планов освоения и финансирования, соответствующих заданным ограничениям;

- обеспечение интеграции и координации выполнения проекта с использованием современных информационных технологий, в том числе: эффективного мониторинга, анализа и регулирования; управления рисками, а также управления изменениями; ведения реестра инвестиционных проектов и Архива инвестиционных проектов.

В жизненном цикле любого инвестиционного проекта можно выделить четыре стадии:

а) стадия инициирования инвестиционного проекта, включая процессы:

разработка инвестиционного замысла;

разработка, согласования и утверждения заявки на инвестиционный проект.

Началом стадии является определение потребности в выполнении определенного перечня мероприятий ТПиР. Окончанием стадии является согласование включения инвестиционного проекта в состав производственной программы;

б) стадия планирования и проектирования, включая в общем случае процессы:

1) выпуск приказа о назначении руководителя проекта и команды инвестиционного проекта;

2) разработка обоснования инвестиций;

3) разработка плана управления проектом;

4) подготовки и согласования календарно-сетевых графиков проекта;

5) разработка и экспертиза проектной документации;

6) разработка технических требований на закупку основного оборудования .

Началом стадии является включение инвестиционного проекта в производственную программу. Окончанием стадии являются: утверждение проектной документации; утверждение технических требований на закупку основного технологического оборудования; проведение конкурентных процедур по выбору изготовителя или поставщика основного оборудования длительного цикла изготовления;

в) стадия реализации, включая процессы:

1) получение разрешений на строительство (в случае необходимости их получения);

2) организация исполнения инвестиционного проекта согласно утвержденным планам;

3) выполнение всех предусмотренных работ и координация исполнителей, включая; поставки материально-технических ресурсов, строительство, пуско-наладочные работы, сдачу в эксплуатацию. Началом стадии является разработка технических требований на выполнение работ (за исключением технических требований, разрабатываемых на предыдущей стадии) и заключение соответствующих контрактов с контрагентами. Окончанием стадии является приемка объекта в эксплуатацию с оформлением акта ввода в эксплуатацию;

г) стадия завершения, включая процессы формирования итогового отчета по инвестиционному проекту. Началом стадии является формирование итогового отчета. Окончанием стадии является выпуск приказа о завершении проекта.

Так же для повышения эффективности системы управления проектами, все проекты поделены на классы и категории, и каждому присваивается приоритет рисунок 6.



Рисунок 6 – Классификация и характеристика проектов

В соответствии с предложенной классификацией все проекты делятся на три категории, к категории А относятся самые дорогие проекты, стоимость которых свыше 1,5 миллиарда рублей. Проекты категории А делятся обычно более 1 года и в таких проектах участвуют много организаций, что вызывает множество проблем при реализации проектов данной категории.

К категории Б относят проекты – это так называемые в рамках Стандарта промежуточного характера, стоимость которых до 1,5 миллиарда рублей, ожидаемые сроки реализации до одного года.

Категория В – проекты, к которым применения проектного подхода в рамках принятого стандарта считается нецелесообразным, в силу малой стоимости последнего и краткосрочности реализации.

Приоритетность проектов в рамках принятого Стандарта применяется для балансировки инвестиционных проектов в производственной программе, чем выше приоритет тем больше вероятность продолжения финансирования в случае каких-либо изменений. При этом инвестиционные проекты еще и

классифицируются по уровню технической сложности, чем выше класс проекта тем выше его уровень технологической сложности. Отнесение инвестиционных проектов осуществляется на основании отличительных признаков классов инвестиционных проектов приведенных в таблице 4.

Таблица 4 – Отличительные признаки классов проектов

Класс проекта ТПиР			
1	2	3	4
Требуется разработка обоснования инвестиций	-	-	-
Требуется разработка проектной документации в полном объеме с прохождением необходимых экспертиз		Не требуется разработка проектной документации в полном объеме (разработка рабочей документации)	
Требуется выбор изготовителя или поставщика основного оборудования длительного цикла изготовления на основании конкурентных процедур		-	-
Изготовление и поставка основного оборудования		-	-
Поставка вспомогательного оборудования			Только поставка оборудования, не требующего монтажа
Проведение СМР, ПНР			-

Класс проекта влияет на отнесение проекта к той или иной категории проектов.

3.2.4 Анализ стадий жизненного цикла проектов и вопросов их реализации

При детальном рассмотрении стадий жизненного цикла инвестиционных проектов реализуемых в рамках программы ТПиР, можно выделить основные узкие места влияющие на конечную эффективность реализации проекта.

На стадии инициации инвестиционных проектов, в соответствии с принятым стандартом осуществляется формирование инвестиционного замысла проекта и включение его в производственную программу, разрабатывается заявка на инвестиционный проект, содержащая основные сведения об инвестиционном проекте (форма инвестиционной заявки приведена в Приложении Ж), техническом состоянии объекта воздействия, предполагаемые виды и сроки технических воздействий. Разрабатываются графики осуществления проекта, проводятся маркетинговые исследования, анализ экологической эффективности проекта, оценка экономической эффективности, анализ рисков и чувствительности проектов, и все это ложится на плечи эксплуатационного персонала станции по соответствующему направлению. Технический куратор проекта, на плечи которого ложится весь груз ответственности формирования инвестиционного замысла и оформления заявки на инвестиционный проект, как правило не располагает всей информацией о воздействиях на объект на протяжении всего жизненного цикла до момента предстоящей реконструкции, не обладает всей аналитической информацией о выполнении аналогичных работ в предыдущих периодах на аналогичном оборудовании на других гидроэлектростанциях Общества, он не в состоянии подробно описать основные технические решения которые с учетом современного состояния развития технологий могут быть применены при реализации инвестиционного проекта.

Расчет стоимости инвестиционного проекта и оценка стоимости последующей эксплуатации осуществляется на основании предполагаемого перечня работ и возможного к применению оборудования, без конкретной научно-технической проработки, как правило прикладываются технико-коммерческие предложения о стоимости оборудования аналогов эксплуатируемых в настоящий момент, без проработки соответствующих сметных расчетов, что в одних случаях приводит к изначальному завышению/занижению первоначальной стоимости инвестиционного проекта, и при осуществлении закупочных процедур приводит к существенной экономии

по результатам закупки или к тому, что закупка не состоялась и мы возвращаемся на этап уточнения стоимости инвестиционного замысла.

Как правило, при таком подходе, составителем заявки так же упускается из вида, влияние на смежно реализуемые проекты, отсутствует понимание картины реализации модернизации станции в целом, ввиду отсутствия полного пула проектов подлежащих к реализации, и детальной проработки вопросов реализации смежных проектов и степени влияния их друг на друга, что в последующем на границе одновременной реализации проектов, приводит к дублированию работ выполняемых на границах реализации смежных проектов в текущий момент в или необходимости разнесения их по времени в оперативном режиме времени, что приводит к увеличению сроков реализации и к дополнительным непредвиденным затратам, а так же снижению заинтересованности подрядных организаций в выполнении дальнейших работ в связи с наличием вынужденных простоев.

Все сказанное происходит из за отсутствия инструмента отработки обеспечения эффективности модернизируемых объектов, по вариантного детально проработанного и научно-технически обоснованного решения, которое можно было бы оценить по стоимости реализации проекта, с целью последующей проработки ресурсного обеспечения проектов, детальных графиков реализации программ технического перевооружения и модернизации Филиалов, и, как следствие, своевременного осуществления закупочных процедур и последующей реализацией инвестиционных проектов в изначально запланированные сроки и с гарантированным достижением заданных параметров конечного результата выполнения проекта. Решить данную задачу можно было бы при условии создания на базе государственно-частного партнерства полигонов и консорциумов объединяющих ресурсы научных организаций, образовательных центров, заводов –изготовителей, монтажных трестов, для обработки образцов техники и технологий, подготовки и переподготовки высококвалифицированных кадров.

В качестве успешного примера реализации крупного инвестиционного проекта, с проработкой «под ключ», от проектирования до ввода в эксплуатацию, можно рассмотреть реализацию замены гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС в рамках реализации программы комплексного восстановления. Учитывая ограниченности во времени реализации и важности стоящей задачи, заказчиком в лице ПАО «РусГидро» было принято решение о закупе у единственного источника, а именно основного изготовителя основного силового оборудования на территории Российской Федерации ОАО «Силовые Машины» (далее- СМ). На начальном этапе инвестиционного замысла сотрудниками Дирекции по эксплуатации совместно с Филиалом были заданы параметры которые необходимо будет достигнуть в результате реализации проекта «под ключ», начиная от разработки изделия подлежащего изготовлению, поставке и монтажу, с последующим гарантийном сопровождением в процессе эксплуатации в течении всего срока гарантийной эксплуатации. Исполнителем для детальной проработки инвестиционного замысла было создана инжиниринговая команда, с привлечением специалистов ОАО «Ленгидропроект», ОАО «Гидроремонт-ВКК», Дирекции по восстановлению исполнительного аппарата, сотрудников Филиала по функциональному признаку, экспертной организации для контроля качества изготовления, испытаний, комплектности, консервации, упаковки, маркировки, отгрузки и контроля графиков изготовления оборудования.

Данный подход комплексной проработки проекта и последующей реализации позволил соблюсти изначально запланированные сроки реализации и добиться получения следующих результатов:

1. Разработано рабочее колесо с уменьшенным кавитационным износом;
2. Применено групповое управление лопатками направляющего аппарата через регулирующее кольцо, обеспечивающее синхронное (без рассогласования) управление направляющим аппаратом с меньшими усилиями;

3. С целью повышения надежности и улучшения вибрационных характеристик применен турбинный подшипник на масляной смазке;
4. Для стабилизации потока воды под рабочим колесом в конусе отсасывающей трубы установлены стабилизирующие ребра;
5. Применена усиленная конструкция крышки турбины с двойным фланцем, опорный фланец цельнометаллический;
6. КПД нового гидроагрегата вырос с 95,8% до 96,6%;
7. Срок службы нового гидроагрегата - 40 лет, а межремонтный период - 7 лет.

В результате реализации данного проекта под ключ и закупки у единственного источника может быть и не была получена простая экономическая эффективность которую можно было бы получить от проведения конкурсной закупки, но были соблюдены сроки реализации проекта в целом, с учетом монтажа и наладки, разработаны и реализованы технические решения, которые позволили получить гидроагрегат с низкими кавитационными свойствами и повысить его коэффициент полезного действия, а так же увеличить срок службы и межремонтный период, тем самым в будущем снизив затраты на ремонты и увеличив выработку.

Как показывает данный пример проработка инвестиционного замысла, командой в которую объединяются ресурсы проектных институтов, специализированных монтажных организаций, экспертных центров, заводов изготовителей и представителей эксплуатационного персонала заказчика, позволяет осуществить полную и качественную проработку проектного замысла и осуществить реализацию не только в указанные сроки, но и с достижением, а по некоторым параметрам превышением изначально определенных технических параметров.

На стадии планирования и проектирования проекта назначается руководитель и команда проекта, разрабатывается план управления проектом, подготовка календарно-сетевых графиков проекта, разработка и экспертиза (если требуется) проектной документации, разработка технических требований

для формирования пакетов документов на проведение конкурентных процедур с целью определения разработчика проектной документации. В процессе реализации данного жизненного цикла инвестиционного проекта, сталкиваемся, как правило со следующими проблемами:

- отсутствие у членов команд проектов необходимых знаний и навыков в сфере проектного управления, культуры проектного управления;

- отсутствие механизма стимулирования работников, участвующих в управлении инвестиционными проектами;

- отсутствие у назначаемых членов команды личной приверженности к проекту;

- сопротивление функциональных руководителей подразделений при назначении их сотрудников в команды проектов;

- отсутствие инжиниринговых центров имеющих позитивный опыт выполнения аналогичных работ, с оформлением гарантии на достижение показателей эффективности по проекту;

- занижение требований к разработчику проектной документации, что приводит к привлечению недостаточно квалифицированных подрядных организаций и длительной проработки проектных решений.

В качестве примера влияния указанных выше проблем на эффективность инвестиционного проекта, можно рассмотреть фактически зафиксированный случай при реализации инвестиционного проекта «Реконструкция и замена грузоподъемного оборудования СШГЭС», одним из этапов которого требовалось осуществить разработку проектно-сметной и рабочей документации модернизации крана козлового 9МТ и 9МТА(ВБ) Майнской ГЭС. Технический куратор при составлении технических требований указал минимальные возможные требования к подрядчику в виде наличия опыта проектирования не менее 3 (Трех) лет с представлением справки по Перечню выполнения аналогичных работ по реконструкции систем управления кранами и наличию в штате не менее 2-х проектировщиков. При этом составленными техническими требованиями не было предусмотрено выполнение работ именно

на данном виде кранового оборудования, а также наличие у проектировщиков данного опыта и образования в данной области. В результате победителем по итогам конкурсным процедур был призван участник, обладающий опытом проектирования как таковым, но который в основном занимается обследованием и проектирование дымовых труб, зданий и сооружений, при этом опыт работы на крановом оборудовании был единичным. Кроме того персонал выполнявший данную работу, уже покинул данного контрагента к текущему моменту. В результате такого занижения требований к проектировщику, Филиал получил подрядчика, недостаточно квалифицированного в решении поставленных задач, а также не способного оперативно их решать, подтверждением данного факта служит срыв срока выполнения проектной документации на более чем 180 календарных дней.

На стадии реализации разрабатываются технические требования на выполнение всех работ проекта, комплекты документов по конкурсным закупочным процедурам, договора на выполнения работ, оказание услуг и поставку основного технологического оборудования. Осуществляется проведение конкурсных закупочных процедур и заключение по их результатам договоров подряда, оказания услуг и поставки, выполнение всех предусмотренных и координация исполнителей, приемка объектов в эксплуатацию. В данном жизненном цикле наибольшие трудности, с которыми сталкиваются руководители проектов и проектные команды, это:

- не проработанность проектных решений, в части текущего состояния современного производства оборудования, комплектующих и применяемых материалов, сопряженности проектного решения с уже эксплуатируемым оборудованием;

- отсутствие со стороны подрядных организаций, понимания проектного подхода управления, отрицание его применимости и соблюдения при выполнении работ;

-высокие требования по финансовому обеспечению, рисков реализации проекта (банковские гарантии на возврат авансов, надлежащего исполнения обязательств);

- необходимость координации и взаимосвязи большого количества подрядных организаций задействованных при реализации проектов на промышленной площадке Заказчика;

-проведение работ в сжатые сроки, высокая степень ресурсообеспеченности подрядчиками;

-дефицит в квалифицированных инжиниринговых услугах(услугах проектных, научно-исследовательских институтов, монтажных организаций, заводов –изготовителей).

Особенность реализации проектов в условиях эксплуатируемых объектов, состоит в том что:

- должна обеспечиваться непрерывность и одновременность процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, выполнения ремонтов, технического обслуживания, реконструкции и модернизации действующего оборудования. В каждый момент времени должен соблюдаться жесткий баланс времени, затрачиваемого на те или иные операции и воздействия на действующем объекте, с целью обеспечения производства и обеспечения мощности, поскольку в соответствии с регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности, касающиеся определения объемов недопоставки мощности в отношении генерирующего оборудования, находящегося в длительном ремонте, мощность единицы генерирующего оборудования ГЭС при длительных ремонтах (в случае, если их совокупная длительность превышает 180 суток в год или 360 суток за четыре года) оплачиваться не будет;

– Ограниченное в пространстве и во времени место производства работ, привязанность к графикам вывода другого оборудования в ремонт или реконструкцию;

-Непосредственное соединение между собой всех агрегатов и узлов смежных систем, работа вблизи оборудования находящегося под напряжением.

Кроме того одной из ключевой трудностью является уход от схемы реализации через Генподрядные отношения, тем самым снижается ответственность за результаты выполненных работ и повышается вероятность отказов в гарантийном исполнении обязательств. Отсутствует тесная связь и взаимная ответственность между исполнителем строительно-монтажных, пуско-наладочных работ и поставщиком оборудования, что в последующем приводит к негативным результатам в процессе эксплуатации.

В качестве примера, проблемной позиции, связанной с не проработанностью проектных решений, в части текущего состояния современного производства оборудования при реализации работ можно рассмотреть проект «Реконструкция охранных зон СШГЭС и МГУ, входящих в состав КСБ Филиала» для реализации которого в 2015 году, была разработана рабочая документация. При начале реализации данной рабочей документации было выявлено, что основное оборудование, примененное в проекте, не унифицировано, и на момент его заказа снято с производство. С учетом того что изначально отсутствовала унификация оборудования, для применения нового оборудования потребовалось доработка ранее разработанной документации, что повлекло увеличение затрат Заказчика на 1 %, и сдвигом сроков завершения работ по его установке на 6 календарных месяцев.

В соответствии с принятой стадийностью реализации жизненного цикла проектов, осуществляется разделение реализации проекта на отдельные этапы закупки:

- разработка проектной и сметной документации;
- поставка оборудования;
- выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

Приведенной разделение осуществляется с целью получения наибольшей экономии, от результатов конкурентных закупочных процедур, так называемой простой экономии, повышение конкурентоспособности и возможность

привлечение малого и среднего предпринимательства при этом упускаются из виду следующие риски, возникающее при реализации каждого из последующих этапов:

-разработанные и принятые проектные решения при последующих торгах потребуют внесения изменений, на основании предложений участников, что приведет к дополнительному времени проведения конкурсных процедур, в виду необходимости переоценки ранее согласованных проектных решений и их пересмотра и уточнения;

-разделение поставки оборудования на составляющие , может привести к срыву или продлению сроков закупок инициированных позже первоначально объявленных, до их окончания и выбора составляющих, что увеличивает срок реализации проекта в целом, а в случае последующей несовместимости технических предложений и к отмене результатов процедур и повторному запуску;

-сложности разделения зон ответственности между поставщиками и исполнителями работ в последующем при реализации, и обеспечении непрерывности работ;

-затягивание решения вопросов гарантийного исполнения обязательств в период эксплуатации , ввиду переноса ответственности между участниками всего проекта.

3.3 Пути повышения эффективности реализации проектов реконструкции и технического перевооружения

Проведенный анализ результатов реализации производственных программ, закупочных процедур и стадий жизненного цикла, при реализации проектного подхода, позволяет сделать вывод в необходимости дальнейшей проработки и совершенствования внедряемого подхода проектного управления инвестиционными проектами, необходимости формирования у персонала

заказчика навыков проектного управления и компетенций, изменения подхода категоричности, классификации проектов и как следствие определения приоритетности.

Учитывая выявленные в результате анализа стадий жизненного цикла проектов проблемы и вопросы можно предложить следующие решения по нивелированию рисков и перспектив дальнейшего развития проектного управления реализацией программ технического перевооружения и реконструкции. В части первоначальной проработки инвестиционного замысла и формирования проекта инвестиционной заявки, считаю необходимым осуществление следующих шагов:

-переработка, порядка отнесения проектов к различным категориям и классам, во главу ставить критерий технической сложности разрабатываемого технического решения и степень его влияния на осуществления генерации и трансформации электроэнергии, с учетом текущего технического состояния;

-определение приоритетности осуществлять только после комплексной проработки инвестиционных замыслов, с по вариантной проработкой предлагаемых технических решений, в первую очередь отечественными производителями;

привлечь к формированию, разработке и экспертизе технических решений представителей заводов-изготовителей основного и вспомогательного оборудования, монтажных организаций, коммерческих финансовых организаций, фондов и научно-исследовательских институтов, на базе некоммерческого партнерства.

-для проектов категории А и Б организация и внедрение на базе некоммерческого партнерства, системы инженерного консалтинга с учетом следующих основных составляющих:

а) разработка альтернативных вариантов, применения технологических решений, применяемого оборудования и программно-технического обеспечения модернизируемого объекта при заданной номенклатуре

выпускаемого оборудования , в первую очередь отечественного производства или с привлечением локализованных поставщиков оборудования и технологических решений в приоритетных направлениях импортозамещения;

б) построение математических моделей производственных процессов и систем управления с целью рассмотрения альтернативных вариантов проектов технического перевооружения и выбора совместного с заказчиком максимально эффективного варианта модернизируемого объекта.

Смысл принципа партнерства состоит в долгосрочных обязательствах между двумя и более организациями с целью достижения конкретных бизнес – целей путем повышения эффективности использования ресурсов каждого из участников. Проектное партнерство представляет собой преобразование контрактных взаимоотношений в связанную, единую, проектную команду, имеющую единые цели и установленные процедуры для своевременного решения возникающих вопросов. Ожидаемым эффектом проектного партнерства будет повышение эффективности и рентабельности принимаемых в последующем решений, появление возможности для инноваций и непрерывного повышения качества оборудования и работ.

Из сложных моментов внедрения проектного партнерства можно отметить, что для его эффективной работы потребуются пересмотр подходов к проведению конкурсных процедур в Обществе, а именно увеличение количества закупок способом у единственного источника у членов проектного партнерства. Кроме того, при создании таких проектных партнерств косвенно произойдет стимулирование развития научных компетенций у всех участников партнёрств и, соответственно, цикл внедрения инновационных разработок в производство будет существенно сокращен.

С целью повышения осведомленности всех участников процесса и возможностью использования информации о текущем состоянии объекта, аккумулировать всю информацию по результатам освидетельствования зданий и сооружений, аналитических отчетов о состоянии оборудования на базе

единого аналитического центра и организации архива и доступа к указанной информации всех заинтересованных сторон.

Разработать и применять подходы по учету ранее установленного на объектах оборудования, накопление в единой базе знаний всех событий по применяемым решениям и оборудованию, с целью унификации подходов к последующему выбору оборудования и проектных решений по всем станциям общества.

Дополнительно внедрить на всех филиалах систему эксплуатационно-информационной диагностики оборудования для оперативного отслеживания текущего состояния основного оборудования и сооружений, с целью прогнозирования сроков необходимых воздействий, для обеспечения надежной, стабильной и долгосрочной эксплуатации.

Организация и проведение независимой оценки отдельных инвестиционных замыслов и проектной документации перед началом реализации.

Для обеспечения эффективной реализации инвестиционных проектов должна быть предусмотрена возможность материального стимулирования работников, участвующих в управлении инвестиционными проектами за проектную деятельность при соответствии (либо несоответствии) их деятельности определенным критериям. Данные критерии должны учитывать результаты проекта и оценку вклада конкретного работника в эти результаты.

Задача стимулирования участников проектов с неполной занятостью является очень сложной, так как для участников проекта, работа в рамках проектной команды является дополнительной работой, осуществляемой помимо непосредственных функциональных обязанностей. Как правило, таких сотрудников привлекают эпизодически, мотивировать таких сотрудников всегда сложно, поэтому в данном случае система поощрений должна быть гибкой, объективной и учитывать следующие факторы:

- срок реализации проекта;
- результативность проекта (выполнение сроков, соблюдение бюджета и надлежащего качества работ);

-уровень вовлеченности сотрудника в проект.

Рассмотрим как с учетом предложенных факторов будет складываться размер вознаграждения участников проектной команды, с частичной занятостью в проекте.

Для каждого участника проектной команды, установим целевой размер возможного вознаграждения, в зависимости от срока реализации проекта. В таблице 6 приведен вариант зависимости размера вознаграждения от срока реализации проекта.

Таблица 6 – Зависимость целевого размера вознаграждения от срока реализации проекта

Срок реализации проекта	Целевой размер вознаграждения
До 3-х месяцев	0,5 месячного оклада
Свыше 3-х месяцев до 6-ти	1 месячный оклад
Свыше 6-ти месяцев до 1 года	1,3 месячных оклада
Свыше 1 года	1,8 месячных оклада
При одновременном участии в двух и более проектах, общая сумма вознаграждения, не может быть больше 2 (двух) месячных окладов	

Следующим важным фактором была выделена результативность проекта, которая определяется по трем критериям: выполнение сроков, соблюдение бюджета и надлежащее качество работ. С учетом каждого критерия определяется коэффициент результативности проекта- таблица 7.

Таблица 7 – Определение коэффициента результативности проекта

№ п/п	Соблюдение сроков	Выполнение бюджета	Качество результата	Коэффициент результативности
1	Нарушение сроков выполнения проекта привело к существенному снижению ценности результатов	Бюджет проекта значительно превышен	Получен неполный результат или результат низкого качества	0
2	Сроки выполнения проекта	Бюджет проекта	Качество	0,75

	были нарушены без влияния на ценность результата	превышен	результата ниже ожиданий	
3	График проекта соблюден	Проект выполнен в рамках бюджета	Качество результата соответствует ожиданиям	1
4	Этап выполнен с опережением графика	Достигнута экономия бюджета	Качество результата превосходит ожиданиям	1,25
5	Этап выполнен с существенным опережением графика (раньше, чем на 1 месяц)	Достигнута существенная экономия бюджета проекта (более чем на 5%)	Качество результата существенно превосходит ожидания (более чем на 7%)	1,5

И третий фактор – уровень вовлеченности в проект, определяется степенью вклада в реализацию проекта и степенью занятости на проекте. Оценка осуществляется руководителем проекта на основании табеля рабочего времени проекта и экспертной оценки вклада работника таблица 8.

Таблица 8 – Оценка вовлеченности в проект

Уровень вовлеченности	Критерии оценки	Коэффициент вовлеченности
Формальный/ несущественный	Формальное участие без особых усилий	0
Низкий	Низкий уровень вовлеченности в проект, результат ниже целевого уровня	0,75
Средний	Результат на целевом уровне, реализация отдельных мероприятий в рамках проекта	1
Высокий	Вовлеченность в проект не менее 20% рабочего времени, оптимальные решения по отдельным этапам проекта	1,25

Таким образом, вознаграждение участника проектной команды с частичной занятостью рассчитывается на основании оценки описанных факторов .

Предложенная методика мотивации участников проектных команд должна повысить гибкость организационной структуры, позволить развить компетенции и чувство ответственности сотрудников, персональную заинтересованность участников проектных команд в достижении результатов, развить высокий уровень внутреннего сотрудничества и способностей к командной работе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Отсутствие должного планирования развития энергетики в целом, в ходе нынешней реформы энергетического комплекса страны является главной проблемой современного состояния отрасли. По сути своей жесткое планирование развития энергетики в привязке к промышленно-хозяйственному комплексу, это план развития промышленности на базе электрификации страны. На сегодняшний момент утрачены необходимые и достаточные условия эффективного развития энергетического комплекса, а именно:

- Плановость;
- Системность;
- Комплексный подход к решению экономических проблем.

Развитие электроэнергетики всегда способствует созданию высококвалифицированных коллективов проектировщиков, строителей и монтажников.

В настоящий момент существующее Министерство энергетики, в содружестве со специально созданными группами ученых из различных институтов, на систематической долгосрочной основе могло бы разработать и сопровождать план системного и комплексного развития всей энергетики в целом, объединяя единой целью различные предприятия промышленности, институты и участников генерации тем самым обеспечивая непрерывное и комплексное развитие.

Сегодняшняя реформа, нарушила системные связи в энергетике в целом и в частности в гидроэнергетике, привело к отсутствию научно-технического сопровождения разработки проектов и работ на гидростанциях, что в свою очередь привело к тому, что эксплуатационный персонал гидроэлектростанций становится ответственным только за выработку электроэнергии и поддержку в текущем исправном состоянии оборудования.

Принятая и реализуемая программа комплексной модернизации является единственной и уникальной по своему масштабу программой обновления

производственных фондов в энергетике. Данная программа оптимизирует мероприятия программы технического перевооружения и реконструкции с целью ускорения процесса модернизации и обеспечения технической безопасности и системной надежности. В рамках реализации ПКМ был применен проектный подход управления работами технического перевооружения и реконструкции. Нужно понимать, что, когда разрабатывалась ПКМ, у технических специалистов не было значительного опыта в реализации крупномасштабных проектов. А на сегодня в рамках реализации ПКМ удалось не только запустить крупномасштабные проекты, но и реализовать их сопровождение с помощью методологии проектного управления. Сотрудники компании получают значительный опыт и компетенции менеджеров крупных проектов в области технического перевооружения и реконструкции гидро-энергетического оборудования.

Не смотря на активные меры по внедрению проектного подхода, есть ряд сдерживающих факторов, негативно сказывающихся на результатах отдельных проектов. При этом сегодня практическая значимость проектного управления требует разработки и совершенствования отраслевых стандартов, подготовки компетентных специалистов, адаптации к современным моделям и оптимизации организационных структур.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Организация управления проектами технического перевооружения и реконструкции действующих объектов гидроэнергетики [Электронный ресурс]: стандарт организации: СТО РусГидро 00.01.113-2015//ПАО «РусГидро» [сайт].- Москва, 2015. – Режим доступа: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/a0f/006_STO-00.01.113-2015_Upravlenie-proektami-TPiR.pdf
2. Гидроэнергетическое строительство. Календарно-сетевое планирование проектов сооружения объектов гидроэнергетики [Электронный ресурс]: стандарт организации СТО РусГидро 01.02.85-2013//ПАО «РусГидро» [сайт]. – Москва, 2013. – Режим доступа: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/c02/082_STO-RusGidro-01.02.85-2013_KSP-proektov-str-va.pdf
3. Гидроэлектростанции. Организация работ при создании и реконструкции оборудования, собираемого на месте эксплуатации [Электронный ресурс]: стандарт организации СТО РусГидро 02.03.86-2013//ПАО «РусГидро» [сайт]. – Москва, 2013. – Режим доступа: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/6c3/079_STO-RusGidro-02.03.86-2013_Organizatsiya-rabot-Sozdanie-i-rekonstr-oborud-na-meste-ekspl.pdf
4. Рябикин, А.В. Научные основы разработки программы технического перевооружения и реконструкции гидроэлектростанции: дис. ... канд. Тех. Наук: 05,14.08/ Рябикин Александр васьильевич. – Москва, 2006. -198с.
5. В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон Гидроэлектростанции: учебное пособие /В.И. Брызгалов, Л.А.Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002.541 с.
6. Гидроэнергетика: учебник / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011, - 640 с.
7. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов [Электронный ресурс] :методические рекомендации (утвержденные Минэкономразвития России, Минфином России, Госстроем

- России 21.06.1999 г №477)//Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
8. О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87// Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
 9. Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. [Электронный ресурс] : энергетическая стратегия (утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации № 1234-р от 28 августа 2003 года) // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
 10. Гражданский кодекс Российской Федерации. Ч. 1[Электронный ресурс] : федер. закон от 21.10.1994 г. № 51-ФЗ// Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
 - 11.О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц [Электронный ресурс] : федер. закон от 18.07.2011 № 223-ФЗ // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
 - 12.Киселев А.А. Институциональные аспекты управления производственным комплексом гидроэнергетической отрасли России: дис. кандидата экономических наук: 08.00.05/ Киселев Александр Александрович. – Москва, 2009. – 129с.
 - 13.Лукманов Д. А. Организационно-экономические аспекты управления инвестиционными процессами в гидроэнергетическом строительстве: дис. кандидата экономических наук: 08.00.05/ Лукманов Даниял Абидинович. – Махачкала, 2009. – 127с.
 - 14.Богуш, Б.Б., Хазиахметов, Р.М. Основные положения программы развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года / Б.Б.Богуш, Р.М.Хазиахметов// Гидроэнергетика XXI века: Россия и мировая интеграция. – 2016. - №1. – С.3-19.

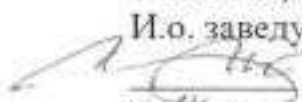
15. Слива И.А. Как движется модернизация российской гидроэнергетики [Электронный ресурс]/ И.А. Слива//Энергетика и экология. – 2017. - №3.- Режим доступа: http://kislod.life/analitics/kak_dvizhetsya_modernizatsiya_rossiyskoy_gidroenergetiki

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

И.о. заведующего кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

«14» 06 2018 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

140209.65 Гидроэлектростанции

Реализация проектов реконструкции и технического перевооружения в
условиях эксплуатируемых гидроэлектростанций на примере Филиалов
ПАО «РусГидро»

Научный руководитель


подпись, дата

В.В. Луференко

Выпускник


подпись, дата

Д.А. Васильев

Рецензент


подпись, дата

А.И. Кормилкин

Нормоконтролер


подпись, дата

А.А. Чабанова