

АССОЦИАЦИЯ ОРГАНИЗАЦИЙ
И РАБОТНИКОВ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ
«ГИДРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ»

АННОТАЦИОННЫЙ
СБОРНИК РАБОТ
ПОБЕДИТЕЛЕЙ И ДИПЛОМАНТОВ
ВСЕРОССИЙСКИХ КОНКУРСОВ
АССОЦИАЦИИ
«ГИДРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ»
2020 г.



ПОЛИТЕХ-ПРЕСС

Санкт-Петербургский
политехнический университет
Петра Великого

Санкт-Петербург

2020

ББК 31.5
А68

Аннотационный сборник работ победителей и дипломантов Всероссийских конкурсов Ассоциации «Гидроэнергетика России» 2020 г. – СПб. : ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2020.— 200 с.

«Лучшая выпускная квалификационная (дипломная) работа в области гидроэнергетики среди выпускников ВУЗов России»

«Лучшая учебная, методическая и научная публикация в области гидроэнергетики России»

© Ассоциация организаций
и работников гидроэнергетики
«Гидроэнергетика России», 2020
© Санкт-Петербургский политехнический
университет Петра Великого, 2020

ISBN 978-5-7422-7145-1

ПРЕДИСЛОВИЕ

В сборнике представлены аннотации работ победителей и дипломантов **Всероссийского конкурса «Лучшая учебная, методическая и научная публикация в области гидроэнергетики России – 2020»** и **Всероссийского конкурса «Лучшая выпускная квалификационная (дипломная) работа в области гидроэнергетики среди выпускников ВУЗов России – 2020»**, организованных Ассоциацией «Гидроэнергетика России».

Конкурсы проводятся Ассоциацией «Гидроэнергетика России» ежегодно, начиная с 2017 г. в целях популяризации гидроэнергетики как инженерной отрасли и повышения качественного и количественного уровня обеспечения современными изданиями гидроэнергетических предприятий, проектных и научных организаций, а также образовательных учреждений, осуществляющих подготовку и повышение квалификации специалистов для предприятий и организаций гидроэнергетики. В 2020 году в соответствии с решением Издательского совета Ассоциации были проведены два Всероссийских конкурса.

Конкурсные работы представлены специалистами ведущих научно-исследовательских институтов, гидроэнергетических компаний, а также лучшими выпускниками, рекомендованными руководством профильных вузов Российской Федерации.

Конкурсы осуществлены при информационной поддержке Минобрнауки РФ и Минэнерго РФ.

*Работы публикуются в авторских редакциях,
представленных на конкурсы.*

ВВЕДЕНИЕ

На территории Российской Федерации сосредоточено около 9 % мировых запасов валового потенциала энергии поверхностного речного стока (2400 ТВт ч в год). Российский экономический гидропотенциал, использование которого целесообразно в настоящее время, оценивается примерно в 850 млрд. кВт.ч. годовой выработки в целом (без малых рек). Выработка электроэнергии ГЭС России в 2019 г. составила около 18 % от общего объема (190 млрд. кВт.ч. в год).

Во многом благодаря ГЭС, введенным в эксплуатацию в 50–70-х годах прошлого столетия, Российская Федерация сегодня занимает пятое место среди лидирующих стран мира по объему установленной мощности ГЭС (более 52 ГВт), уступая лишь КНР, Бразилии, Канаде и США, но лишь 27-е место по объему новых вводов. Эта ситуация не соответствует основным направлениям развития энергетики за рубежом, где отмечается активное развитие гидроэнергетики. В среднем, в течение последних 20 лет вводы мощностей ГЭС и ГАЭС в мире ежегодно превышали 27 ГВт.

Гидроэнергетика – это главный потенциал используемых возобновляемых источников энергии в нашей стране (на начало 2020 г. – 99 %). Ее значение существенно возрастает в свете ратифицированного 23 сентября 2019 года Правительством России Парижского соглашения по климату, призванному обеспечить устойчивое и низкоуглеродное развитие. Работа ГЭС сокращает на 10–15 % выбросы углекислого газа в атмосферу от общего объема техногенных выбросов парниковых газов в России. Помимо того, что гидроэлектростанции являются наиболее низкоуглеродными и экологичными источниками электроэнергии

(с учетом углеродного следа), они зарекомендовали себя как самые надежные по эксплуатационному ресурсу источники генерации, обеспечивающие надежность функционирования ЕЭС страны за счет своих маневренных возможностей.

Основываясь на том, что на сегодняшний день ключевым трендом, влияющим на развитие глобальных энергетических рынков, является повышение внимания к вопросам экологии и охраны окружающей среды и основными аргументом для развития и трансформации энергетической инфраструктуры становится не столько экономическая привлекательность источников энергии, сколько вопросы устойчивого развития и борьбы с глобальным изменением климата, роль гидроэнергетики должна измениться и нашей стране.

Конкурсы проводятся Ассоциацией «Гидроэнергетика России» начиная с 2017 года в целях популяризации гидроэнергетики как ведущей отрасли ТЭК России, использующей ВИЭ. Конкурсы направлены на повышения качественного и количественного уровня обеспечения современными изданиями гидроэнергетических предприятий, проектных и научных организаций; образовательных учреждений, осуществляющих подготовку и повышение квалификации специалистов для предприятий и организаций гидроэнергетики и для выявления и дальнейшего продвижения в отраслевых организациях лучших выпускников.

На Всероссийский конкурс **«Лучшая учебная, методическая и научная публикация в области гидроэнергетики России – 2020»** были представлены публикации, тематика которых относится к области гидроэнергетики. Основными участниками стали представители АО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» и НИУ МЭИ.

Во Всероссийском конкурсе **«Лучшая выпускная квалификационная (дипломная) работа в области гидроэнергетики среди выпускников ВУЗов России – 2020»** приняли участие рекомендованные высшими учебными заведениями Российской Федерации выпускные квалификационные работы выпускников,

по направлениям подготовки связанным с проектированием, строительством и эксплуатацией ГЭС и ГАЭС (электроэнергетика, гидроэлектростанции, возобновляемые источники энергии, гидротехническое строительство, инженерная гидрология, гидромашинны, энергетическое машиностроение. Рекомендации для участия в конкурсе магистерских работ направили:

- ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»;
- Саяно-Шушенский филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»;
- ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский Московский государственный строительный университет»;
- ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»;
- ФГБОУ ВО «Братский государственный университет»;
- ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет».

В соответствии с положениями о конкурсах и на основании решений Издательского совета были сформированы конкурсные комиссии и утвержден списочный состав экспертов, из числа ведущих специалистов, признанных в соответствующей области знаний (тематики).

В состав Издательского совета и Конкурсной комиссии вошли представители профессионального, научного и образовательного сообществ.

Б. Б. Богуш	Член правления, Первый заместитель генерального директора – главный инженер ПАО «РусГидро» <i>Председатель Издательского совета Ассоциации</i>
О. Г. Лушников	Исполнительный директор Ассоциации «Гидроэнергетика России» <i>Секретарь Издательского совета Ассоциации</i>
Е. Н. Беллендир	Генеральный директор АО «Институт Гидропроект»

В. В. Берлин	Профессор МГСУ, Директор ООО «Предприятие по исследованию, проектированию и строительству объектов гидроэнергетики «Белый уголь»
А. В. Григорьев	Главный эксперт Департамента развития и стандартизации производственных процессов ПАО «РусГидро»
И. И. Жежель	Генеральный директор АО «Ленгидропроект»
В. В. Колмогоров	Директор Технической инспекции АО «ЕвроСибЭнерго»
Г. Г. Лапин	Главный редактор журнала «Гидротехническое строительство»
М. Э. Лунаци	Советник генерального директора АО «Зарубежнефть»
Н. К. Малинин	Профессор НИУ МЭИ, кафедра Гидроэнергетика и ВИЭ
Б. М. Орахелашвили	Доцент НИУ МЭИ, подразделения Гидромеханики и Гидравлических машин (ГГМ)
Р. Н. Орищук	Генеральный директор АО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева»
И. В. Семенов	Главный эксперт АО «Институт Гидропроект»
М. Г. Тягунов	Профессор НИУ МЭИ, кафедра Гидроэнергетика и ВИЭ
Б. Н. Юркевич	Главный инженер АО «Ленгидропроект»

В конкурсные комиссии вошли:
Богуш Борис Борисович
Лушников Олег Георгиевич

Колмогоров Владимир Васильевич
Беллендир Евгений Николаевич
Берлин Валентин Валентинович
Лапин Геннадий Георгиевич
Малинин Николай Константинович

Все работы проверялись не менее чем 3-я экспертами.

По итогам Всероссийского конкурса «**Лучшая учебная, методическая и научная публикация в области гидроэнергетики России – 2020**» были определены победители, в число которых вошли:

В номинации «Лучшая учебная публикация» – Швайнштейн Анатолий Михайлович

В номинации «Лучшая учебная публикация» – Ладенко Светлана Юрьевна, Иванова Татьяна Викторовна.

Победителями Всероссийского конкурса «**Лучшая выпускная квалификационная (дипломная) работа в области гидроэнергетики среди выпускников ВУЗов России – 2020**» определены:

– Сагалакова Карина Ивановна (ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»);

– Щербаков Евгений Валерьевич (Саяно-Шушенский филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»);

– Ярда Николай Андреевич (ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ» (ИГВИЭ)).

Победители и дипломанты конкурсов получили призы и дипломы Ассоциации.

В соответствии с решением управляющих органов Ассоциации «Гидроэнергетика России» в 2021 году будет продолжена работа по проведению конкурсов «**Лучшая учебная, методическая и научная публикация в области гидроэнергетики России**» и «**Лучшая выпускная квалификационная (дипломная) работа в области гидроэнергетики среди выпускников ВУЗов России**».

**1. ВСЕРОССИЙСКИЙ КОНКУРС
«ЛУЧШАЯ УЧЕБНАЯ, МЕТОДИЧЕСКАЯ
И НАУЧНАЯ ПУБЛИКАЦИЯ
В ОБЛАСТИ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ – 2020»**

Номинация «Лучшая научная публикация»

Организация АО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева»
Автор Швайнштейн Анатолий Михайлович

Победитель конкурса в номинации «Лучшая научная публикация»

Тема: «Гидравлическое обоснование пропуска строительных расходов Бурейского гидроузла»

Ключевые слова: строительные расходы; пропуск воды и льда; перемычки; размывы скалы; глубинный водосброс; кавитация; подвод воздуха

Строительство основных сооружений Бурейского гидроузла, расположенного на р. Бурей в Амурской области, начато в 1984 г. В состав гидроузла входит бетонная плотина высотой 140 м с длиной гребня 744 м, водосливной и станционные ее участки имеют длину по фронту 180 и 144 м. В здании ГЭС пристанционного типа установлено 6 гидроагрегатов общей мощностью 2 МВт.

Пропуск строительных расходов при возведении гидроузла, продолжавшегося длительное время, сопровождался значительными трудностями. Они были вызваны нестабильным положением в стране, поздним введением основного бетонного завода, перебоями финансирования и связанного с ним дефицита кадров. В 90-х годах ход строительных работ был на несколько лет прерван, и они активизировались лишь в 1999 г. Пропуск строительных расходов закончился в 2008 г. с пуском в эксплуатацию водосливной плотины.

Обоснование конструкции строительных водосбросов гидроузла, проекта пропуска расходов всех этапов строительства, защиты от воздействия сбросного потока на русло и сооружения нижнего бьефа, определение режимов течения в нижнем бьефе,

размывов русла реки и берегов потребовали большого объема гидравлических исследований. Его увеличение обусловлено тем, что двухкотлованная схема возведения ТЭО гидроузла, оказалась неосуществимой, в том числе из-за отсутствия кабель-крана. Ограничения объема укладываемого бетона потребовали осуществления промежуточных сложных вариантов пропуска строительных расходов и площадок для укладки бетона водосбросных сооружений кранами, а это вызвало изменение конструкции и последовательности возведения водосбросов.

Проект гидроузла разработан АО «Ленгидропроект», а исследования для гидравлического обоснования проекта пропуска строительных расходов гидроузла проводились в лаборатории гидравлики АО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева». Первоначальным проектом гидроузла предусматривалось за высокими перемычками у доступного правого берега возводить здание ГЭС. При ширине створа 250–300 м и расходе 5 % обеспеченности 12 000 м³/с это предопределило устройство бетонного продольного участка перемычки. В суженном русле в маловодные периоды года под защитой грунтовых низководных перемычек намечалось возводить 6 пролетов строительных глубинных водосбросов (СГВ) и открытый водосброс пролетом 45 м.

Расходы реки этого периода до 100–120 м³/с, пропускались через трубу в раздельном устье, а осенью и весной около 700 м³/с – через канал в расчистке левого берега. Максимальные расходы должны были сбрасываться через суженное русло каналом шириной 60 м в пределах 4-х секций плотины, затем через 6 пролетов СГВ и поверхностный пролет и, наконец, всем фронтом СГВ.

В процессе строительства был принят ряд существенных изменений для последующего обоснования и увязки последовательности строительства и схемы пропуска расходов. Они касались: повышения дна СГВ на 3–4 м, отказа от забральных стен перед СГВ и исключения из проекта строительных донных водосбросов, сокращения пролетов СГВ с 10 до 8 и т. д.

Гидравлические исследования гидроузла проводились на двух пространственных гидравлических моделях масштаба 1:100, а за-

тем на одной модели 1:120. Отработка конструкции СГВ выполнялась на фрагментарной модели 1:40.

Начальный этап строительства гидроузла. Возведение строительной бетонной перемычки производилось в два маловодных сезона 1984–1985 гг. Отработка на модели конструкции низководной перемычки высотой 8–9 м для первого сезона, которая была выполнена из грунтов крупностью от 0,1 до 200 мм (средний размер 0,25–1 мм), позволила установить:

- пионерную отсыпку поперечных участков перемычки можно начинать с расходов до 6000 м³/с (по проекту до 1500 м³/с), увеличивая их длину с увеличением расходов;

- возведение верхового угла и всей перемычки оказалось возможным при устройстве у этого угла шпоры из крупного материала (эта шпора выполнена от берега);

- устойчивость этой перемычки без расчистки левого берега достигалась устройством у ее продольного участка двух шпор из крупного материала и креплении его низового участка гравием размером 5 мм.

Участки этой перемычки из мелкозернистых грунтов разрушались при расходе около 2500 м³/с, а участки из крупного материала были смыты на высоту 2,5–3 м лишь при расходе 7500 м³/с.

К весне 1986 г. были возведены верховой и низовой оголовки продольного бетонного участка перемычки. Достройки ее продольного участка продолжалось за локальной низководной перемычкой. Ее грунтовые участки были замкнуты на бетонные оголовки высотой 16–17 м. Такая перемычка была рассчитана на работу в котловане до расхода 4500 м³/с. Исследованиями на модели было рекомендовано крепление наружных откосов перемычки на разных участках фракциями размером 0,6 и 1 м. Такое крепление предотвращало разрушение гребня перемычки при затоплении котлована расходами более 6000 м³/с. Для предотвращения от разрушения внутренних откосов перемычки проектом было предусмотрено организованное затопление котлована и устройство на ее низовом поперечном участке плавкой вставки.

Весной 1986 г. лед толщиной до 2 м был благополучно пропущен уже при возведенной высокой перемычке. Для этого перед вскрытием поверхность ледового покрова была зачернена, и производилось взрывание льда для образования канала шириной 50–60 м (длина взорванных участков около 2 км на протяженности 5 км).

Паводки 1987–1988 гг. пропускались через стесненную левобережную часть русла. В 1987 г. при относительно небольшой толщине льда перед вскрытием было проведено только взрывание затора в верхнем бьефе, в 1988 г. при меньшей толщине льда никаких мероприятий для пропуска льда не понадобилось.

Пропуск расходов воды и льда по уточненной в 1988 г. схеме возведения плотины. Изменение схемы пропуска строительных расходов через левобережную часть русла была выполнена исходя из возможностей Бурягэсстроя. В маловодный период в левобережной части русла создавался локальный котлован и расходы до 120 м³/с пропускались трубой в раздельном устье. В период 1989–1991 гг. в локальном канале до отметки 139 м была возведена верховая бетонная перемычка, а в 1990–1991 гг. до отметки 137 м выштрабленный трамплин-отклонитель. Левобережный канал в этот период обладал пропускной способностью без перелива через правую продольную стенку из укатанного бетона при начальных отметках дна, равную 350 м³/с.

Работы в левобережной части русла проводились длительное время. С 1994 г. пропуск расходов осуществлялся уже через недостроенные сооружения. Достройка быков верховой бетонной перемычки локального котлована до отметки 148 и 150,7 м и установка между ними затворов позволили увеличить расходы затопления этого котлована до 3900 и 5300 м³/с. При пропуске через суженную часть русла расхода 10 % обеспеченности 11 000 м³/с на столбах I и V 30 секции плотины перепад уровней достигал 4 и 5,5 м.

Рассмотрение условий пропуска паводков 1995 г. проводилось на гидравлической модели с учетом того, что центральная часть продольной перемычки из укатанного бетона должна быть разо-

брана. Сопоставлялись варианты с установкой между быками верхней перемычки локального котлована четырех и трех секций затворов. Эти сопоставления вариантов показали:

– локальный котлован в первом случае затопливался при расходе $10\,000\text{ м}^3/\text{с}$ при условии доработки дна строительного канала до отметки 130 м, а во втором случае эти расходы составляли от 7200 до $7900\text{ м}^3/\text{с}$ в зависимости от высоты поперечных бетонных стен в строительном канале;

– пропуск расчетного расхода $11\,000\text{ м}^3/\text{с}$ обеспечивался при отметке УВБ = 158 м, воздействие на вантовый мост отсутствовало, если в первом случае производилась доработка дна строительного канала до отметки 130 м на длине 160 м, а во втором случае эта отметка УВБ и отсутствие подтопления моста обеспечивались в зависимости от высоты поперечных стен в строительном канале. Если при установке четырех секций затворов на указанной выше перемычке устанавливалась первая поперечная стена в канале с отметкой гребня 138 м, то УВБ повышался на 0,5 м, а расход затопления локального котлована уменьшался до $9300\text{ м}^3/\text{с}$, возведение в строительном канале нижней поперечной стены приводил к затоплению вантового моста;

– на основе измерений уровней воды при пропуске расходов были получены нагрузки на стену в секции 30 и VII столб плотины.

Исследование условий пропуска расходов через возводимые секции плотины 24–29 (СГВ) и поверх секций 31–34 плотины в строительном канале перед паводками 1998–2001 гг. Для этого периода в некоторых случаях рассматривались условия пропуска расхода в маловодные периоды.

При пропуске паводков 1998–1999 гг. гребень верхней перемычки котлована ГЭС достигал отметки 156 м, а затем она была достроена до отметки 163 м. Отметки раздельного устоя повышались по мере роста уровней воды, а отметки гребня быков и затворов на входе в секции 24–30 находились на отметке 156 м. В VII столбе секции 24–30 были установлены затворы с отметкой гребня 146,6 м, лишь в секции 29–30 он иногда отсутствовал.

В левобережном канале остались неразобранными остатки верхового и низового продольных участков локальной низководной перемычки из укатанного бетона. Функционировал в этот период и мост через строительный канал. В 1999 г. за СГВ было выполнено до отметки 132 м бетонное крепление.

Исследования пропуска паводковых расходов 1998 г. выполнялись для двух вариантов бетонирования в секциях плотины 31–34. В секциях 31–34 до отметки 132–134 м, а во втором из них еще столб III секции 31 выполнялся до отметки 157,3 м, при этом предусматривалось устройство облицовки левого берега. Исследованиями этих вариантов установлено:

- возведение в левобережном канале блоков первого варианта обеспечивает пропуск расхода 11 800 м³/с без затопления котлована ГЭС при отм. УВБ = 158 м. Для второго варианта затопление начинается при расходе около 11 300 м³/с;

- возведение III столба секции 31 и выполнение поперечного крепления за СГВ приводило к существенному повышению уровней воды у сооружений. У вантового моста уровни воды контактировали с пролетным строением;

- перепад уровней на поверхностях III столба секции 31 достигал 8–10 м.

Безаварийный пропуск расходов во втором варианте этого этапа обеспечивался, только если не возводилось поперечное крепление на этом участке за СГВ.

На исследованиях перед пропуском паводков 1998–2000 гг. не будем подробно останавливаться. Укладка бетона до отметок 139 м в секциях 31–34 не была реализована из-за невозможности подать бетон в эти секции на намеченной площади и с необходимостью сохранения вантового моста. Поэтому возник вопрос об устройстве мостового перехода через левобережный канал в III столбе плотины. В маловодный период были возведены левобережная и промежуточные опоры мостового перехода. Промежуточная опора, выполненная без обоснований в виде бетонного блока и металлического пилона из двух труб диаметром 2 м, была срезана при прохождении льда.

Для маловодного периода 2000 г. было установлено следующее:

– работа в котловане левобережного канала обеспечивалась до расхода $800 \text{ м}^3/\text{с}$ достройкой гребня его верховой бетонной перемычки до отметки 145 м. Этот котлован защищался от затопления через продольную бетонную перемычку либо ее достройкой до отметки 142,5 м, либо разборкой поперечной грунтовой перемычки котлована II очереди до отметки 136 м.

– в период осеннего ледохода слой шуги толщиной 0,4 м проходил беспрепятственно через СГВ. При его толщине 0,4–0,6 м необходимо было принять меры для ее безаварийного пропуска: при расходах более $450 \text{ м}^3/\text{с}$ перекрытием 1 или 2-х пролетов СГВ или устройством запани в верхнем бьефе.

Перед паводками 2001 г. существенное внимание уделялось обеспечению условий бетонирования секций 31–34 плотины. Бетонирование по всей площади по требованию Генподрядчика могло проводиться с помощью крана на мостовом переходе с промежуточной опорой в III столбе секций 32–34. Эта опора при ее обтекании потоком не должна вызывать воздействия на оба мостовых строения, а при пропуске льда не должно было быть ледовых затруднений. При рассмотрении вариантов этой опоры, предложенных Ленгидропроектом, Бурейгэсстроем и ВНИИГ, решить эту задачу не удалось.

Для расположения крана для подачи бетона генподрядчик предложил использовать столбы секции 31, на которые подкрановые пути проложены по бетонным перекрытиям в створе III столба плотины. В секциях 30–31 монтировалось перекрытие аэрационной галереи с внутренней поверхностью на отметке 151 м. Для этого варианта конструкции в канале рассматривались подварианты с пилоном и без пилона в III столбе у левого берега.

Исследования этих вариантов показали следующее:

– для варианта конструкции без пилона обеспечивалась необходимая пропускная способность, отсутствовало воздействие на вантовый мост. Воздействие потока на перекрытие аэрационной галереи достигало $1,5\text{--}4,0 \text{ т}/\text{м}^2$;

– возведение левого пилона вызывало повышение здесь уровня воды и некоторое уменьшение максимального расхода по сравнению с вариантом без пилона; не было зафиксировано и воздействие на вантовый мост;

– возведение столбов секции 31 при расходе ледохода $4000 \text{ м}^3/\text{с}$ приводило к возникновению и разрушению в канале заторов льда высотой 13–17 м, с ростом УВБ до отметок 153,5–155 м. Если дополнительно бетонировался III столб секции 33 до отм. 155 м, то заторные явления и навал льда на II столб секции 31 отсутствовали при ее возведении до отметки 152 м.

Рассмотрение условий пропуска расходов воды в 2002 г. и шуги и льда в маловодье 2001–2002 гг. проводилось для вариантов с пропуском расходов через 8 пролетов СГВ и через поверхностный пролет в секции 33 плотины с отметками гребня 157 и 151 м. Исследованиями установлено:

1. В варианте с возведением I столба поверхностного пролета до отметки 157 м обеспечивался пропуск расчетного расхода $9710 \text{ м}^3/\text{с}$ при отм. УВБ–181 м. В этом варианте отсутствует воздействие на вантовый мост и существует необходимость в разборке первой балки подкрановых путей в III столбе сооружения. На основе измерений скоростей течения и определения глубины размывов русла установлена необходимость защитной облицовки левого берега на расстоянии 40 м от конца поперечного крепления за СГВ и возможность отказа от зуба в конце его. Данные о размывах у локальных низководных перемычек свидетельствовали о необходимости их разборки.

2. В варианте с возведением I столба поверхностного пролета до отметки 151 м пропуск расчетного расхода $10\,400 \text{ м}^3/\text{с}$ должен происходить при отм. УВБ = 179 м. Подкрановые пути в III столбе должны разбираться до сбросного расхода $8300 \text{ м}^3/\text{с}$. Воздействие на вантовый мост отсутствует до максимального сбросного расхода. Также необходима защитная облицовка левого берега, отсутствовала необходимость в устройстве зуба крепления за СГВ и должны быть разобраны локальные низководные перемычки.

Для вариантов с поверхностным пролетом при двух рассматриваемых отметках гребня отмечалась возможность забивки тракта СГВ в маловодные периоды шугой. В работе приведены значения расходов воды и отм. УВБ при забивке части пролетов шугой. Также указывается, какое количество пролетов необходимо перекрыть при задержке шуги в верхнем бьефе.

Исследования для обоснования условий пропуска расходов через СГВ на стадии ввода агрегатов и временной эксплуатации ГЭС. Постановка этих исследований обусловлена изменением расчетных расходов и сокращением числа пролетов СГВ до 8. Необходимо было учитывать возникшие размывы в нижнем бьефе. Основной целью исследований являлось уточнение на основе исследований регламентов маневрирования пролетами (РМП) СГВ. Последовательность полного открытия и закрытия затворов СГВ должна быть такой, чтобы не допустить опасных разрушений скального основания, повреждения креплений у сооружений; их отработка также учитывает необходимость ремонта в ряде пролетов. Остановимся на принципах их формирования, а также на некоторых особенностях работы нижнего бьефа в этот период.

В результате опытов по определению размывов в нижнем бьефе при работе разного числа пролетов СГВ были сформулированы основные требования, которые необходимо было выполнять при маневрировании пролетами СГВ:

- при работе одного пролета следовало пропускать расходы через центральную часть СГВ, т. е. пролеты № 4 и № 5, предназначенные для работы при частичных открытиях затворов и выполненные из бетона класса В30 (остальные пролеты укладывались из бетона класса В15);

- при дальнейшем увеличении расхода следовало открывать пролеты от центра фронта СГВ, чередуя их через один (при небольшом числе открытых пролетов их можно было чередовать и через два пролета);

- в последнюю очередь следует вводить пролет № 2;

- при числе открытых пролетов 4 и более следовало открывать пролет № 1;

– недопустимо осуществлять пропуск расходов при 2, 3, 4 и более открытых рядом пролетов, особенно при несимметричном их расположении к оси фронта сооружения, при остальных закрытых.

Первоначально исследования размывов проводились с использованием для моделирования скалы несвязного материала, но такое воспроизведение скалы приводит к преувеличению размеров размывов в водоворотных областях. Поэтому разработка РМП выполнялась с использованием связного материала, который не разрушался под действием сосредоточенных течений и пространственных водоворотов, а максимальная глубина размыва в его фокусе была, как в несвязном материале. Также этот материал должен быть достаточно жестким для обеспечения устойчивости крутых откосов.

Не останавливаясь подробно на характеристиках РМП, рассмотренных в исследованиях для периодов наполнения водохранилища и пуска первых агрегатов ГЭС, рассмотрим лишь два вопроса, связанных с этими проработками:

– на основе исследований размыва с использованием связного материала и с учетом более углубленного геологического обследования основания у продольного крепления отдельного устоя удалось дифференцированно уменьшить заглубление буронабивных свай в этой зоне;

– осенью 2003 г. при отм. УВБ около 206 м и длительном сбросе расходов до 7750 м³/с в нижнем бьефе разрушились локальные перемычки из укатанного бетона, которые на основе исследований размывов рекомендовалось разобрать. Произошедшие размывы оказались непредсказуемыми, особенно у поперечного крепления СГВ. Экспериментальная проверка возникновения этих размывов проводилась с воспроизведением скального основания с наиболее существенными тектоническими нарушениями; она подтвердила влияние разрушения указанных перемычек на рассматриваемые размывы.

Повреждения безнапорного отводящего тракта СГВ и его причины. Эксплуатация СГВ продолжалась 7–8 лет при напорах на пороге от 0 до практически 117 м. В этих исследованиях опре-

делялась пропускная способность, устанавливалось окончательное очертание тракта, распределение давлений, обрабатывались устройства для подвода воздуха, устанавливались зоны воздействия расширяющегося потока за напорным участком на расположенные ниже по течению боковые стены безнапорного участка тракта, наполнение последнего участка. Остановимся здесь лишь на повреждениях безнапорного отводящего участка тракта (БОУТ), затруднявших его эксплуатацию.

Бетонные поверхности отводящего тракта СГВ были выполнены со значительными дефектами: высота местных неровностей достигала 5 см, а в отдельных случаях 10 см, имели место волнистость стен со стрелкой до 3 см, раковины глубиной до 10 см и площадью до 100 дм², зоны слабого и непроработанного бетона, местное заглубление размером 1 м и шириной 0,5 м.

После паводка 2003 г. было обнаружено существенное повреждение: в пролете № 5 у стыка столбов II и III появилась промоина глубиной 0,8 м. Она образовалась при абразивном воздействии отдельностей скалы из насыпи перед СГВ и сбрасываемых с берега. Эти отдельности в зоне водоворота за уступом между напорным и безнапорным участками СГВ вращались и разрушали бетон. Дальнейшие повреждения, возникающие на боковых стенах БОУТ, носили кавитационный характер и были обусловлены значительными неровностями поверхностей бетона, а также, возможно, недостаточным подводом воздуха в пристенные слои потока. В значительной мере это связано с тем, что размеры плановых уступов при расширении тракта СГВ за его напорным участком были приняты до проведения гидравлических исследований. На тракте СГВ выходные отверстия воздухопроводов были выведены на 1,1 м ниже, чем рекомендовалось на основе исследований на модели.

Тем не менее, после ремонта поврежденных поверхностей СГВ благополучно проработали вплоть до ввода в эксплуатацию постоянного водосброса и полностью выполнили свое назначение. При применении таких конструкций в дальнейшем необходимо обратить внимание на мониторинг расхода воздуха, вовлекаемого на тракт СГВ. На гидроузле он не проводился, что

не способствовало принятию оперативных и обоснованных мер по предотвращению кавитационных воздействий. В дальнейшем при проектировании водосбросов такого типа было бы полезно для заключительной стадии их эксплуатации, когда увеличивается напор на сооружении и уменьшается расчетный расход, предусматривать установку диафрагмы в выходном сечении напорного участка тракта. Такое мероприятие способствует увеличению отрывных зон за выходным сечением напорного участка СГВ и более интенсивному вовлечению воздуха в пристенные слои потока на отводящем участке, а, следовательно, минимизации кавитационных воздействий.

Книга предназначена для гидротехников, занимающихся проектированием, гидравлическими исследованиями и строительством гидроузлов. Она может быть полезна для повышения квалификации инженеров, которые сталкиваются с обоснованием водосбросных сооружений на основе моделирования.

С соответствующей информацией по проектированию водосбросных сооружений можно ознакомиться в недавно изданных пособиях:

1. СП 290.132.580.2016. Водопропускные гидротехнические сооружения (водосбросные, водопропускные, водоспускные). Правила проектирования. Стандартиформ, М., 2017.

2. Руководство по гидравлическому расчету бетонных и железобетонных плотин. Методическое пособие. Федеральный центр нормирования, стандартизации и оценки соответствия в строительстве, 2017.

Организация АО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева»
Авторы Воронков Олег Константинович
Ушакова Лариса Федоровна

Дипломант конкурса в номинации «Лучшая научная публикация»

Тема: «Основания плотин и их проблемы»

Ключевые слова: ПАО «РусГидро»; гидроузлы; основания; строение; свойства; инженерно-геологические критерии; строительство и эксплуатация ГТС.

Аналогичные издания отсутствуют. Предлагаемая книга может служить справочным пособием для инженеров-геологов, изыскателей и проектировщиков (при подборе оснований-аналогов и оценке возможных проблем, связанных с основаниями), а также для работников служб наблюдений и эксплуатации ГЭС, членов комиссий по обследованию этих гидроузлов.

Содержание главы 1 с общими сведениями об основаниях ГТС и их «проблемах» может быть использовано для подготовки и повышения квалификации специалистов гидротехнической отрасли.

В качестве близких изданий по тематике Публикации можно рекомендовать 13 сборников «Геология и плотины» (1959–1994 гг.), где рассмотрены инженерно-геологические условия строительства ряда ГЭС СССР (в настоящее время эти ГЭС принадлежат различным государствам и собственникам).

Основание любого гидротехнического сооружения может быть представлено скальными, полускальными, дисперсными несвязными и связными грунтами, а также мерзлыми породами.

Являясь природно-историческим образованием, каждое основание ГЭС уникально по составу, строению и состоянию грунтов, а также по геодинамическим, гидрогеологическим и климатическим условиям. И эта уникальность характерна как для скального, так и нескального основания.

В скальных основаниях уникальность обязана, прежде всего, неповторимой горной геометрии массива, рисунку разломов (как в плане, так и в разрезе), разнообразным системам трещин со своим падением, простиранием, длиной, раскрытием, морфологией стенок, заполнителем. А поскольку эндогенные и экзогенные процессы, приводящие скальное основание к дискретному состоянию на разных масштабных уровнях, реализуются не на однородном материале, а на горных породах, различных по составу, типу кристаллизационных связей, текстуре, структуре, деформационным и прочностным характеристикам свойств, — то становится понятным отсутствие в природе двух идентичных скальных оснований.

Уникальность нескальных оснований не столь очевидна, в частности, для оснований объектов массового строительства. Плотины, имеющие длину сотни метров — километры и активную зону основания десятки — сотни метров, как правило, имеют неоднородное по составу основание (в плане и в разрезе) со своими индивидуальными гидрогеологическими, геоморфологическими и температурно — влажностными особенностями. Поэтому и в случае нескальных оснований плотин можно говорить об их уникальности, и возможном лишь подборе оснований-аналогов.

Таким образом, основание плотины необходимо рассматривать как уникальный природный объект на стадиях изысканий и проектирования, и уникальный природно-техногенный объект на стадиях строительства и эксплуатации. Независимо от состава и состояния грунтов, основание должно обеспечивать надёжность, безопасность, долговечность и экономичность строительства и эксплуатации ГЭС, а также экологическую безопасность окружающей среды.

На стадиях проектирования целесообразно исключить из рассмотрения «запретные» и малоперспективные участки для строительства ГЭС, в том числе по неблагоприятным инженерно-геологическим условиям на основе перечисленных в главе 1 факторов (критериев), в значительной степени осложняющих строительство и эксплуатацию гидроузла. В качестве таких критериев названы и количественно оценены тектонические, неотектонические, сейсмические, карстовые, оползневые, криогенные факторы, а также связанные с наличием слабых, сильнопросадочных и сильнонабухающих грунтов.

Основные инженерно-геологические факторы (критерии), препятствующие гидротехническому строительству, либо создающие осложнения в период эксплуатации сооружений:

1. Наличие тектонического разлома I и II порядка (по классификации СНиП 2.02.02-85*, 2011 г.): глубинного, сейсмогенного, либо частично сейсмогенного; расположенного от створа ближе 10 км, причем разлом может быть любой ориентации; протяженность нарушения $L > (20-100)$ км, мощность зоны дробления $\Delta H > (20-100)$ м;

2. Наличие тектонического разлома III порядка, ориентированного вдоль русла и проходящего через створ плотины; $L > (2-10)$ км, $\Delta H > (2-10)$ м;

3. Максимальное расчетное землетрясение (МРЗ) на участке створа превышает 9 баллов по шкале MSK-64;

4. Зона возникновения очагов землетрясений (ВОЗ) с максимальной магнитудой $M \geq 6$ находится на расстоянии до 10 км от створа;

5. Скорости современных дифференциальных движений Земной коры более 10 мм/год (вертикальных) и более 50 мм/год (горизонтальных); наличие современных сейсмосмещений с амплитудой более 0,3 м;

6. Наличие крупных карстовых пустот (карбонатный, сульфатный и галогенный карст);

7. Наличие на участке строительства ГЭС или в зоне водохранилища промышленных запасов полезных ископаемых;

8. Оползнеопасные береговые примыкания; наличие неустойчивых массивов в береговых примыканиях; наличие курумов мощностью более 3 м;

9. Наличие подземных льдов (повторно-жильных, пластовых и др.) в днищах долин и береговых примыканиях; наличие в днищах долин и на склонах в береговых примыканиях песчано-глинистых сильнольдистых грунтов с объёмной льдистостью более 40 % и очень сильно льдистых (более 60 %) грунтов;

10. Наличие очень слабых грунтов в основании и береговых примыканиях (торфа, сапропели, лёссы, илы, текучие супеси, суглинки и глины, монтмориллонитовые глины, плавунные суффозионно-неустойчивые пески и супеси, техногенные накопления, структурно и динамически неустойчивые грунты), сильно и очень сильно деформируемые – $E_{\text{деф}} \leq 10$ МПа;

11. Наличие сильнопросадочных и чрезвычайно просадочных грунтов (лессы и др.) $\varepsilon_{\sigma 1} > 0,07$;

12. Наличие сильнонабухающих грунтов (переуплотненные глинистые породы, содержащие монтмориллонит или органические вещества) $\varepsilon_{\text{sw}} > 0,12$;

13. Наличие сильнопучинистых ($\varepsilon_{\text{fn}} > 7,0$) и чрезмерно пучинистых ($\varepsilon_{\text{fn}} > 10,0$) грунтов.

На участках локального распространения таких грунтов, указанных в п.п. 9–13, – они должны быть удалены из основания.

Дополнительные критерии (факторы), которые являются предпочтительными при строительстве и эксплуатации ГТС:

1. Скальное и полускальное основание по сравнению с нескальным;

2. Неразмягчаемые породы в основании по сравнению с размягчаемыми;

3. Расположение створа внутри единого структурно-тектонического блока;

4. Ориентация нарушений III и IV порядков поперёк русла реки;

5. Основания, сложенные крупнообломочными грунтами по сравнению с песчаными и глинистыми;

6. Участки, характеризующиеся современными вертикальными движениями Земной коры со скоростью 0–5 мм/год;
7. Участки, удалённые от зон ВОЗ на 30 км и более;
8. Отсутствие карста (не только полостей, но и порового);
9. Литологическая однородность основания; отсутствие слабых прослоев; отсутствие резкого выклинивания слоев;
10. Отсутствие геоморфологических предпосылок (ориентация линеаментов, система логов, оврагов и др.) для возникновения обходной фильтрации;
11. В криолитозоне – слабоблистые грунты с температурой ниже минус 3 °С (в криолитозоне).

Условность предложенных критериев заключается в том, что современные методы проектирования и строительства позволяют возводить ГТС практически в любых инженерно-геологических условиях. Однако в этом случае обеспечение надёжности и безопасности ГТС может потребовать несоразмерно больших затрат. Поэтому учет осложняющих («проблемных») факторов позволит оптимизировать затраты на инженерные изыскания и строительство, а также минимизировать геориски в период эксплуатации.

На этапе эксплуатации необходимо выявить слабые элементы основания и прогнозировать неблагоприятные процессы и явления (коротко – «проблемы»), которые влияют (или могут влиять) на работоспособное состояние ГТС. Опираясь на такой анализ, можно реализовать мероприятия по «лечению» основания. Кроме того, открывается возможность в будущем прогнозировать «проблемы» на новых гидротехнических объектах, проектируемых на основаниях-аналогах

В главах 2–4 дано описание инженерно-геологических условий и характеристик физико-механических свойств грунтов, а также анализируются «проблемы» оснований более 40 крупных ГЭС России, входящих в состав ПАО «РусГидро», в том числе:

- в главе 2 – *мощностью свыше 1 ГВт*: Саяно-Шушенская, Красноярская, Богучанская, Волжская, Жигулевская, Бурейская, Чебоксарская, Саратовская, Зейская, Воткинская, Чиркейская ГЭС;

- в главе 3 – *мощностью 100–1000 МВт*: Колымская, Вилюйская 1 и 2, Светлинская, Усть-Среднеканская, Камская, Нижегородская, Новосибирская, Рыбинская, Майнская, Миатлинская, Угличская, Ирганайская, Зеленчукская, Зарамагская, Кубанская 2, Нижне-Бурейская ГЭС;

- в главе 4 – *мощностью 5–100 МВт*: Аушигерская, Кашхатау, Гизельдонская, Толмачевская-3, Чирюртские, Сенгилеевская, Эзминская, Гергебельская, Баксанская, Дзауджикауская, Чибит ГЭС.

Подготовка книги к публикации выполнена в порядке личной инициативы.

Организация

АО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева»

Автор

Швайнштейн Анатолий Михайлович

Дипломант конкурса в номинации «Лучшая научная публикация»

Тема: «Глубинные водосбросы гидроузлов»

Ключевые слова: пропускная способность, действующий напор, затворы; частичные открытия, давления, режимы течения, примеры гидравлического обоснования, гашение энергии на тракте.

Глубинные водосбросы (ГВ) выполняют в виде труб в теле бетонных плотин или в основании плотин из грунтовых материалов, а также в виде туннелей в боковых примыканиях плотин. Поэтому их конструкции могут существенно отличаться. Забор воды на тракт этих сооружений всегда осуществляется ниже отметки уровня воды в водохранилищах, поэтому их водопротяжные тракты на начальном участке или на всей длине имеют замкнутое поперечное сечение. Некоторая специфика этих сооружений, выполненных с плотинами из различных материалов, с совмещением с телом плотины или вне его, обуславливает их различие по длине водопроточного тракта, по его расположению по отношению к плотине, по форме поперечного сечения.

ГВ могут использоваться в широком диапазоне изменения напоров на сооружении. Поэтому во многих случаях один и тот же ГВ может быть предназначен для сброса расходов воды в период строительства и эксплуатации гидроузлов. Универсальность ГВ связана с тем, что для их устройства могут использоваться строительные туннели; тракты глубинных водосбросов могут совмещаться с трактами напорной деривации ГЭС.

В период эксплуатации гидроузлов, когда затворы полностью открыты и уровень воды верхнего бьефа достигает НПУ, ГВ практически пропускают расходы, равные расчетным, что позволяет более эффективно использовать полезную емкость водохранилища и обеспечивать снижение значений их расчетных расходов по сравнению с расчетными расходами, если в составе гидроузла предусмотрены только поверхностные водосбросы. В то же время пропускная способность ГВ мало изменяется при форсировании уровня воды в водохранилище, что снижает безопасность эксплуатации гидроузлов при пропуске паводковых расходов. Поэтому ГВ целесообразнее использовать в составе гидроузлов совместно с поверхностными водосбросами.

Гидравлические условия работы ГВ отличаются большим разнообразием и сложностью. Это обусловлено конструктивным различием, широким изменением напоров, максимальное значение которых может достигать 200 м, значительными скоростями течения и работой как в безнапорном, так и в напорном режиме течения, а в ряде случаев и в частично напорном режиме течения.

ГВ применяются на многих гидроузлах РФ и за рубежом, тем не менее, обобщающих работ по рассмотрению гидравлических методов расчета в РФ практически не издавалось. В предлагаемой работе уделяется внимание определению пропускной способности ГВ, прогнозу давлений на напорных участках тракта, выявлению условий подвода воздуха и режимов течения при его транспорте потоком, а также некоторым аспектам предотвращения кавитационных явлений. Кроме того, рассмотрены некоторые специфические конструкции ГВ, отличающиеся сложностью гидравлических условий работы, для обоснования которых проводился большой объем гидравлических исследований на моделях. В основном в работе рассмотрены конструкции «традиционных» типов ГВ с чаще всего используемыми плоскими или сегментными затворами, а также с конусными и игольчатыми, которые устанавливаются преимущественно в водоспусках.

Работа состоит из Введения и четырех глав, а также списка литературы из 232 наименований.

Во Введении на примерах конкретных гидроузлов иллюстрируются задачи, которые решаются при применении ГВ и основные трудности, возникающие в условиях пропуска расходов на тракте. Даны примеры трубчатых водосбросов в теле бетонных плотин, туннельных водосбросов, выполненных в обход русла в примыканиях, и труб, устроенных в основаниях под плотиной.

Также во Введении приводятся схема с основными конструктивными элементами ГВ и их классификации по разным признакам:

- по конструкции водопропускного тракта;
- по форме поперечного сечения;
- по назначению;
- по местоположению;
- по гидравлическим признакам.

Классификация по гидравлическим признакам течения в свою очередь может подразделяться следующим образом:

- по режимам;
- по условиям заполнения поперечного сечения;
- в зависимости наполнения и условий течения на участке за выходным сечением водосброса.

В работе рассматриваются в основном вопросы расчета ГВ при установившихся условиях течения.

В большинстве случаев приводятся приближенные методы гидравлических расчетов, основанные на зависимостях, полученных в результате исследований на физических моделях, и с использованием соотношений между параметрами потока, полученными с рядом допущений из уравнений гидродинамики. Такие методы целесообразно применять на начальных стадиях проектирования и в случаях обоснования ГВ гидроузлов III и IV классов. Для гидроузлов I и II классов должны проводиться исследования на физических моделях, а также расчеты с использованием программ, учитывающих пространственные условия течения.

В первой главе работы даны методы расчеты пропускной способности напорных глубинных водосбросов и для определения коэффициентов потерь напора. В ней проводятся основные формулы для определения расхода ГВ, работающих в напорном режиме течения, и для определения коэффициентов расхода таких ГВ. Даны зависимости для определения суммарного коэффициента сопротивления, коэффициентов гидравлического трения по длине, которое определяется по соответствующим руководствам, и коэффициентов местных гидравлических потерь. Коэффициенты местных гидравлических потерь определены для сопротивлений, характерных для ГВ.

При определении коэффициентов гидравлических потерь на вход рассматриваются данные, приведенные для оголовков, скругленных по дугам эллипсов и окружностей. В ряде случаев учитываются пространственные условия на входе, а также в отдельных случаях – с уклоном дна на входе.

Учет коэффициентов гидравлических потерь напора пазов характерен лишь для плоских затворов. Эти данные позволяют учесть влияние на указанный коэффициент гидравлических потерь и длины, и глубины пазов, а также срезы их низовой кромки. Приводятся также некоторые данные по коэффициентам гидравлического сопротивления спаренных пазов и для проемов в потолке ГВ.

Значение коэффициентов гидравлических потерь поворотов даются в зависимости от углов поворотов, относительного радиуса и формы поперечного сечения поворотов.

Приводятся некоторые данные для коэффициентов гидравлических сопротивлений диффузоров и конфузоров с наименьшими углами, для которых проводились исследования.

Коэффициенты гидравлических потерь диафрагм, которые стали применяться в створе плоских затворов для устранения кавитационных воздействий на стены ГВ, рекомендуется определять по формуле А. Д. Альтшуля, данные расчетов по которой хорошо совпадают с данными метода расчета этого коэффициента по более сложному и точному способу Н. Е. Жуковского.

Приводятся некоторые данные по определению коэффициентов гидравлического сопротивления для диафрагм перед сегментными затворами.

В случае частичных открытий плоских затворов в трубопроводах с нулевым уклоном дна исследования проводились для определения гидравлического коэффициента потерь напора многими авторами. Для затворов с острой кромкой (ребром) и отрывным обтеканием внизу рядом авторов приводятся эмпирические формулы для определения коэффициентов потерь напора, которые сопоставляются в работе. Рекомендуется использовать удобные для расчетов формулы А. Д. Альтшуля или К. Ф. Химицкого. Даны также значения коэффициентов потерь напора для частичных открытий плоских затворов с отрывом от острой кромки внизу, расположенных в трубопроводах со значительным уклоном дна.

В ГВ, работающих с существенными скоростями течения для отрыва транзитного потока от бетонных поверхностей, особенно при малых открытиях затворов, выполняют вырезы на их низовом контуре. В работе приводятся некоторые данные по учету коэффициентов гидравлических потерь напора для таких затворов. Рассматривается также влияние конфузора на коэффициент потерь напора на участке затвора.

Для определения коэффициента гидравлических потерь напора при частичных открытиях сегментного затвора в горизонтальном трубопроводе также рекомендуется формула К. Ф. Химицкого, она пригодна лишь для предварительных расчетов, т. к. входящий в нее коэффициент $K = 0,4 \sin^2 \alpha$ (α – угол наклона касательной в низовой точке обшивки с горизонтом) получен по данным ряда авторов с существенным разбросом точек. В работе приводятся также некоторые данные коэффициентов гидравлических потерь напора сегментных затворов с вырезом на нижней кромке.

Некоторое внимание в работе уделяется данным, для определения пропускной способности конусных и игольчатых затворов,

которые устанавливаются на сооружениях относительно небольших размеров.

При определении действующего напора ГВ, особенно при напорах меньше 4–5 высот, в их выходном сечении необходимо учитывать отличие распределения давления от гидростатического. В работе приводится, как решается эта задача при различных схемах сопряжения потоков на участке за ГВ, а также при наличии на выходе полки.

Для ГВ с напором, составляющим не более 3–4 высот их выходного сечения, разработаны мероприятия по увеличению пропускной способности посредством восстановления кинетической энергии в потенциальную. В некоторой степени для этого могут использоваться безотрывные диффузоры на выходе из ГВ. Для скоростей в выходном сечении меньше критических определение такого восстановления приводится по данным Д. И. Кумина, адаптированным применительно к напорным водосбросам Н. П. Розановым. При скоростях больше критических рассматривается восстановление гидравлическим прыжком или с помощью специальных мероприятий для расширения потока за выходным сечением ГВ.

Глава вторая посвящена рассмотрению режимов потока в ГВ и подачи и транспорта в них воздуха. Режим потока в ГВ существенно влияет на интенсивность гидродинамического воздействия на его элементы. Предпочтительней, чтобы в ГВ наблюдался устойчивый безнапорный или напорный режим течения, но иногда допускаются частично напорные режимы течения, особенно в строительных туннелях.

При безнапорных режимах и больших скоростях течения обязательна подача в водосброс воздуха для компенсации воздуха, который уносится над потоком и внутри потока (кроме случая очень коротких ГВ). Расчет подвода необходимого расхода воздуха в ГВ является сложной задачей. Грубо приближенным способом определения расхода воздуха, который рассмотрен в работе, является его оценка по огибающей расходов воздуха,

полученным по данным на различных сооружениях в натуре, в виде $Q_a/Q_w = f(Fr_c)$. В этой формуле Q_a и Q_w – подаваемый в ГВ расход воздуха и сбросной расход воды, Fr_c – число Фруда в сжатом сечении за затвором. При таком подходе расход воздуха получается в большинстве случаев с запасом.

Более обоснованный способ определения расхода воздуха, вовлекаемого в ГВ за частично открытый затвор, разработан М. Я. Гильденблатом. При этом определяется и устойчивость безнапорного режима на тракте. При разработке схемы вовлечения в движение воздуха над потоком воды В. М. Лятхер и М. Я. Гильденблат исходили из задачи Куэтта. Последним из них были получены эмпирические зависимости для замыкания уравнений гидродинамики в этом случае, а также составлены удобные графики для определения устойчивости потока воды в ГВ и для определения размеров шахты для подвода необходимого расхода воздуха в ГВ.

В работе также рассматривается способ расчет подачи воздуха в ГВ со сложной конструкцией камеры затворов, разработанный П. Е. Лысенко и Ш. А. Тулегеновым.

При частично напорных режимах течения воздух может захватываться в ГВ гидравлическим прыжком. В работе приводятся соотношения между расходом воздуха, захватываемым в этом случае гидравлическим прыжком, и сбросным расходом воды и числом Фруда для потока воды для сечения перед этим прыжком, составленное Калинске и Робертсоном на основе опытов. С учетом модификации этого уравнения и уравнений количества движения и Бернулли, составленных с учетом захваченного в поток воды воздуха, в работе составлена система уравнений, которая позволяет определить положение гидравлического прыжка за частично открытым затвором на тракте НВ в случае, если ниже прыжка водосброс работает в напорном режиме течения. Решение этой системы уравнений позволяет методом подбора установить, где в таком ГВ находится прыжок: надвинут ли он на сжатое сечение за затвором, находится на тракте или отогнан за пределы

выходного сечения ГВ. Если сжатое сечение за затвором затоплено и водой и воздухом с воздухом заполнено все сечение за прыжком, то расход воздуха можно также установить на основе еще одной системы алгебраических уравнений.

В третьей главе работы рассматриваются задачи определения гидродинамического давления на напорных участках ГВ, работающих при напорном и частично напорном режиме течения.

Для расчета осредненных давлений во входных оголовках ГВ приводятся по данным Б. М. Чиквашвили, Е. И. Дубинчика и др. значения коэффициентов понижения давления $C_{рм} = f(k_э, k_к)$, которые даны для условий плоской и пространственной задач на подходе к оголовку. Здесь $k_э$ характеризуется соотношением полуосей эллипса, которым скруглены входные кромки оголовка, а $k_к$ устанавливается по его конфузурности, определяемой соотношением высоты оголовка во входном сечении к высоте в конце оголовка. По данным Б. М. Чиквашвили приводятся зависимости для определения максимального значения стандартов пульсации давления σ_p для профилей потолка оголовков, очерченных по дуге окружности, в зависимости от ее радиуса, высоты ГВ и скоростного напора в концевом сечении оголовка. Им же получены аналогичные данные для входных оголовков с эллиптическим очертанием потолка.

Осредненные давления в напорных ГВ за частично открытыми затворами рекомендуется определять по методике, разработанной М. Э. Факторовичем, а расчет значений стандартов пульсации давления на потолке непосредственно за частично открытыми затворами для ГВ прямоугольного и круглого поперечных сечений – производить на основании данные опытов Л. В. Смирнова и Б. М. Чиквашвили. На основании работ Л. В. Смирнова приводятся зависимости для определения коэффициентов пространственной корреляции пульсаций давления по длине и ширине потока за частично открытыми плоскими затворами ГВ.

При определении характеристик осредненного давления на поворотах ГВ в первом приближении можно воспользоваться

формулами, предложенными С. М. Слисским, а также можно получить более точные значения этого давления по зависимостям Н. И. Жарова, полученным на основании экспериментов. Зависимости первого из этих авторов позволяют установить средние давления на поворотах с различными радиусами кривизны выпуклой и вогнутой поверхностей поворота, то данные второго автора пригодны лишь для случая поворотов постоянной площади и формы поперечного сечения.

Некоторые данные о пульсации давления в случае смены режимов течения в нерегулируемых водоводах со сводом, а также при наличии на тракте гидравлического прыжка могут оказаться полезными при оценке гидродинамических воздействий на предварительных стадиях проектирования.

В четвертой главе работы рассмотрены некоторые результаты гидравлических исследований, которые были проведены при обосновании ГВ, построенных гидроузлов, и поэтому они могут оказаться полезными при проектировании перспективных объектов. Для этих сооружений уже имеется опыт эксплуатации, что важно в дальнейшем, возникшие при пропуске расходов затруднения. В числе этих сооружений криволинейный в поперечном направлении трубчатый ГВ Саянского гидроузла и практически однотипные строительные ГВ Красноярского, Зейского и Бурейского гидроузлов.

В этой главе также рассматриваются актуальные вопросы гашения энергии на тракте ГВ. Выявляются условия гашения при перестройке строительных туннелей в постоянные водосбросы и водоспуски, осуществленные неоднократно в мировой практике. Приводятся данные для их расчета. Уделяется также внимание рассмотрению условий гашения в специальных камерах водоспусков, оборудуемых конусными или игольчатыми затворами.

Книга предназначена для гидротехников, занимающихся проектированием, строительством и эксплуатацией гидроузлов. Она может оказаться полезной для повышения квалификации инженеров, для преподавателей, аспирантов и студентов, которые

сталкиваются с обоснованием и расчетами по гидравлике водосбросных сооружений.

С соответствующей информацией по проектированию водосбросных сооружений можно ознакомиться в недавно изданных пособиях:

1. СП 290.132.580.2016. Водопрпускные гидротехнические сооружения (водосбросные, водопрпускные, водоспускные). Правила проектирования. Стандартиформ, М., 2017.
2. Руководство по гидравлическому расчету бетонных и железобетонных плотин. Методическое пособие. Федеральный центр нормирования, стандартизации и оценки соответствия в строительстве, 2017.

Организация

АО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева»

Авторы

Альберт Июля Ушеревич

Шульман Сергей Георгиевич

Кауфман Борис Давидович

Дипломант конкурса в номинации «Лучшая научная публикация»

**Тема: «Надежность свайных фундаментов»
(учет случайных и неопределенных факторов)**

Ключевые слова: свайные фундаменты, сейсмические воздействия, оборудование для погружения и извлечения свай, количественная оценка надежности свайных фундаментов в условиях неопределенности исходной информации, вероятностная оценка надежности, возможностная и комбинированная оценки, эффективность процесса погружения свай.

Предлагаемая книга посвящена проблеме количественной оценки надежности свай и свайных фундаментов, а также количественной оценке эффективности процесса забивки свай с использованием различных типов оборудования и режимов работы.

Сваи разнообразных видов и конструкций широко используются в строительной практике как в качестве основного несущего элемента фундамента, так и дополнительного для гравитационных сооружений с целью обеспечения устойчивости от сдвигающих нагрузок. Применение свай в том или ином количестве имеет целью повышение надежности сооружения, но всегда связано с дополнительными затратами. Задача проектировщика состоит в нахождении оптимального варианта, обеспечивающего достаточную надежность объекта при минимальной стоимости.

И если с определением затрат особых вопросов не возникает, то оценка надежности свай и свайных фундаментов, а также эффективности режимов работы оборудования представляется достаточно сложной проблемой.

Действующие нормативные документы предусматривают два подхода к оценке надежности — детерминированный и вероятностный. Детерминированный дает только качественную оценку, отвечая на вопрос *надежно* или *ненадежно*, что не позволяет сопоставлять варианты проекта. Широкое распространение в настоящее время получили вероятностные методы количественной оценки надежности. Для различных сооружений в нормах регламентируются предельные годовые вероятности отказа. Отказ рассматривается как случайная величина. Причиной отказа может стать нарушение работоспособности сооружения или основания.

Однако использование вероятностных методов оценки надежности предусматривает наличие достаточно большой по объему и статистически устойчивой информации о параметрах расчетных моделей и воздействий. К сожалению, в реальных условиях для большинства объектов и моделей предельного состояния получить объем статистической информации, достаточный для надежного определения характеристик случайных величин, сложно, а часто и невозможно. Всевозможные предположения о характере поведения случайных величин и законах их распределения только повышают степень неопределенности, что приводит к сомнению в результатах расчетов. В таких условиях применение теории вероятностей становится некорректным.

В последнее время в нашей стране и за рубежом уделяется повышенное внимание к разработке новых методов расчета надежности строительных конструкций на основе теории нечетких множеств и теории возможностей. Результатом применения этих методов является интервальная оценка надежности. Для сужения интервалов оценки используются также разнообразные комбинированные подходы (например, вероятностно-возможностный). Это направление получило в литературе название «оценка надежности при неполной исходной информации». Имеется

в виду недостаточность исходной информации для корректного применения вероятностных (точечных) методов.

Использование интервальных методов оценки надежности для свай и свайных фундаментов обусловлено, прежде всего, тем, что они подвергаются самым разнообразным воздействиям (статическим, стационарным динамическим, ударным, взрывным, сейсмическим и т. д.), часто отличающихся существенной неопределенностью параметров (например, ледовые и волновые для сооружений континентального шельфа). Вторая группа неопределенностей связана со свойствами оснований, характеристики которых, как правило, задаются в достаточно широких пределах. Третья группа неопределенностей связана с разбросом прочностных параметров свай.

Предлагаемая книга – первая попытка применения этих методов для оценки надежности свай и свайных фундаментов при различных воздействиях, а также эффективности процесса погружения свай.

Свайные фундаменты получили широкое распространение при возведении объектов гражданского, промышленного, транспортного строительства. Основные достоинства свайных фундаментов заключаются в возможности обеспечения их высокой несущей способности (в том числе при возведении на слабых грунтах оснований), позволяющей возводить сооружения повышенной этажности при значительных нагрузках на фундамент за счет собственного веса сооружения, так и различных природных и техногенных нагрузках. Свайные фундаменты в ряде случаев отличаются более высокими экономическими показателями по сравнению с фундаментами обычного типа (например, ленточными, фундаментами глубокого заложения, в виде сплошной плиты). Конструкции свай и свайных фундаментов отличаются значительным разнообразием, что позволяет выбирать наиболее приемлемый вариант с учетом конструктивных особенностей возводимого сооружения, его конфигурации, характеристик грунтов основания, используемого типа оборудования.

В настоящее время проектирование свайных фундаментов для использования на объектах гражданского и промышленного строительства осуществляется по отечественным и зарубежным нормативам, разработанным на основании многочисленных экспериментальных и расчетно-теоретических исследований, опыте проектирования и эксплуатации значительного числа уже построенных объектов.

Для сооружений, возводимых в районах с высокой сейсмичностью, разработаны конструкции свайных фундаментов, обеспечивающие значительное снижение инерционных сейсмических нагрузок на сооружение.

Снижение интенсивности сейсмических воздействий и повышение сейсмостойкости возводимых сооружений достигается за счет особого способа соединения свай с ростверком возводимого сооружения.

Особое направление в использовании свайных фундаментов заключается в применении для сооружения нефте-газодобывающих платформ на морском шельфе, при этом ареал их распространения включает территории с суровыми природными условиями – низкими отрицательными температурами воздуха, штормами, интенсивными ветровыми нагрузками, воздействием льда в период вскрытия и движения ледового покрова.

Проектирование и возведение таких сооружений потребовали проведения масштабных исследований расчетно-теоретического и экспериментального характера, поскольку такие объекты отличаются значительно более высокими уровнями статических и динамических нагрузок и воздействий, особой технологией возведения и требованиями по обеспечению прочности и ограничению деформаций свай и устойчивости свайного фундамента в условиях различных динамических нагрузок, включая ледовые, волновые, ветровые, сейсмические и др. Для таких сооружений отечественная нормативная база ограничена ведомственными нормами и стандартами США и Норвегии. При этом следует отметить, что в ряде положений в указанных документах имеются

определенные разногласия по ряду рекомендаций и выводов. В большинстве случаев эти разногласия сводятся к вопросам оценки методов учета характеристик грунта основания и моделей взаимодействия опорных элементов с окружающим грунтом.

Независимо от конструкций свайного фундамента следует отметить, что при проведении расчетов по оценке несущей способности свайных фундаментов, их деформативности и устойчивости к внешним воздействиям, всегда имеет место отличие проектных параметров моделей системы *свайный фундамент – грунтовое основание*, интенсивности статических и динамических нагрузок, механизма взаимодействия сваи с окружающим грунтом от фактических (наблюдаемых) значений. Учет таких отличий в большинстве случаев осуществляется системой эмпирических коэффициентов, методика расчета является детерминированной (условно именуемой полувероятностной), а полученные результаты могут определяться со значительными погрешностями, причем как в сторону завышения (излишне оптимистичная оценка), так и в сторону занижения (консервативная оценка). Итоговые результаты детерминированного решения формируются в виде альтернативных неравенств, указывающих либо на превышение расчетных параметров соответствующих предельно допустимых значений, либо на их непревышение, то есть, результаты таких решений имеют *качественный* характер, не имеют количественного выражения и не позволяют сопоставлять различные варианты конструкций.

В настоящее время учет таких отличий осуществляется методами, основанными на представлении параметров расчетных моделей системы свайный фундамент – грунтовое основание либо в виде системы случайных величин и функций (различные вероятностные методы), либо как величины, значения которых являются неопределенными или не обладающими достаточной полнотой исходной информации (методы, основанные на теориях возможности), нечетких множеств, комбинированные, интервальные и др. Следует подчеркнуть, что использование этих

методов позволяет получать *количественную оценку надежности* рассматриваемой системы, которая является важнейшим фактором при выборе того или иного варианта конструкции свайного фундамента и оборудования для забивки и извлечения свай и шпунта.

Другим преимуществом использования указанных методов является возможность использования *системного подхода*, под которым подразумевается оценка надежности отдельных элементов системы с последующим объединением результатов на основании структурно-логической теории надежности.

В предлагаемой книге рассмотрен ряд вопросов, связанных с использованием свайных фундаментов и промышленном и гражданском строительстве, количественной оценкой их надежности, включая классификацию свай и свайных фундаментов, технологию их возведения, средства погружения в грунты основания. Ряд рассмотренных задач иллюстрирует примеры использования методов оценки надежности свайных фундаментов в условиях неполной или неопределенной исходной информации.

В дальнейшем изложении в большинстве примеров, иллюстрирующих различные аспекты применения разработанных методик оценки надежности, будут рассматриваться наиболее простые конструкции свай – забивные бетонные сваи квадратного сечения с напрягаемой или ненапрягаемой арматурой (тип С). Использование свай этого типа упрощает расчеты, сохраняя в то же время основные особенности применения разработанных методик.

Для свайных фундаментов, состоящих из большого числа свай, рассмотрена методика оценки эксплуатационной надежности – то есть своего рода корректировка с учетом частичного или полного разрушения части свай при условии сохранения работоспособности фундамента и сооружения. Такая корректировка может осуществляться на основе дискретных цепей Маркова; в качестве примера далее будет рассмотрена задача оценки

эксплуатационной надежности в условиях выхода из строя части свай при серии последовательных сейсмических воздействий. Корректировка эксплуатационной надежности может также осуществляться также за счет поступления уточненных данных относительно параметров системы основание – свайный фундамент – сооружение. Основой методики корректировки в этом случае является теорема Байеса, а результат оценки надежности является апостериорным, и учитывающим уточненные исходные данные.

Книга состоит из Введения, 10 глав, Заключения и списка литературы. В первой главе приведены краткие сведения о конструкциях свайных фундаментов свай и ростверков, области их применения, в том числе фундаментов для нефтегазодобывающих платформ, устанавливаемых на морском шельфе, сейсмостойкие конструкции фундаментов, а также свайные фундаменты особых конструкций.

Во второй главе рассмотрены основные типы оборудования для погружения свай, приведены характеристики копров, дизель-молотов и вибропогружателей различного типа.

В третьей главе содержится обзор расчетных моделей, используемых в исследованиях процесса забивки свай, включая статические, импульсные и вибрационные способы воздействия на погружаемую сваю.

Предлагаемая читателю книга является, по-видимому, первым опытом объединения традиционных направлений исследований процессов погружения свай в грунтовые основания возводимых сооружений – теоретических, осуществляемых, главным образом, методами математического и физического моделирования, а также испытаниями на полигонах в натуральных условиях. Целью исследований является определение эффективности используемого механизма погружения сваи, режимов его работы и характеристик грунтов основания.

Независимо от рассматриваемого направления исследований, отметим следующие особенности системы, включающей

механизм погружения свай, собственно погружаемую сваю и грунтовое основание:

1. Каждый из элементов рассматриваемой системы характеризуется набором исходных данных, при этом некоторые из них нередко являются весьма приблизительными, неполными и недостоверными.

2. Степень неполноты и недостоверности исходных данных может существенно отличаться для разных наборов, так что исходные данные в некоторых случаях можно отнести к детерминированным величинам, а некоторые – к случайным.

3. Игнорирование этих особенностей может привести к значительным отличиям результатов исследований от истинных.

Как и во многих исследованиях в различных областях техники, информации, экологии и т. п., сходные обстоятельства также имеют место. Поэтому не случайным является интенсивный поиск методов, позволяющих в определенной степени учесть характер исходных данных и, кроме того, получить количественную оценку выбранного критерия эффективности.

В настоящее время таких методов и соответствующих методик известно свыше десяти, а количество публикаций, в той или иной мере использующих эти методы, исчисляется сотнями. Какой из вариантов выбрать – во многом зависит от вида объектов, наличия достаточно полной статистики, полученной при массовом выпуске однотипных объектов. В этом случае задача оценки эффективности наиболее просто решается вероятностными методами с использованием имеющихся статистических данных. В гидротехническом строительстве ситуация чаще всего иная, поскольку каждый более-менее крупный гидроузел представляет собой уникальное сооружение и сколь-нибудь полной статистики по надежности сооружения, как системе, не существует.

Поскольку увеличение числа элементов существенно увеличивает время счета, целесообразно разделить массив исходных данных на четыре группы: детерминированные, имеющие вероятностный характер, возможностный и комбинированные, использующие комбинированный метод оценки. Разделение всех

исходных данных осуществляется предварительным расчетом чувствительности решения при варьировании значений исходных данных.

В книге приведены примеры использования указанных методов для достаточно простых систем, описывающих погружение свай с использованием копра, дизель-молота и вибропогружателя. Критериями эффективности процесса являются скорость погружения свай в грунтовое основание и достижение проектного значения отказа.

Номинация «Лучшая учебная публикация»

Организация	АО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева»
Авторы	Ладенко Светлана Юрьевна Иванова Татьяна Викторовна

Победитель конкурса в номинации «Лучшая учебная публикация»

**Тема: «Гидроузлы и водохранилища
как элементы водохозяйственных систем»**

Ключевые слова: гидроузел; плотина; гидроэлектростанция; водосброс; водохранилище; водохозяйственная система; гидротехнические сооружения; окружающая среда; эксплуатация гидроузлов; безопасность.

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ для аспирантов, магистров, бакалавров гидротехнических специальностей

Настоящее учебное пособие разработано на основе обобщения обширного материала, включающего современную учебную, нормативно-правовую, научно-методическую, научную, техническую, учебно-методическую и справочную литературу.

Новизна публикации заключается в комплексном подходе к основам проектирования гидроузлов комплексного назначения как элементам водохозяйственных систем, заключающемся в том, что с учетом оценки природно-климатических, инженерно-геологических, водохозяйственных условий проектирования основных сооружений гидроузла выполняется определение основных параметров сооружений, а также влияние проектируемого водохранилища на окружающую среду.

В пособии для понимания общих принципов, задач, направлений развития современных подходов к проектированию гид-

роузлов и водохранилищ, как элементов водохозяйственных систем, основное внимание уделено теоретической части курса. Приведены основные сведения о водохранилищах и гидроузлах, об общих подходах к проектированию водохозяйственных систем, приводится методика гидролого-водохозяйственного обоснования проектов гидроузлов комплексного назначения.

В пособии показано, что в водохозяйственную систему входят такие объекты капитального строительства, как гидроэлектростанции, подпорные сооружения, обеспечивающие создание водохранилища и сброс излишков воды, водохранилища, сооружения, подводящие воду к потребителю, деривационные каналы и туннели ГЭС, шлюзы, судоходные каналы, водозаборные сооружения и др.

Приведены основные сведения о водохранилищах, гидроузлах, других элементах водохозяйственных систем, изложены основные принципы определения параметров гидроузлов, судоходного канала с естественным и искусственным питанием водораздельного бьефа.

Сформулированы общие подходы к проектированию водохозяйственных систем, составу проекта, подготовке исходных данных, изысканиям при проектировании. Показано, в чем заключается проектная подготовка строительства водохозяйственных систем, в соответствии с какой нормативной документацией она выполняется, какие особенности имеет проектная документация водохозяйственных систем, какие основные разделы входят в состав проектной документации, указывается, с какими органами ведется ее согласование.

Отдельная глава пособия посвящена изложению методики гидролого-водохозяйственного обоснования проектов гидроузлов комплексного назначения, приведены основные гидрологические характеристики, используемые при проектировании гидроузла, и исходные данные наблюдений и изысканий систематизированы материалы по распределению и регулированию стока водохранилищ комплексного назначения.

Даны подходы к определению основных параметров гидроэнергетического гидроузла и выбору типа его компоновки

на равнинной реке и на горных реках, изложены особенности проектирования деривационных ГЭС, шлюзов. Подробно рассматриваются режим работы водохранилища комплексного назначения, вопросы учета интересов энергетики, транспорта, ирригации, судоходства и др.

В пособии приводятся общие подходы к определению параметров судоходного канала с естественным и искусственным питанием водораздельного бьефа – участка судоходного канала, расположенного на водоразделе. Естественное питание канала возможно в случае достаточности естественного притока воды к водораздельному бьефу, или когда канал сообщается со специальным водохранилищем, обеспечивающим компенсирующее регулирование притока к водораздельному бьефу в периоды, когда боковой приточности недостаточно. В пособии изложены основные принципы проектирования такого водохранилища.

Определению параметров и основных задач проектирования водохранилища для орошения (ирригации) посвящена отдельная глава. Ирригационный гидроузел – комплекс гидротехнических сооружений, обеспечивающих забор воды из водоемов и водотоков для различных хозяйственных нужд – орошения земель, энергетики, водоснабжения и других целей. Как правило, такие гидроузлы имеют комплексное назначение, обеспечивая требования различных отраслей экономики.

Ключевым вопросом является охрана вод при проектировании гидроузлов комплексного назначения. Мероприятиям по защите водных ресурсов водохранилища посвящено несколько глав пособия. Приведена информация о том, как применяются нормативы допустимого воздействия на водные объекты, что такое целевые показатели качества воды, названы основные факторы изменения качества воды в период строительства гидроузла, описаны экологические и санитарные попуски. Показано, какие позиции включает государственный мониторинг водных объектов. Описан принцип работы отстойников для орошения, классифицируются отстойники по конструкции, по способу удаления наносов, называются характеристики взвешенных наносов.

Отдельно рассматриваются вопросы сохранения и восстановления речной ихтиофауны при создании водохранилищ. Проблема повышения эффективности рыбохозяйственного освоения водохранилищ гидроэнергетических объектов, предотвращения ситуаций, приводящих к гибели рыбы, важна не только с позиции экономики. Решение этой проблемы также связано с обеспечением эффективного функционирования структур и взаимосвязей в водных экосистемах для сохранения генофонда животного мира рек, являющегося составной частью биосферы планеты. Для уменьшения отрицательных последствий возведения речных гидроузлов на ихтиофауну необходимо проводить мероприятия для сохранения ихтиофауны водохранилищ (активные и пассивные), предусмотреть пропуск рыбы через гидроузлы с помощью рыбопропускных сооружений, защитить от попадания в водозаборные сооружения. В условиях комплексного использования водохранилищ гидроэнергетических объектов проведение мероприятий по сохранению ихтиофауны водохранилищ часто сталкиваются с интересами других водопользователей.

Гидроузлы с водохранилищами сезонного и многолетнего регулирования существенно меняют режим попусков в нижний бьеф в период паводков, уменьшая величины расходов, сбрасываемых в нижний бьеф, по сравнению с естественным стоком. Учитывая актуальность вопросов противопаводковой защиты территорий и возможность использования водохранилищ для предупреждения опасности паводков, значительное внимание уделено вопросам создания водохранилищ противопаводкового назначения. Приводится расчет параметров противопаводковой емкости водохранилищ, показано, как проектируются водосбросы в плотинах. Приводится алгоритм расчета емкости водохранилища и системы сброса воды при проектировании гидроузла комплексного назначения с учетом трансформации паводков аккумулирующей емкостью водохранилища.

Взаимоотношения между водопользователями регламентируются Правилами эксплуатации водохранилища, которые должны

обеспечивать интересы всех водопользователей и благополучное состояние экосистем. Их освещению, составлению диспетчерских графиков водохранилища и установлению порядка их использования посвящена отдельная глава пособия.

Вопросы эксплуатации водохранилищ, в частности, организации мониторинга состояния береговой линии и зоны примыкания к гидротехническим сооружениям освещены в отдельной главе. Создание водохранилищ оказывает влияние на экзогенные геологические процессы, вызывая изменение формы (переработку) берегов. Берегами водохранилищ становятся поверхности пойменных и надпойменных террас, коренные берега долин. При необходимости в проекте следует предусмотреть создание берегозащитных сооружений. Для оценки эффективности построенных сооружений и их влияния на природную среду и экологическую обстановку на защищаемом участке берега и соседних с ним в проекте необходимо предусмотреть организацию наблюдений за работой и состоянием берегозащитных сооружений, природными и антропогенными (техногенными) факторами, воздействующими на них и береговую зону, а также за экологической обстановкой. Такие наблюдения осуществляются на всех стадиях строительства и эксплуатации берегозащитных сооружений.

Завершает пособие глава о безопасности гидротехнических сооружений, учете опасных сценариев разрушения подпорных гидротехнических сооружений (ГТС) при проектировании водохранилищ. Гидроузлы с большими водохранилищами несут потенциальную угрозу окружающей среде в случае их разрушения. Аварии приводят к тяжелейшим последствиям для окружающей среды, включая гибель людей, огромные материальные потери, экологические катастрофы. Вопросы обеспечения безопасности напорных сооружений гидроузлов являются главнейшими при проектировании, строительстве и в процессе эксплуатации. В системе обеспечения безопасности гидротехнических сооружений большое значение имеет обязательный государственный

надзор за их безопасностью, который осуществляется в процессе проектирования, строительства и эксплуатации, в том числе при получении разрешения на строительство, ввод в эксплуатацию объекта. Такой надзор также включает периодическую проверку при эксплуатации состояния гидротехнических сооружений и соответствия требованиям безопасности. В главе приводятся нормативные требования к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, принятые в Российской Федерации, перечислены основные причины аварий плотин. Показано, как в проекте гидроузла учитываются последствия вероятной аварии с прорывом напорного фронта сооружений. Сформулированы основные принципы обеспечения безопасности при эксплуатации ГТС.

В заключении приведен перечень основных понятий, используемых в тексте пособия.

В пособии приведены примеры, иллюстрации, схемы гидроузлов, водохранилищ, элементов водохозяйственных систем. В нем учтены требования современной нормативно-проектной документации. В конце каждой главы приведен список литературы, рекомендованной для более глубокого изучения материала.

Пособие рекомендовано аспирантам и студентам гидротехнических специальностей, для подготовки и повышения квалификации специалистов гидроэнергетической сферы.

Издания по тематике публикации:

1. Арсеньев Г. С. Основы управления гидрологическими процессами: водные ресурсы : учебник. СПб. : изд. РГГМУ, 2005. 231 с.

2. Векслер А. Б., Ивашинцов Д. А., Стефанишин Д. В. Надежность, социальная и экологическая безопасность гидротехнических объектов: оценка риска и принятие решений. СПб. : Изд.-во ОАО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева», 2002. 592 с.

3. Гидротехнические сооружения / Н. П. Розанов, Я. В. Бочкарев и др. ; под ред. Н. П. Розанова. М. : Агропромиздат, 1985. 432 с.

4. Гидротехнические сооружения : учеб. для вузов. 1 и 2 части / Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов и др. ; под ред. Л. Н. Рассказова. М. : Издательство Ассоциации Строительных Вузов, 2008. 576 с.

5. Михайлов А. В. Гидросооружения внутренних путей, портов и континентального шельфа. Часть 1. Внутренние водные пути : учебник. М. : АСВ, 2004. 448 с.

6. Михалев М. А. Инженерная гидрология : учеб. пособие. СПб. : Изд-во Политехн.ун-та, 2006. 360 с.

7. Сольский С. В., Ладенко С. Ю., Моргунов К. П. Инженерная мелиорация : учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. СПб. : Издательство «Лань», 2018. 248 с.

Организация	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» ФГБОУ ВО «ИГУ»
Авторы	Сутырина Екатерина Николаевна Фролов Сергей Викторович Стулень Антон Анатольевич

Дипломант конкурса в номинации «Лучшая учебная публикация»

Тема: «Водохозяйственные расчёты»

Ключевые слова: водохозяйственный баланс; ГЭС; гидроэнергетический потенциал; водохранилище; расчёт регулирования стока; фильтрация.

Новизна заключается в том, что в представленном пособии рассматриваются расчёты топографических характеристик водохранилищ с вовлечением цифровых моделей рельефа и применением данных радарной топографической съемки поверхности SRTM с исправленными областями, производимые CGIAR (Consultative Group for International Agriculture Research). Файлы данных SRTM могут быть импортированы в различные программы построения карт и геоинформационные системы (ГИС). Другим аспектом новизны является адаптация графического способа расчёта регулирования стока для использования на ПК, что снижает трудоёмкость работы и улучшает визуализацию представленных данных.

Практическая применимость заключается в том, что водохозяйственные расчеты составляет основу инженерной подготовки

гидрологов в области хозяйственного использования и охраны водных ресурсов и имеет выраженную практическую направленность. Учебное пособие знакомит студентов со способами использования водных ресурсов и управления ими при водохозяйственном и гидроэнергетическом проектировании, гидротехнического строительства, эксплуатации гидротехнических сооружений и водных объектов, охраной водных ресурсов от истощения и загрязнения. Водохозяйственные расчёты представляют собой совокупность вычислительных операций и проектных проработок, включающих разработку водохозяйственных балансов рек в створах проектируемых сооружений, определение основных водохозяйственных параметров, обуславливающих размеры сооружений и водохранилищ, производство расчётов регулирования стока или водной энергии, определение режимов сработки и наполнения водохранилища, оценку расходов воды в нижнем бьефе гидроузла водохранилища, расходов потерь воды из водохранилища на испарение, льдообразование, фильтрацию, шлюзование, расходов подачи воды из водохранилища потребителям, составление характеристик режима работы установки или каскада установок и т. д.

Учебное пособие «Водохозяйственные расчёты» внедрено в учебный процесс при подготовке бакалавров по профилю «Гидрология» направления «Гидрометеорология» ФГБОУ ВО «ИГУ».

Учебное пособие «Водохозяйственные расчёты» может быть использовано для подготовки специалистов гидроэнергетической сферы, позволяет сформировать следующие навыки: теоретические и методические основы управления водными ресурсами; использовать гидрологическую информацию для целей водохозяйственного проектирования; базовые представления о гидрологическом обосновании гидротехнического и водохозяйственного проектирования.

Информация об изданиях:

1. Арсеньев Г. С. Основы управления гидрологическими процессами: водные ресурсы : учебник / Г. С. Арсеньев. – СПб. : РГГМУ, 2005. – 231 с.

2. Арсеньев Г. С. Водное хозяйство и водохозяйственные расчеты : учебник / Г. С. Арсеньев, А. Г. Иваненко. – СПб. : Гидрометеоиздат, 1993. – 273 с.

3. Бахтиаров В. А. Водное хозяйство и водохозяйственные расчеты / В. А. Бахтиаров. – Л. : Гидрометеоиздат, 1961. – 431 с.

4. Плешков Я. Ф. Регулирование речного стока: водохозяйственные расчеты / Я. Ф. Плешков. – Л.: Гидрометеоиздат, 1975. – 560 с.

5. Арсеньев Г. С. Практикум по водному хозяйству и водохозяйственным расчетам : учеб. пособие / Г. С. Арсеньев. – Л. : ЛГМИ, Изд-во ЛПИ, 1989. – 195 с.

6. Гидроэлектрические станции : учебник / Н. Н. Аршеневский [и др.] ; под ред. В. Я. Карелина, Г. И. Кривченко. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 464 с.

7. Гидроэнергетика / под ред. В. И. Обрезкова. – М. : Энергоиздат, 1981. – 608 с.

8. Мусохранов В. Е. Основы рационального природопользования: лесное хозяйство, водное хозяйство, регулирование речного стока : учеб. пособие. В 3 ч. Ч. 3 / В. Е. Мусохранов, Т. Н. Жачкина. – Барнаул : Изд-во АГАУ, 2007. – 255 с.

11. Нестеров М. В. Гидротехнические сооружения : учеб. пособие / М. В. Нестеров. – Минск : Новое знание, 2006. – 616 с.

В первой главе учебного пособия «Водохозяйственные расчеты» приводится понятие водных ресурсов, дается характеристике речного стока, формирующегося на территории России; излагаются краткие теоретические сведения о водном хозяйстве и следующих отраслях водного хозяйства:

- гидроэнергетика (использование водной энергии);
- коммунальное водоснабжение для удовлетворения нужд населения;

- промышленное водоснабжение;
- сельское хозяйство;
- водный транспорт;
- рыбное хозяйство;
- водные рекреации (спорт, отдых, туризм).

Во второй главе даётся определение водохозяйственных балансов, приводится уравнение и структура водохозяйственных балансов, состав приходной и расходной частей, даются критерии удовлетворения требований водопользователей, обсуждается форма представления водохозяйственных балансов, приводятся понятия проектных (перспективных); плановых и оперативных водохозяйственных балансов.

Третья глава рассказывает студентам об использовании гидравлической энергии, оценке потенциальных гидроэнергетических ресурсов рек, понятиях валового (теоретического) потенциала, технического и экономического гидроэнергетического потенциала и составлении водно-энергетического кадастра. Дается определение гидроэлектрических станций, обсуждаются плотинная, деривационная, смешанная схемы создания напора воды. Описываются плотинная и русловая схемы ГЭС. Дается классификация ГЭС и приводятся основные компоненты ГЭС. Рассматриваются преимущества и недостатки гидроэлектростанций. Отдельные подразделы посвящены гидроаккумулирующим и приливным электростанциям.

Четвертая глава рассматривает водохранилища и их хозяйственное значение. Приводятся характерные уровни и объемы водохранилищ, даются функции мертвого и полезного объемов, приводятся классификации водохранилищ по генезису, размерам и назначению, обсуждаются основные принципы гидрологического обоснования параметров водохранилищ, рассматривается влияние водохранилищ на гидрологический режим водотоков и природу прилегающих территорий.

В пятой главе приводится понятие регулирования стока водохранилищами, приводятся виды регулирования стока (суточного

регулирования, недельного регулирования, сезонного регулирования и т. д.). обсуждаются достоинства и недостатки обобщенных и балансовых методов расчёта регулирования стока, приводится последовательность расчета регулирования стока с применением балансовых методов, обсуждается расчет водно-энергетических характеристик.

В шестой главе акцент делается на раскрытие такого явления, как фильтрация, даются понятия депрессионной кривой, водопроницаемости и коэффициентов фильтрации, приводятся основные типы противofильтрационных устройств насыпных земляных плотин, обсуждаются основные допущения при фofильтрационных расчетах, приводится последовательность расчета фofильтрации через однородную земляную плотину и через земляную плотину с ядром.

Показан порядок, правила подготовки для выполнения практических работ на следующие темы:

– оценка валового гидроэнергетического потенциала рек и составление водно-энергетического кадастра реки производится на основе данных о средних многолетних расходах, уровнях, отметках нуля графика, площадях водосбора и расстоянии постов от устья реки, в результате работы производится оценка потенциальной мощности и удельной потенциальной мощности участков, а также потенциальной мощности водотока в каждом створе. По результатам расчетов составляется кадастровый график;

– определение топографической характеристики водохранилища: целью данной работы является получение количественных морфометрических сведений о форме и структуре поверхности речной долины и выявление соответствия объёмов и площадей определённым уровням водохранилища, которое определяется батиграфическими (топографическими) зависимостями, а также при выполнении данной практической работы в качестве исходных материалов для оценки морфометрических параметров проектируемых водохранилищ используются данные радарной топографической съёмки поверхности SRTM с исправленными

областями, производимые CGIAR и предоставляемые в формате GeoTIFF (Geo Tagged Image File Format) фрагментами $5^{\circ} \times 5^{\circ}$ с пространственным разрешением в 3 угловые секунды;

– расчёт регулирования стока по календарному гидрологическому ряду с использованием разностно-интегральных кривых, результатом данной работы является составление паспорта водно-энергетических характеристик ГЭС;

– определение потерь воды из водохранилища на фильтрацию через земляную плотину: целью практической работы является расчёт фильтрации через однородную земляную плотину с ядром и без ядра, расположенную на водонепроницаемом основании, заключающемся в определении ординат депрессионной кривой фильтрационного потока от верхнего до нижнего бьефа, расхода потока и потерь воды из водохранилища на фильтрацию за заданный промежуток времени.

В учебном пособии даётся примерный перечень вопросов для подготовки к зачету по дисциплине, основная и дополнительная литература, а также интернет-ресурсы, которые могут быть полезны при изучении теоретических основ данной дисциплины и для подготовки практических работ.

Организация

НИУ МЭИ

Авторы

Байков Виктор Назипович

Волков Александр Викторович

Лямасов Александр Константинович

Островский Валерий Леонидович

Орахелашвили Баграт Мерабович

Рыженков Артем Вячеславович

Дипломант конкурса в номинации «Лучшая учебная публикация»

Тема: «Методика расчета экономической эффективности при проектировании ГЭС»

Основные условные обозначения и сокращения: ГЭС – гидроэлектростанция; ТЭС – тепловая электростанция; ЧДД – чистый дисконтированный доход; ТО – техническое обслуживание; ТР – текущий ремонт; НИ – начальные инвестиции; $P(t)$ – вероятностью безотказной работы; $\lambda(t)$ – интенсивность отказов; η – КПД гидротурбины; n – частота вращения приводного двигателя

Данная работа рассматривает актуальные вопросы экономической части проектирования новых или модернизации старых гидродинамических установок ГЭС.

Показатели качества продукции сформированы на основе ГОСТ 4.425-86 «Система показателей качества продукции. Турбины гидравлические», где экономические показатели приведены в различных группах.

Обоснованы критерии экономичности, надежности, а также, рассмотрена специфика понятий затрат, цены, стоимости, прибыли и рентабельности применительно к проектированию и производству гидродинамических установок ГЭС.

Возможные конфликтные ситуации между инвестором и заказчиком разрешаются на основании положительного чистого дисконтированного продукта.

Достижение высоких показателей экономичности и технологичности проиллюстрированы на базе современного опыта ОАО «Силовые машины».

На базе рабочих материалов ПАО «РусГидро» рассчитаны показатели экономической эффективности модернизации действующих ГЭС РФ.

Представленная методика является удобным современным инструментом для оценки качества проекта с учетом конструктивных и экономических критериев и может быть рекомендована для программ повышения квалификации специалистов гидроэнергетической сферы, а также в курсовых проектах студентов соответствующих специальностей.

Краткое содержание

Гидроэлектростанции (ГЭС) используют для выработки электроэнергии возобновляемые гидроэнергетические ресурсы. В структуре генерирующих мощностей Российской Федерации доля ГЭС не превышает 20 %.

Удельная стоимость, энергетическая эффективность, численность персонала и экологические характеристики дифференцируются в широких пределах по типам энергоустановок. Затраты на охрану природы удорожают энергоустановки ГЭС и АЭС на 15–30 %.

Зарубежные оценки удельных капитальных вложений в новые электростанции приведены в табл. 1.

Удельные капитальные затраты, являясь интегральной характеристикой проекта, не позволяют в полной мере оценить

экономическую перспективность и эффективность НИР по созданию новой техники, так как не учитывают многие важные показатели.

В ГОСТ 4.425-86 «Система показателей качества продукции. Турбины гидравлические», экономические параметры приведены в различных группах.

В показателях назначения – удельная масса гидротурбины, \bar{G} , кг/кВт.

Таблица 1.1

Сравнение экономической эффективности энергетических установок

Тип электростанции	Удельная стоимость, \$/кВт
Паротурбинная	1000–1100
Атомная	1300–1500
Гидравлическая	900–3000
Парогазовая	300–350
Ветроэнергетическая	1500–3000
Фотоэлектрическая	2500–4000
Приливная	2500–3000
Установка на ТБО	3500–4500
Установка на биомассе	3500–5500

В показателях надежности – полный срок службы, срок службы между капитальными ремонтами, удельная суммарная трудоемкость ремонтов на один год ремонтного цикла (нормо-ч/тыс. ч), коэффициент технического использования $K_{т.и}$ и др.

В показателях экономного расходования сырья, материалов, топлива, трудовых ресурсов главным является К.П.Д. гидротурбины.

В показателях технологичности – удельная трудоемкость (нормо-ч/кВт), коэффициент оснащенности (%), удельная энергоемкость (кВт-ч/кВт), удельная себестоимость (руб./кг).

Строительство новых ГЭС а, также их реконструкция сопряжены со значительными капитальными затратами, поэтому важно оценить эффективность инвестиций еще на стадии проектирования. Оценка эффективности инвестиций производится с использованием экономических критериев, которые должны включать в себя такие виды эффекта, как: экономический, социальный, политический, стратегический.

Принципиальных отличий оценки эффективности инвестиций в новое строительство или реконструкцию не существует.

Целью реконструкции действующих объектов может быть:

- 1) снижение капиталовложений;
- 2) улучшение технико-экономических показателей действующих объектов: снижение затрат на собственные нужды; снижение потерь в ЛЭП; повышение надежности; снижение количества персонала;
- 3) Увеличение располагаемой мощности и выработки (повышение $E_{зад}$ и $Q_{зад}$);
- 4) Улучшение социальных факторов: улучшение условий труда, снижение вредных выбросов.

Интересы заказчика и инвестора часто не совпадают.

Для заказчика реконструкция диктуется энергетической необходимостью. Основная задача – выбор оптимального варианта на основе критериев сравнительной экономической эффективности инвестиций.

Электроэнергетика исторически является «естественной» монополией, т. к. развитие конкуренции здесь неэффективно с точки зрения затрат ресурсов экономической системы.

Прибыль является основной формой накопления денежных средств для любой организации.

Критерием экономической эффективности является минимум дисконтированных затрат за расчетный период.

Этот период складывается:

$$T_p = T_{\text{пр}} + T_{\text{освоен}} + T_{\text{экспл}}$$

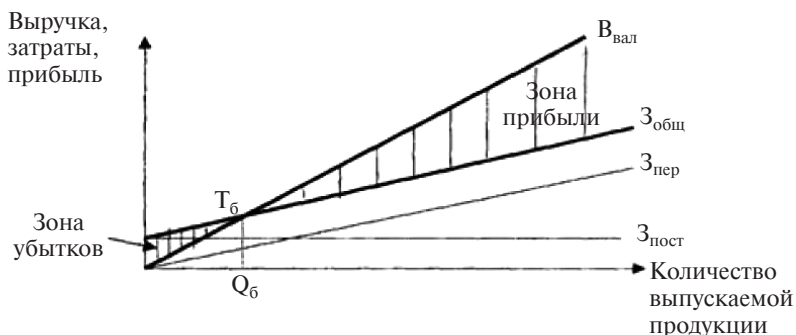
Суммарная величина интегральных или дисконтированных затрат:

$$Z_d = \sum_1^T Z_i$$

Z_i – интегральные затраты в определенные мероприятия, которые обеспечивают работу объекта, при условии сопоставимости по следующим признакам: по располагаемой электрической мощности потребителя, по отпускаемому количеству энергии потребителю, по уровню цен и тарифов.

Отдельно остановимся на показателе чистый дисконтированный доход (ЧДД – NPV), который является наиболее интегральным, и учитывает, как экономические показатели, так и показатели технологичности и надежности [9].

Показатель ЧДД представляет собой разницу между всеми денежными притоками и оттоками, приведенными к текущему моменту времени (моменту оценки инвестиционного проекта).



где: $Z_{\text{пост}}$ – условно-постоянные затраты;
 $Z_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты;
 $Z_{\text{общ}}$ – общая себестоимость продукции;
 T_b – точка безубыточности;
 Q_b – размер партии выпускаемой продукции, при которой обеспечивается «нулевая» прибыль.

№	Группа критериев	Наименование показателя качества	Обозначение	Расчетная формула	Обозначения в расчетной формуле	Описание
1	Экономичность	Удельная масса	\bar{G}	$\bar{G} = \frac{G}{N}$	G – масса гидротурбины; N – мощность гидротурбины	Выраженная в стоимостном виде используется для определения эффективности затрат на материалы на единицу энергии, вырабатываемой гидротурбиной. Находится в широких пределах в зависимости от типа гидроагрегата. Наилучшее решение – при стремлении к минимальному из возможных значений
2	Экономичность	Удельная себестоимость	C	$C = \frac{C_{пр} + C_n + C_p}{G}$	$C_{пр}$ – стоимость проектирования гидротурбины (руб.); C_n – стоимость производства гидротурбины (руб.); C_p – стоимость реализации гидротурбины (руб.)	Используется для определения эффективности инвестиций на этапе внедрения новой гидротурбины
3	Экономичность Технологичность	Удельная трудоемкость	ω	$\omega = \frac{C_{нп}}{N}$	$C_{нп}$ – трудозатраты, выраженные в нормочасах или в стоимостном виде	Используется для определения эффективности производства

4	Экономичность	Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	K_C	$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} = -IC + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t}$	<p>NPV – чистый дисконтированный доход; IC – текущие инвестиции; t – год; CF_t – текущие поступления</p>	Экономический показатель, используемый для выбора наиболее эффективного варианта инвестиционного проекта. Рассчитывается как разность текущих эффектов (прибыли или экономии) и затрат за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу
5	Экономичность Надежность	Удельная трудоемкость ремонтов	ω_p	$\omega_p = \frac{C_{pr}}{T_r}$	<p>C_{pr} – суммарные на один год ремонтного цикла трудозатраты на ремонт, выраженные в нормочасах; T_r – время работы агрегата</p>	Экономический показатель, характеризующий совершенство конструкции агрегата
6	Экономичность Надежность	Коэффициент технического использования	$K_{исп.}$	$K_{исп.} = \frac{T_r}{T}$	<p>T – общий срок службы</p>	Экономический показатель, характеризующий интенсивность использования агрегата
7	Экономичность	Коэффициент энергетической эффективности	$K_{э.э.}$	$K_{э.э.} = \frac{1}{\eta}$	<p>η – коэффициент полезного действия агрегата</p>	Экономический показатель, характеризующий энергетическую эффективность агрегата

Иначе говоря, для потока платежей CF (Cash Flow), где CF_t – платёж через t лет ($t = 1, \dots, N$) и начальной инвестиции IC (Invested Capital) в размере $IC = -CF_0$ чистый дисконтированный доход NPV рассчитывается по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} = -IC + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t},$$

где i – ставка дисконтирования.

Расчёт ЧДД – стандартный метод оценки эффективности инвестиционного проекта и показывает оценку эффекта от инвестиции, приведённую к настоящему моменту времени с учётом разной стоимости денег по годам. Если ЧДД больше 0, то инвестиция экономически эффективна, а если ЧДД меньше 0, то инвестиция экономически невыгодна

Как и всякий показатель, ЧДД имеет положительные и отрицательные свойства. К положительным следует отнести:

- 1) чёткие критерии принятия решений;
- 2) показатель учитывает стоимость денег во времени (в расчете используется коэффициент дисконтирования).

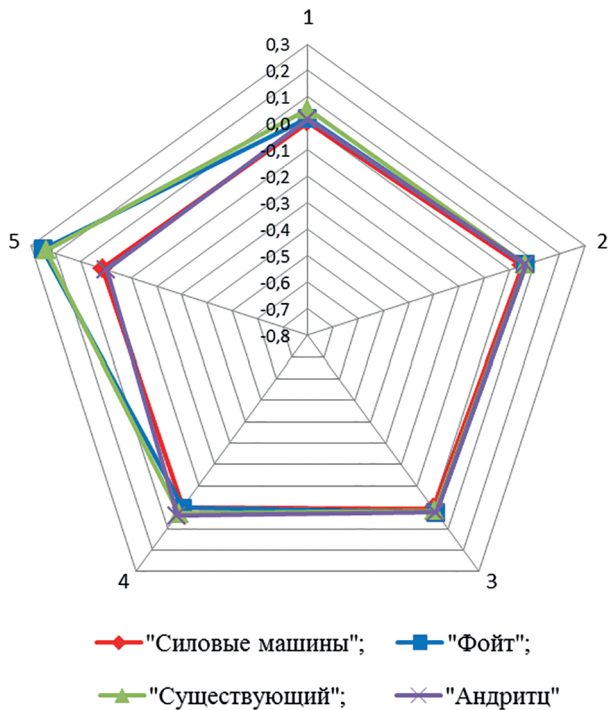
К отрицательным качествам можно отнести:

1. ЧДД не учитывает риски (хотя для более рискованных проектов назначается более высокая ставка дисконтирования, чем для менее рискованных);

2. Поскольку все денежные потоки имеют прогнозный характер (коэффициент дисконтирования может включать в себя инфляцию, однако зачастую это всего лишь норма прибыли, которая закладывается в расчет), расчет не учитывает вероятность исхода события, но если берутся ожидаемые потоки, то, следовательно, все вероятности учитываются.

Далее рассматриваются расчеты экономической эффективности модернизации действующих ГЭС РФ. В частности приводится оценка проектных предложений представленных на тендер для Рыбинской ГЭС.

В качестве обобщенных показателей качества рассматриваются: 1 – Энергетическая эффективность; 2 – Совершенство кон-



Лепестковая диаграмма оценки совершенства проектов Рыбинской ГЭС.

струкции; 3 – Качество САУ; 4 – Качество мониторинга; 5 – Экономическая привлекательность.

При анализе использовались данные рабочих материалов ПАО «РусГидро».

Организация

НИУ МЭИ

Авторы

Орахелашвили Баграт Мерабович

Байдакова Наталья Васильевна

Дипломант конкурса в номинации «Лучшая учебная публикация»

Тема: «Выбор гидротурбин для ГЭС»

Ключевые слова: гидротурбина, основные параметры агрегата, показатели качества, весовые коэффициенты, проектное решение, эксплуатационная характеристика, схема гидроагрегата.

Байдакова Н. В., к. т. н., доц. филиал ФГБОУ НИУ «МЭИ» в г. Волжском, Орахелашвили Б. М., к. т. н., доц. ФГБОУ НИУ «МЭИ»

В учебно-методическом пособии изложена методика оптимизационного выбора системы и типа гидротурбины на заданные условия ГЭС, определения основных параметров агрегата – диаметра рабочего колеса и частоты вращения, построения рабочих и эксплуатационных характеристик.

Пособие может быть использовано студентами очной формы обучения, а также при дистанционном обучении и переподготовке специалистов гидроэнергетической отрасли.

Целью работы является приобретение студентами практических навыков по вариантному выбору гидротурбины на заданные условия ГЭС, определению основных параметров агрегата, построению рабочих и эксплуатационных характеристик и принятию компоновочных решений. Приводится необходимый теоретический материал и справочные данные для выполнения курсового проекта и расчетного задания.

Выбор системы, типа и конструктивно-установочной схемы гидротурбины основан на применении теории подобия в сочетании с технико-экономическим анализом. При этом учитываются такие факторы, как эффективность работы гидротурбины в различных режимах, размеры и частота вращения турбины и соединенного с ней генератора, заглубление рабочего колеса и др. Предложена методика расчетной оценки совокупности показателей качества агрегата, существенно снижающая субъективность экспертной оценки при выборе оптимального варианта. Приведены значения весовых коэффициентов различных параметров для оценки их влияния на окончательное проектное решение.

Каждый этап выполнения работы сопровождается примером расчета, что сокращает непроизводительные потери времени обучающихся.

Методика выбора оборудования, изложенная в работе, в связи с недостатком на этом этапе проектной информации, содержит неизбежные отклонения от действительных условий. К ним можно отнести упрощенное и условное определение действующих напоров без учета потерь энергии в подводящих сооружениях и водоводах, фиксированное задание допустимой высоты отсасывания и некоторые другие.

При практическом проектировании высота отсасывания определяется в результате нескольких сравнительных расчетов для турбин различных типоразмеров, причем важную роль играет отметка подошвы отсасывающей трубы.

Расчет выполняется каждым студентом самостоятельно по индивидуальному заданию и включает в себя следующие этапы:

1. Выбор системы и типа гидротурбины, определение её основных параметров.
2. Расчет и построение рабочих характеристик.
3. Построение эксплуатационной характеристики.
4. Определение отметки рабочего колеса и разработка эскиза гидроагрегата.

Основные положения излагаемой методики соответствуют рекомендациям действующих стандартов по реактивным гидротурбинам.

1 ЭТАП. Выбор гидротурбины и определение основных параметров.

Для заданных условий необходимо выбрать систему и тип турбины, номинальный диаметр рабочего колеса D_1 и частоту вращения n таким образом, чтобы при наименьших размерах турбины и генератора и при возможно больших значениях КПД обеспечить получение заданной номинальной мощности. При этом требуемая высота отсасывания H_s для данной турбины должна в разумных пределах соответствовать заданной величине.

Выбор турбины производится по универсальным характеристикам (УХ), которые получены по результатам испытаний моделей (пример характеристики приведен в конце аннотации).

Исходными данными при выборе турбины являются:

- требуемая мощность турбины N ;
- заданные уровни верхнего и нижнего бьефов;
- расчетный по мощности напор H_p ;
- максимальный напор H_{\max} ;
- располагаемая высота отсасывания H_s .

Определяются рабочие напоры гидротурбины:

$$\begin{aligned} H_p &= \nabla B U_p - \nabla H U_p \\ H_{\max} &= \nabla B U_{\max} - \nabla H U_{\min} \\ H_{\min} &= \nabla B U_{\min} - \nabla H U_{\max} \end{aligned} \quad (1.1)$$

где ∇ – отметки горизонтов верхнего и нижнего бьефов.

Выбор типа турбины производится по величине максимального напора, таким образом, чтобы значение H_{\max} было бы близко к предельному напору $H_{\text{пред}}$ выбранного типа, но не превышало его, т. е. $H_{\max} \leq H_{\text{пред}}$.

Очевидно, что на одни и те же заданные условия можно выбрать 2–3 различных типа турбин.

Предварительно определяется номинальный диаметр рабочих колес выбранных типов турбин:

$$D_1^* = \left(\frac{N}{9,81 * Q_I * \eta_M * H_p^{1,5}} \right)^{0,5}, \quad (1.2)$$

где N [кВт] и H_p [м] – определены заданием.

Предварительно оценивается требуемое значение коэффициента кавитации турбины по упрощенной формуле:

$$\sigma_T^{\text{треб}} \leq (8,5 - H_S) / H_{\text{расч}}. \quad (1.3)$$

Соответственно, принимаемое значение приведенного расхода в «расчетной точке», должно обеспечивать выполнение условия $\sigma_T \leq \sigma_T^{\text{треб}}$.

Полученная величина D_1^* округляется до ближайшего стандартного значения.

КПД натурной турбины рассчитывается в точке оптимума характеристики по рекомендациям МЭК.

После этого определяется поправка КПД за счет масштабного эффекта и отношения КПД натурной и модельной турбин в оптимальном режиме:

Определение частоты вращения турбины:

$$n^* = \frac{n_{I_p} * (m * H_p)^{0,5}}{D_1}, \quad (1.4)$$

где n_{I_p} , об/мин – расчетное значение приведенной частоты вращения. Предварительно принимаем $n_{I_p} = n_{I_p \text{opt}}$.

Полученное значение округляется до ближайшего синхронного значения частоты вращения.

Далее проводится уточнение расчетной приведенной частоты вращения и определяется рабочая зоны турбины на УХ. Необходимо убедиться в том, что полученная зона работы по приведенным оборотам полностью располагается в приведенном

на характеристике диапазоне. В противном случае следует рассматривать другие значения диаметров и частот вращения.

Для нахождения «расчетной точки» турбины на УХ вычисляется произведение

$$\left(\dot{Q}_I * \eta_M\right) = \frac{N}{9,81 * D_1^2 * (m * H_p)^{1,5}} \quad (1.5)$$

и определяется точка на УХ в которой произведение \dot{Q}_I и КПД модели отвечает условию (1.5). Для найденной «расчетной точки» фиксируются значения \dot{Q}_I , η_M и коэффициента кавитации σ .

Рассчитываем значения допустимой высоты отсасывания для всех вариантов:

$$H_S^{\text{доп}} = 10 - \frac{\nabla_T}{900} - \sigma * H_p - \Delta H_S + \Delta Z_{\text{х.пл}}, \quad (1.6)$$

Для сопоставления вариантов турбин и выбора оптимального решения расчетные параметры всех исследуемых вариантов турбин сводим в таблицу.

Таблица 1

Показатели натуральных гидротурбин

№ вар.	Марка турбины	D_1 , м	n , об/мин	$\eta_{\text{н opt}}$	$\eta_{\text{н р. м.}}$	$B_{\text{сп.}}$, м	G_T , т	$n'_I \text{ р.}$, об/мин	$n'_{I \text{ opt}}$, об/мин	$H_S^{\text{доп.}}$, м
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
1										
2										

Из выбранных показателей формируются безразмерные параметры, для которых проводится нормирование в промежутке от 0 до 1.

Предполагается, что для лучшей системы значение параметра стремится к нулю.

Результаты расчетов по всем вариантам сводятся в таблицу 2.

Таблица 2

Нормированные параметры натуральных гидротурбин

№ вар.	Марка турбины	П ₁	П ₂	П ₃	П ₄	П ₅	П ₆	П ₇	П ₈
		D_1	n	$\eta_{н\text{ опт}}$	$\eta_{н\text{ р. т.}}$	$B_{сп.}$	G_T	$n'_{I\text{ р}}$	$H_s^{\text{доп}}$
		1	2	3	4	5	6	7	8
...									

Для параметров из столбцов 1–6 в рассматриваемых вариантах определяется максимальное и минимальное значение $Y_{kj\text{ max}}$ и $Y_{kj\text{ min}}$ и проводится их нормирование:

$$\bar{P}_{kj} = \frac{Y_{kj} - Y_{kj\text{ min}}}{Y_{kj\text{ max}} - Y_{kj\text{ min}}} \quad (1.7)$$

Каждый параметр рассматривается отдельно, и в случае удовлетворения требования о стремлении к нулю для обеспечения лучших свойств технической системы (т. е. чем меньше величина, тем лучше – $D_1, B_{сп.}, G_T$), остается неизменным.

В случае не удовлетворения указанного требования (т. е. чем больше величина, тем лучше – $n, \eta_{н\text{ опт}}, \eta_{н\text{ р. т.}}$), проводится преобразование:

$$P_{kj} = 1 - \bar{P}_{kj} \quad (1.8)$$

Для определения степени соответствия варианта по приведенной частоте вращения (столбец 7) вычисляется величина:

$$P_7 = ABS \left(\frac{n'_{I\text{ р}} - n'_{I\text{ опт}}}{n'_{I\text{ опт}}} \right) \quad (1.9)$$

Степень соответствия варианта по допустимой высоте отсасывания (столбец 8) можно оценить из выражения

$$\Pi_8 = ABS \left(\frac{H_S^{\text{доп}} - H_S}{H_S} \right) \quad (1.10)$$

Для корректной оценки влияния параметров назначаются весовые коэффициенты W_j , соответствующих величин.

По результатам расчета заполняется таблица 3

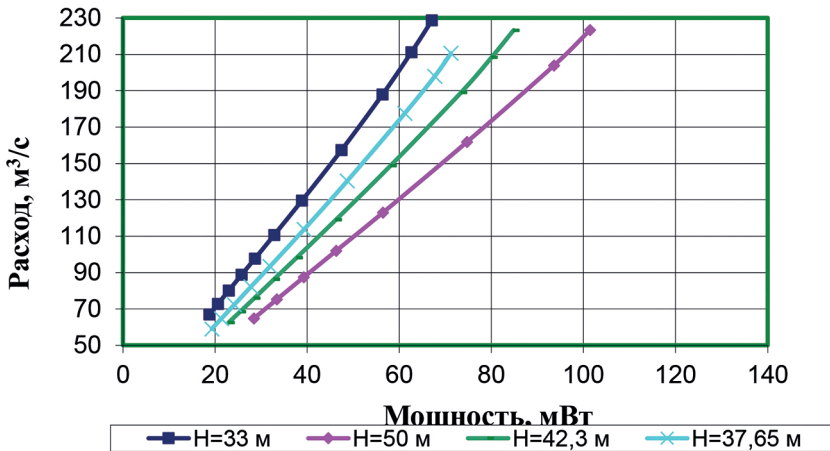
Оптимальный по совокупности показателей вариант, имеющий наименьшую сумму, утверждается в качестве окончательно-го проектного решения.

2 ЭТАП. Расчет и построение рабочих характеристик гидротурбины

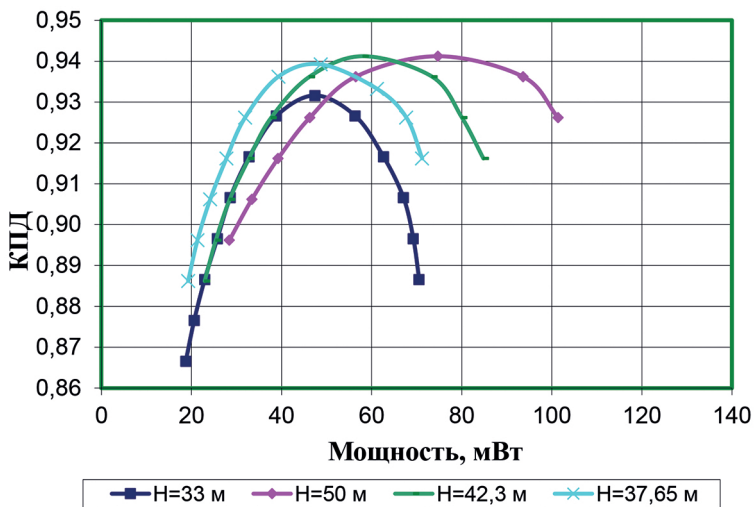
Для выбранной турбины рассчитываются и строятся зависимости $Q = f_1(N)$, $\eta = f_2(N)$ и $H_S^{\text{доп}} = f_3(N)$ при синхронной частоте вращения $n_{\text{синх}}$ для четырех значений напора (H_{max} , $H_{\text{ср}}$, H_p , H_{min}) по общепринятой методике.

Расчет производится на основании УХ выбранной модели турбины.

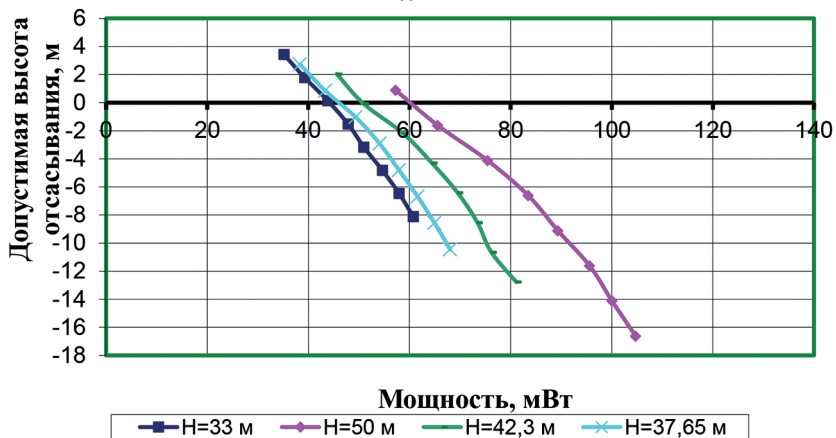
$$Q = f_1(N)$$



$$\text{КПД} = f_2(N)$$



$$H_{\text{доп}}^{\text{с}} = f_3(N)$$



3 ЭТАП. Построение эксплуатационной характеристики турбины.

Эксплуатационная напорно-мощностная характеристика турбины строится по полученным рабочим характеристикам, а также по вспомогательным зависимостям для открытий направляющего аппарата $a_0 = f_4(N)$ и углов установки лопастей рабочего колеса для поворотных-лопастных турбин $\phi = f_5(N)$. Для этого полученные графики соответствующих зависимостей пересекаются горизонтальными линиями, и точки их пересечения переносятся на поле $N - H$ (по значениям мощности при данном напоре). Соединяя точки равных значений соответствующих параметров плавными кривыми, получают эксплуатационную характеристику.

На эксплуатационной характеристике наносится линия ограничения мощности, причем:

а) на участке от H_{\max} до H_p линия ограничения, как правило, является вертикальной линией $N = \text{const}$ и соответствует номинальной мощности турбины (ограничение по генератору).

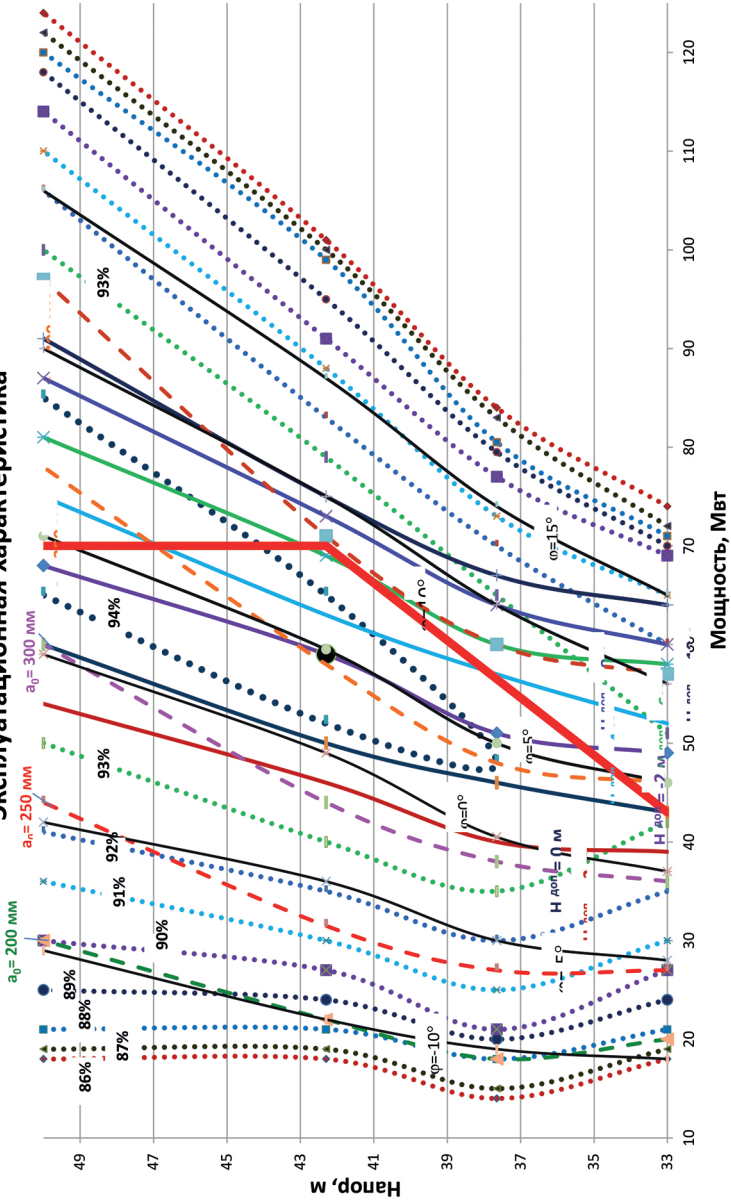
б) на участке от H_p до H_{\min} линия ограничения является наклонной линией и соответствует постоянству одного из следующих параметров:

- $a_{0н} = \text{const}$ (ограничение по $a_{0\max}$);
- $\phi = \text{const}$ (ограничение ϕ_{\max});
- $N_S^{\text{доп}} = \text{const}$ (ограничение по $N_S^{\text{доп}}_{\min}$).

При этом ограничивающее значение принятого параметра соответствует его значению в «рабочей» точке и определяется из построенных графиков $N_S^{\text{доп}} = f_2(N)$, $a_0 = f_4(N)$ и $\phi = f_5(N)$ для H_p и заданной номинальной мощности. Из этих же графиков определяется и значение N^* , которое соответствует линии ограничения при H_{\min} .

Конструктивная реализация линии ограничения проще всего осуществляется при выполнении условий $a_0 = \text{const}$ или $\phi = \text{const}$. Поэтому обычно рассматриваются эти параметрам. Из возможных вариантов следует выбирать тот, который обеспечивает большее значение N^* .

Эксплуатационная характеристика



Эксплуатационная характеристика гидротурбины ПЛ 50-В-450 при $n = 166,7 \text{ об/мин}$

4 ЭТАП. Определение отметки установки турбины и разработка эскиза агрегата.

Схема агрегата вычерчивается на листе формата А3 на основе габаритного чертежа, приведенного в папке «Характеристики гидротурбин».

Размеры проточной части пересчитываются в соответствии с расчетным диаметром рабочего колеса.

Выбор отметки расположения рабочего колеса, т.е. отметки характерной плоскости турбины (оси вращения колеса для ПЛГК, оси поворота лопастей рабочего колеса для ПЛ-В или середины высоты направляющего аппарата для ПЛД и РО) производится из условия обеспечения безкавитационной работы турбины во всех режимах.

$$H_S \leq H_S^{\text{доп}}, \quad (4.1)$$

где H_S – фактическая, а $H_S^{\text{доп}}$ – допустимая высота отсасывания в данном режиме работы турбины.

Значение $H_S^{\text{доп}}$ может быть определено по эксплуатационной или рабочей характеристике в любом режиме в пределах рабочей зоны, а фактическая H_S будет изменяться в связи с колебаниями нижнего бьефа.

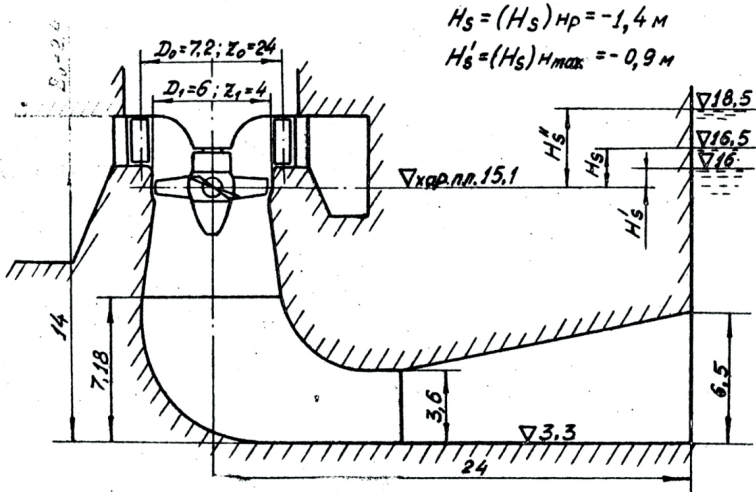


Схема установки гидротурбины

Для выполнения условия (4.1) необходимо определить отметки характерной плоскости турбины для трех режимов работы:

- а) для расчетного напора H_p и номинальной мощности
- б) для максимального напора H_{\max} и номинальной мощности
- в) для минимального напора H_{\min} и соответствующей ему мощности N^* на линии ограничения/

Из трех полученных $\nabla X.P.L.$ выбирается наименьшее значение, которое отмечается на компоновочном эскизе установки.

**2. ВСЕРОССИЙСКИЙ КОНКУРС
«ЛУЧШАЯ ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ (ДИПЛОМНАЯ) РАБОТА
В ОБЛАСТИ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ
СРЕДИ ВЫПУСКНИКОВ ВУЗОВ РОССИИ – 2020»**

Высшее учебное заведение	ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
Факультет	Энергетики
Кафедра	Автоматизированных электроэнергетических систем
Научный руководитель	Левин Владимир Михайлович

Сагалакова Карина Ивановна

Победитель конкурса

Тема: «Исследование и разработка моделей для оценки технического состояния трансформаторов Новосибирской ГЭС»

Объект исследования. Гидроэлектростанции (ГЭС) представляют собой важнейшие энергетические объекты повышенной опасности. Безопасность функционирования ГЭС в значительной степени определяется техническим состоянием и эксплуатационной надежностью гидросооружений и основного энергооборудования (гидроагрегатов). В состав основного оборудования ГЭС входят силовые трансформаторы, которые оснащают встроенными локальными системами диагностического мониторинга (СДМ). Объектом исследования в магистерской диссертации являются блочные силовые трансформаторы Новосибирской ГЭС (НГЭС), филиала ПАО «РусГидро», у которых возникла реальная проблема в эксплуатации.

Предмет исследования. Предметом исследования в магистерской диссертации является система оценки и принятия решений по поддержанию работоспособного технического состояния трансформаторного оборудования гидроэлектростанции.

Актуальность исследования. Не смотря на наличие на ГЭС встроенных локальных систем on-line мониторинга силовых трансформаторов, они не в состоянии обеспечить высокую чувствительность и достоверность оценки состояния оборудования в связи с ограниченным набором применяемых диагностических тестов. По указанной причине возможен только упрощенный формат реализации алгоритмов принятия решений на основе сравнения текущих значений контролируемых параметров состояния с допустимыми предельными нормами. Кроме того существует проблема, вызванная отсутствием в настоящее время согласованных с требованиями заводов-изготовителей нормативно закреплённых объективных критериев отбраковки силовых трансформаторов иностранного производства, эксплуатируемых в составе отечественных энергообъектов. Указанная проблема может приводить к нежелательным последствиям, связанным с необоснованным выводом из работы ответственного оборудования и снижением надежности функционирования ГЭС. Магистерская диссертация посвящена повышению надежности функционирования силовых трансформаторов иностранного производства в составе ГЭС за счет повышения эффективности алгоритмов оценки технического состояния и принятия эксплуатационных решений.

Цель и задачи исследования. Целью магистерской диссертации является совершенствование алгоритма принятия решений по надежной эксплуатации силовых маслонаполненных трансформаторов ГЭС с использованием статистических моделей идентификации состояний и разработка варианта его информационно-аналитической поддержки.

Для достижения поставленной цели в диссертации были сформулированы и решены следующие задачи:

1) анализ факторов, влияющих на изменение технического состояния трансформаторов;

- 2) изучение нормативных требований к методам диагностирования трансформаторов;
- 3) изучение и разработка методов и моделей оценки технического состояния трансформаторов;
- 4) применение на практике методов и моделей оценки технического состояния трансформаторов;
- 5) разработка рекомендаций и технических решений по повышению эффективности управления жизненным циклом трансформаторов;
- 6) оценка экономической эффективности подсистемы поддержки принятия решений.

Исходные материалы. В качестве исходных материалов для расчетов и анализа в магистерской диссертации использовались статистические данные, предоставленные НГЭС, по пяти блочным трансформаторам. Исходные материалы представляют собой данные, полученные при заводских испытаниях (либо указанные в паспорте), значения контролируемых параметров, полученных в процессе периодических испытаний, а также полученных при помощи on-line диагностирования, в период от начала эксплуатации (ввода) и до начала 2019 г. Кроме того, исходными материалами служили предельно допустимые значения контролируемых параметров.

Контролируемые параметры подразделены на несколько больших групп: группа параметров обмоток трансформатора, магнитопровода, системы регулирования напряжения, обобщенного узла.

Содержательная часть исследования. Магистерская диссертация выполнена в объеме 89 страниц и состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы и приложения.

Во введении представлена общая характеристика проблемной ситуации с трансформаторным оборудованием Новосибирской ГЭС, рассмотрены способы контроля (мониторинга) параметров технического состояния силовых трансформаторов, применяемые на ГЭС, обоснована актуальность направлений исследований,

сформулирована цель и задачи магистерской диссертации. В частности отмечаются преимущества и недостатки как системы периодического диагностического контроля (измерений и испытаний) параметров трансформаторного оборудования, так и локальных встроенных систем on-line мониторинга силовых трансформаторов.

В первой главе с позиции управления жизненным циклом силового трансформатора для его рационального и надежного применения проведен анализ факторов, оказывающих влияние на изменение технического состояния трансформаторов ГЭС. Отмечаются причины и последствия такого влияния и, в частности, параметры, по которым возможна их идентификация в процессе эксплуатации трансформаторов. Так, например, одним из важнейших эксплуатационных факторов является электрическая нагрузка трансформатора. Повышенные нагрузки силового трансформатора приводят к повышенным температурам активной части трансформатора. Влияние данного фактора можно идентифицировать, отслеживая значения коэффициента загрузки и температуры верхних слоев масла, а также по газосодержанию. Однако, в отдельных случаях, при приемлемых значениях коэффициента загрузки и других параметров, причиной повышенных температур может стать возможная неисправность системы охлаждения, из-за которой циркуляция масла может стать недостаточной. У трансформаторов с системой охлаждения Д (принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла) и ДЦ (принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла) подобные дефекты могут быть следствием засорения трубок охлаждающего калорифера, вызываемых втягиванием воздуха функционирующими вентиляторами или загрязнением масляных фильтров.

Рассмотрены требования к методам контроля и технического диагностирования трансформаторов, регламентированные рядом отечественных нормативных документов, в частности: РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрообору-

дования» и СТО РусГидро 02.01.124-2015 «Силовые трансформаторы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования». Проведен анализ результатов контроля и технического диагностирования блочных силовых трансформаторов Т1-Т5 Новосибирской ГЭС типа TNEPE-125000/110 PN номинальным напряжением 110 кВ с 2010 по 2019 год, которое характеризуется устойчивым монотонным ростом концентраций СО и СО₂ в трансформаторном масле, а также повышенными значениями потерь холостого хода. Обоснованно показано, что наиболее вероятной причиной устойчивого монотонного роста концентраций оксидов углерода в трансформаторном масле является нарушение герметичности за счет перфорирования пленочной защиты Т1-Т5 в процессе тестирования. Опасные уровни превышений измеренных в процессе эксплуатации значений потерь ХХ 40,9–78,8 % по сравнению с исходными (при вводе в эксплуатацию) не являются следствием развития критического дефекта, а вызваны не согласованностью нормативных требований к условиям проведения испытаний по отечественным РД и инструкциям завода-изготовителя трансформаторов (концерн АВВ).

Вторая глава посвящена исследованию эффективности двух групп методов и моделей для оценки технического состояния силовых трансформаторов с определением области их целесообразного применения.

Первая группа моделей базируется на использовании метода статистической (Байесовской) идентификации дефектов в трансформаторах 35 кВ и выше с доминированием в качестве контролируемых параметров ретроспективы протоколов хроматографического анализа растворенных в масле газов (ХАРГ). Методика формирования статистической модели для оценки состояния трансформаторов включает следующие этапы:

- формирование однородной и представительной статистики концентраций диагностических газов (A_i) на основе многолетних измерений ХАРГ;

- агрегирование многомерного вектора входных параметров в скалярную весовую функцию вида:

$$G(A) = \sum_{i=1}^7 w_i \cdot \frac{A_i}{A_{igr}} + w_0$$

где: A_i , A_{igr} , ppm – измеренные значения концентраций диагностических газов и их допустимые предельные нормы, $w_i = \frac{A_i}{\sum_{i=1}^7 A_{igr}}$ – объемная доля i -го газа в газовой смеси (вес), $\sum_{i=1}^7 w_i = 1$, $w_0 = 0$;

- выделение дихотомии классов состояний силового трансформатора: Π_1 – бездефектное состояние или «норма» и Π_2 – дефектное состояние или «отклонение от нормы»;

- определение числовых (математические ожидания – M_j , среднеквадратические отклонения – σ_j , $j = 1, 2$) и интегральных (гистограмма относительных частот) характеристик случайного распределения $G(A)$ в каждом j -м классе состояний;

- получение и корректировка границы раздела классов Π_1 и Π_2 по выражению

$$G_{гр} = M_1 + k \cdot \sigma_1$$

где k – вычислительная константа подбирается эмпирически из интервала $2 \div 3$, исходя из условия минимизации суммарной ошибки идентификации ε ;

- построение и применение правил принятия решений вида:

- $G(A) \leq G_{гр}$ – «норма», эксплуатация без ограничений, контроль по графику;

- $G(A) > G_{гр}$ – «отклонение от нормы», учащенный контроль, дополнительные обследования, планирование вывода в ремонт.

Вторая группа моделей базируется на интегральной оценке технического состояния силового трансформатора как единицы основного технологического оборудования на базе индекса технического состояния (ИТС), применяемого для ранжирования

однотипных единиц оборудования при планировании их технического обслуживания и ремонта (Приказ Минэнерго № 676 от 26.07.2017). Рассмотрены основные положения методики расчета ИТС функциональных узлов и трансформатора, как единицы оборудования, приведен набор контролируемых параметров, весовые коэффициенты, диапазоны бальной оценки ИТС и рекомендуемые для них виды корректирующих воздействий.

Третья глава объединяет практики применения подготовленного аппарата для оценки технического состояния к силовым трансформаторам Новосибирской ГЭС. Выполнены расчеты с использованием моделей экспресс оценки технического состояния Т1-Т5 НГЭС на основе статистики ХАРГ. Все расчеты производились в программе Microsoft Excel (в том числе и расчет ИТС). Проведенные расчеты позволили:

1) выявить характерную тенденцию изменения скалярной функции $G(A)$ на интервале эксплуатации. Монотонный рост $G(A)$ объясняется ростом концентраций оксидов углерода, растворенных в масле Т1-Т5 (рис. 3.1);

2) сформировать границу раздела классов состояний (P_1 – концентрации CO и CO_2 в норме; P_2 – концентрации CO и CO_2

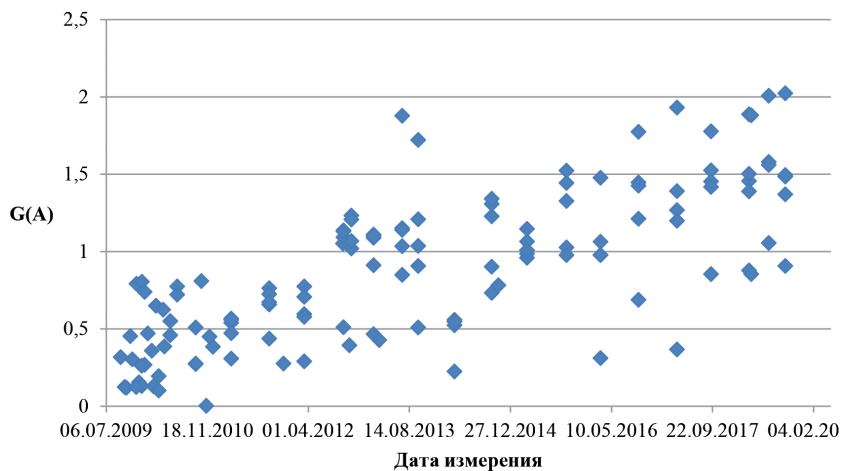


Рис. 3.1. Распределение скалярной функции $G(A)$ во времени

превышают норму) на основе статистики ХАРГ по значениям числовых характеристик

Класс Π_1	M_{G1}	0,526
	σ_{G1}	0,253
Класс Π_2	M_{G2}	1,343
	σ_{G2}	0,290

и построенной гистограммы относительных частот (рис. 3.2).

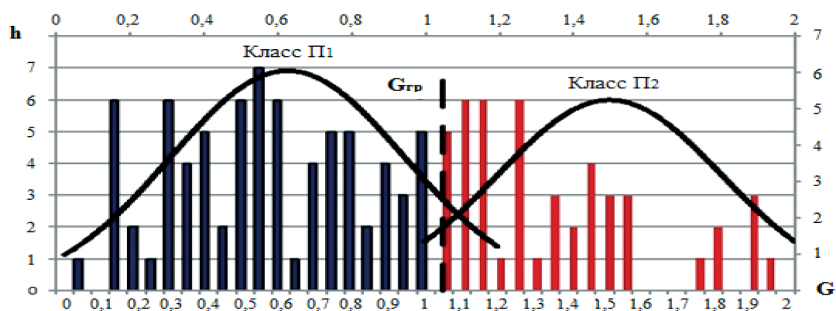


Рис. 3.2. Гистограмма относит. частот случайного распределения G

На основе актуальной диагностической информации Т1-Т5 НГЭС произведен расчет ИТС на начало 2020 года. Результаты (табл. 3.45) позволяют судить о хорошем техническом состоянии трансформаторов и отсутствии необходимости вывода в ремонт.

Таблица 3.45

Значения ИТС Т1-Т5 НГЭС на 01.2020

Трансформатор	1Т	2Т	3Т	4Т	5Т
ИТС	79,4	83,3	86,3	79,4	86,3

ИТС всей группы трансформаторов составил 82,96, что интерпретируется как хорошее техническое состояние.

В качестве технического решения для повышения эффективности управления состоянием силовых трансформаторов НГЭС

на основе разработанных моделей и критериев предложено разместить на уровне центральных вычислительных ресурсов станции систему поддержки принятия решений (СППР), интегрированную с локальными встроенными СДМ трансформаторов. Разработана структурно-функциональная модель СППР по надежной эксплуатации Т1-Т5 НГЭС (рис. 3.3), представлен ее состав, принцип действия и алгоритм функционирования.

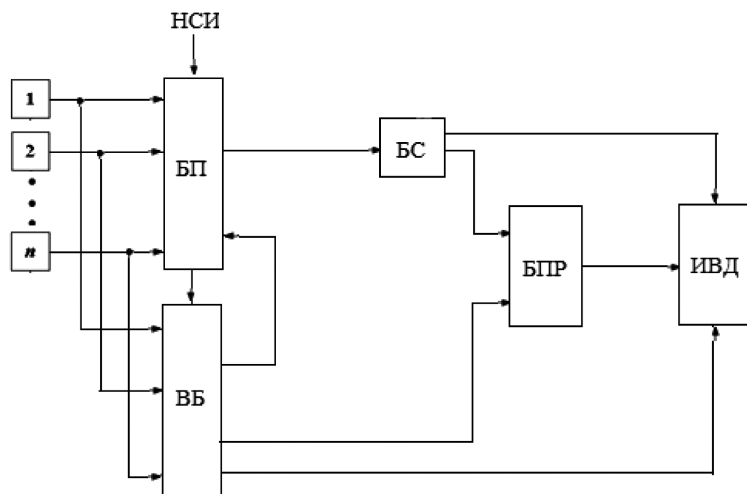


Рис. 3.3. Структурно-функциональная модель СППР

На рисунке введены обозначения: 1, 2, ..., n – контролируемые трансформаторы НГЭС; ВБ – вычислительный блок; БП – блок памяти; НСИ – нормативно-справочная информация; БС – блок сравнения; БПР – блок принятия решений (блок идентификации); ИВД – интерфейс вывода данных.

В четвертой главе диссертации производится оценка экономической эффективности разработанного подхода с реализацией в виде СППР по надежной эксплуатации силовых трансформаторов НГЭС. Расчеты, выполненные в соответствии с актуальными руководящими документами по индексации цен в энергетическом строительстве, показали реальную экономическую эффективность СДМ трансформаторов НГЭС на базе разработанной СППР.

Экономия эксплуатационных затрат на интервале ремонтного цикла Т1-Т5 в актуальных ценах составила 18,5 млн рублей.

В заключении содержатся основные выводы по ВКР, иллюстрирующие полноту решения сформулированных задач и достижение поставленной цели. Практическое осуществление разработанного в магистерской диссертации подхода ориентировано на улучшение наблюдаемости состояния силовых трансформаторов НГЭС.

Список литературы включает 21 источник, в том числе и публикации автора ВКР по результатам собственных исследований.

В приложении размещается справка о практическом применении результатов магистерской диссертации в филиале ПАО «РусГидро» «Новосибирская ГЭС».

Список публикаций за период обучения в магистратуре

1. Левин В. М. О проблемах эксплуатации оборудования иностранного производства на объектах отечественной энергетики / В. М. Левин, К. И. Сагалакова, А. А. Яхья // Научный вестник НГТУ. – 2020. – № 4. – С. 147–160.

2. Sagalakova K. I. Current and lifespan conditions assessment of high-voltage power transformers / K. I. Sagalakova // *Aspire to science* : сборник статей. – Новосибирск, 2019. – С. 245–250.

3. Сагалакова К. И. Оперативная оценка состояния силовых трансформаторов гидроэлектростанций / В. М. Левин, К. И. Сагалакова // *Наука. Технологии. Инновации* : сборник статей. – Новосибирск, 2018. – С. 66–71.

4. Левин В. М. Критерии принятия решений при выборе воздействий по техническому обслуживанию и ремонту электрооборудования [Электронный ресурс] / В. М. Левин, К. И. Сагалакова // *Новое в российской электроэнергетике* : науч.-техн. электрон. журн. – 2019. – № 2. – С. 30–39. – Режим доступа: <http://www.energo-press.info>. – Загл. с экрана.

5. Сагалакова К. И. Перспективные методы и модели оценки состояния в технологии диагностического мониторинга трансформаторов ГЭС / В. М. Левин, К. И. Сагалакова, А. А. Яхья // *Гидроэлектростанции в 21 веке*. – Черемушки, 2019. – С. 227–234.

6. Сагалакова К. И. Диагностика причин повышения концентраций оксида и диоксида углерода в масле трансформаторов НГЭС / К. И. Сагалакова // *Дни студенческой науки* : сборник статей. – Новосибирск, 2019. – С. 93–97.

Высшее учебное заведение	Саяно-Шушенский филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
Факультет	Гидроэнергетики
Кафедра	Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей
Научный руководитель	Сокур Павел Вячеславович

Щербаков Евгений Валерьевич

Победитель конкурса

**Тема: «Применение гидрогенераторов
с переменной частотой вращения для повышения
эффективности ГЭС»**

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Асинхронизированные гидрогенераторы (АСГГ), позволяющие гидроагрегату (ГА) работать с переменной частотой вращения, имеют ряд преимуществ по сравнению с традиционными синхронными гидрогенераторами (СГГ).

Это более высокая динамическая и статическая устойчивость, высокий коэффициент готовности при более быстрой синхронизации с сетью, увеличение регулировочного диапазона по мощности, снижение воздействия кавитации на рабочие

органы гидротурбины путём ухода из неблагоприятных режимов работы и уменьшения виброперемещений узлов ГА.

Ввиду конструктивных особенностей асинхронизированной машины (АСМ) улучшается быстрдействие электромагнитного регулирования активной мощности и составляет доли секунды. Это достигается тем что, имеется возможность изменения активной мощности независимо от механической мощности в рамках заданной величины изменения частоты вращения.

Данные преимущества подтверждены мировым опытом эксплуатации асинхронизированных машин.

Актуальность темы

Стоит принять во внимание, что данная тема в отечественной и зарубежной практике не остается без внимания.

В 1957–1958 годы на Иовской ГЭС были установлены 2 АСГГ мощностью по 50 МВА, изготовленные на заводе «Электросила». На Иовской ГЭС прошли промышленные испытания первых в мире гидрогенераторов с переменной частотой вращения. Испытания показали более высокую статическую и динамическую устойчивость АСГГ, чем СГГ. А также, испытания подтвердили соответствие теории и практики, показав достоверность и достаточность произведённых расчётов и теоретических исследований на данном этапе.

Важно отметить первые испытания и опытно-промышленную эксплуатацию с 1968 г. по 1972 г. на Кислогубской ПЭС уникального асинхронизированного гидрогенератора-двигателя (АСГД) мощностью 400 кВт, разработкой которого занимались ВНИИЭ и НИИ «Электросила». Опыт показал, что за счёт регулирования частоты вращения можно добиться повышения КПД гидроагрегата на 5 %.

На заводе «Электросила» энергомашиностроительного концерна «Силовые машины» были возобновлены работы по разработке гидрогенераторов с переменной частотой вращения. В 2013 году спроектирована и испытана макетная установка

АСГД мощностью 2,5 МВА. Нарботки позволили бы концерну поставлять энергетическое оборудование для ГАЭС.

Можно также отметить, что рассматривалась возможность использования АСГД на Ленинградской ГАЭС. При разработке проектной стадии «Обоснование инвестиций» удалось обосновать эффективность внедрения данных машин и доказать их преимущество перед СГД. Разработкой проекта занимались компании ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», АО «Ленгидропроект» и ОАО «Силовые машины».

Для АСМ предусмотрен способ векторного управления пуском и торможением, следовательно, появилась возможность производить останов ГА при подаче напряжения на обмотку ротора генератора с определенным углом сдвига. В случае попадания в направляющий аппарат (НА) инородного предмета, из-за которого во время регулирования открытия/закрытия НА разрушается срезной палец, соединяющий накладку и рычаг НА. В результате, отсутствует возможность закрыть лопатку НА с разрушенным срезным пальцем, что не позволяет остановить машину. На высоконапорных ГЭС при разрушении срезных пальцев НА предусмотрен сброс нагрузки и аварийный останов ГА с опусканием быстропадающего затвора, алгоритм останова заложен в АСУ ТП ГЭС. Однако не все ГЭС оснащены быстропадающим затвором, у низконапорных ГЭС такой алгоритм отсутствует, останов машины происходит закрытием НА с последующим вызовом ремонтной бригады для опускания турбинного затвора (ТЗ) и замены срезного пальца НА. Завершающий этап останова совершают поршневые пневматические тормоза ГА, останов которыми возможен только при достижении определённой скорости вращения ротора ГА (обычно скорость вращения составляет до 15–20 % от синхронной). В случае среза срезного пальца НА невозможно угадать величину расхода воды на рабочее колесо (РК) турбины, следовательно, частота вращения ротора ГА может не достичь желаемой величины для обеспечения аварийного останова. В данном случае производится опускание ТЗ и полное прекращение подачи воды на РК. Останов тормозами

при скорости более регламентированной чреват повреждением тормозной системы ГА, что недопустимо. Способ векторного управления АСМ позволит в кратчайшее время произвести полный останов машины, не прибегая к пневматической системе торможения, если разгон происходит в рамках изменяемой частоты вращения АСМ. Дублирование данного способа останова с пневматическими тормозами позволит повысить безопасность ГЭС и ГАЭС.

За рубежом активное развитие генераторов с технологией переменной частоты вращения началось в конце 1980 годов прошлого века. Эксплуатация АСГД за рубежом началась с 1987 года. Первый такой агрегат был введен в эксплуатацию в Японии на ГАЭС Narude. В дальнейшем, конструкции машин совершенствовались: увеличивались мощности и модернизировались типы системы возбуждения, вводились новые конструкции креплений лобовых частей ротора, совершенствовались системы вентиляции контактных колец для отвода щёточной пыли. Изменилась система возбуждения (СВ) с типа циклоконвертер на тип инвертор напряжения (IEGT). Переход на новые СВ позволил улучшить технико-экономические показатели.

В таблицу 1 сведена информация о введенных, а также планируемых к вводу в эксплуатацию АСГД в Японии.

Таблица 1

Эксплуатация АСДГ в Японии

Наименование ГАЭС	Год ввода в эксплуатацию	Режим генератора, МВ·А	Частота вращения, об/мин	Производитель	Тип системы возбуждения
АСГД введенные в эксплуатацию					
Narude	1987	22	190–210	Hitachi	Циклоконвертер
Yagisawa № 2	1990	85	130–158	Toshiba	Циклоконвертер
Takami № 2	1993	140	208–254	Mitsubishi	Инвертор напряжения (GTO)
Okawashi № 4	1993	400	330–390	Hitachi	Циклоконвертер

Продолжение табл. 1

Наименование ГАЭС	Год ввода в эксплуата- цию	Режим гене- ратора, МВ·А	Частота враще- ния, об/ мин	Произво- дитель	Тип системы возбуждения
Shiobara № 3	1995	360	356–394	Toshiba	Циклоконвертер
Okawachi № 3	1995	400	–	Hitachi	Циклоконвертер
Okukiyotsu-2, № 2	1996	345	407–450	Toshiba	Инвертор напря- жения (ГТО)
Yagisawa № 3	1996	85	130–156	Toshiba	Циклоконвертер
Yanbaru (экспе- риментальная на морской волне)	1999	33	423–477	Toshiba	Инвертор напря- жения (ГТО)
Okukiyotsu № 2	1996	345	408–450	Toshiba	–
Okikuyotsu № 5	1996	345	–	Toshiba	–
Okumino № 1–6	1996	279	–	-	–
Omarugawa № 4	2007	340	576–624	Mitsubishi	Циклоконвертер
Omarugawa № 3	2008	340	576–624	Hitachi/ Mitsubishi	Инвертор напря- жения (ГСТ)
Omarugawa № 1	2010	340	576–624	Hitachi/ Mitsubishi	Инвертор напря- жения (ГСТ)
Omarugawa № 2	2011	340	576–624	Hitachi/ Mitsubishi	Циклоконвертер
Kyogoku № 1	2014	230	475–525	–	Инвертор напря- жения (IEGT)
Kyogoku № 2	2015	230	475–525	–	Инвертор напря- жения (IEGT)
Okutataragi № 1	2018	320	285–315	–	Инвертор напря- жения
Okutataragi № 2	2019	320	285–315	Hitachi	Инвертор напря- жения
АСГД планируемые к вводу					
Kazunogawa unit	2020	475	480–520	Toshiba	Инвертор напря- жения (IEGT)
Kazunogawa unit 4	2020	475	480–520	Toshiba	Инвертор напря- жения (IEGT)

В таблице 2 представлена информация АСГД Европейских и других стран.

Таблица 2

АСГД Европы и других стран

Наименование ГАЭС	Кол-во агрегатов	Год ввода в эксплуатацию	Режим генератора, МВ·А	Частота вращения, об/мин	Производитель	Страна
АСГД в Европе						
Goldisthal	2	2003	260	333 (+4 %/-10 %)	VA Tech	Германия
Avče	1	2010	185	600 ±4 %	Mitsubishi	Словения
Frades II	2	2015	383	375 (+2 %/-7 %)	–	Португалия
Linthal	4	2016	250	500 (+6 %/-7,7 %)	–	Швейцария
Nante de Drance	6	2017	157	428,6 (+7 %/-10 %)	Alstom	Швейцария
Le Cheylas	1	2018	250	300 ±7 %	Alstom	Франция
Venda Nova III	2	2018	378	–	Siemens	Португалия
Другие страны						
Tehri	4	2006–2020	255	230,8±7,5 %	Alstom	Индия
Fengning II	2	2021	330	–	ANDRITZ Hydro	Китай

Таким образом, тема является актуальной в настоящее время для электроэнергетики, поэтому необходимо развивать данное направление в отечественной практике.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Цель работы

Уменьшение запрещенной зоны работы гидротурбины, повышение системной надежности и динамической устойчивости ГЭС, удаленных от центров потребления.

Описание и обоснование проблематики выбранной темы

Мощные ГЭС, удаленные от центров потребления, имеют проблемы связанные с динамической устойчивостью, выдача мощности осуществляется не в полной мере, для данных станций характерно наличие «запертой» мощности. Недостаточная динамическая устойчивость заставляет принимать меры, в том числе рассмотрением варианта установки АСГГ. В качестве примера, выбрана Саяно-Шушенская ГЭС (СШГЭС).

Стоит отметить, гидроагрегаты с радиально-осевыми турбинами имеют запрещенную зону работы, которая обусловлена повышенными пульсациями потока, повышением виброперемещений узлов гидроагрегата. Величина виброперемещений при превышении допустимых значений на мощных машинах может привести к непоправимым последствиям. Возможность изменения частоты вращения позволяет уходить из зон с повышенной вибрацией при выборе оптимальной частоты вращения турбины, что приводит к снижению уровня вибрации и уменьшению запрещенной мощности гидротурбины.

Научная значимость выбранной темы

Исследованы способы повышения динамической устойчивости мощной ГЭС удаленной от центров потребления. Предложен способ, на основе теории подобия, позволяющий определить величину виброперемещений при изменении частоты вращения гидротурбины.

Практическая применимость результатов

Предложенный способ может использоваться для оценки величины виброперемещений при изменении частоты вращения.

Асинхронизированный генератор

Синхронный генератор

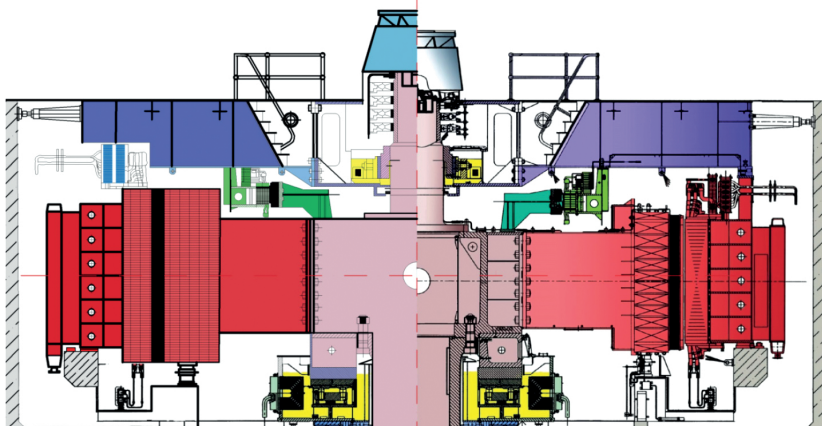


Рис. 1. Эскиз разреза по оси генератора в сопоставлении СГ и АСГ СШГЭС

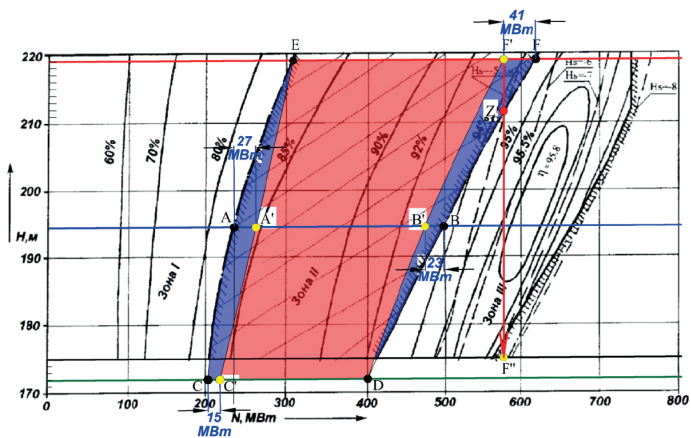


Рис. 2. Эксплуатационная характеристика турбины РО 230-В-677

Описание методов и результатов решения задач

На начальном этапе произведена оценка габаритных размеров асинхронизированного генератора (АСГ). Эскиз разреза по оси генератора представлен на рисунке 1.

С помощью переменной частоты вращения на основе теории подобия произведена оптимизация работы гидротурбины и показано уменьшение запрещенной зоны работы турбины. В результате наибольшее уменьшение запрещенной зоны работы составило 41 МВт для РО 230-В-677. Эксплуатационная характеристика представлена на рисунке 2, где синим цветом выделена величина уменьшения запрещенной мощности турбины.

Повышение динамической устойчивости позволило решить проблему при передаче мощности на дальние расстояния. Для оценки динамической устойчивости в программном комплексе (ПК) Matlab Simulink смоделирована схема гидрогенераторы → силовой трансформатор → линия электропередач (ЛЭП) → шины бесконечной мощности (ШБМ). Схема выдачи мощности одного блока представлена на рисунке 3.

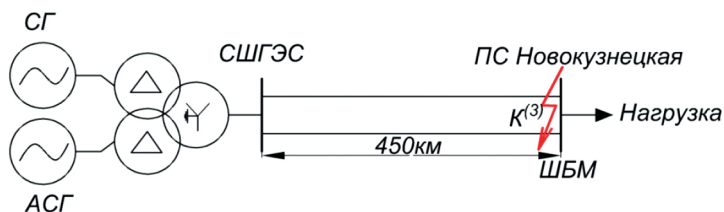


Рис. 3. Схема выдачи мощности одного блока

В результате моделирования выбрано оптимальное количество генераторов с переменной частотой вращения, обеспечивающих динамическую устойчивость, достаточную для выдачи СШГЭС 6400 МВт в энергосистему. Произведено технико-экономическое обоснование, в результате которого установлено, что при реконструкции СШГЭС установка асинхронизированных гидрогенераторов является более благоприятным вариантом, нежели строительство дополнительной ЛЭП от СШГЭС до отдаленной

подстанции «Новокузнецкая». Показатели экономической эффективности сведены в таблицу 3.

Таблица 3

**Показатели экономической эффективности
с учетом реконструкции станции**

Вариант	5 СГ+5АСГ	10 АСГ	10 СГ+ЛЭП
Ставка дисконтирования, %	10		
Срок окупаемости	2 года, 9 мес.	3 года, 4 мес.	4 года
Внутренняя норма рентабельности, %	31	24	18
Индекс доходности, о. е.	3,30	2,36	1,79
Исследуемый период, лет	25		

Апробация работы

Результаты диссертационной работы публиковались в следующих сборниках конференций под названием:

1. Уменьшение запрещенной зоны радиально-осевой турбины посредством переменной частоты вращения // Гидроэлектростанции в XXI веке : сборник материалов заочного этапа VII Всерос. науч.-практ. конф. / П. В. Сокур, Е. В. Щербаков. Саяногорск ; Черемушки : Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2020. – 437 с.;

2. Field experience of doubly fed induction machines in electric power engineering // Проспект Свободный – 2019 : материалы XV Международной Конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Красноярск, 22–26 апреля 2019 г. / E. V. Shcherbakov, E. V. Tankov. – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2019. – 2141 с.;

3. Перспективы внедрения генераторов с переменной частотой вращения на ГЭС (ГАЭС) // Гидроэлектростанции в XXI веке : сборник материалов VI Всероссийской научно-практической

конференции / П. В. Сокур, Е. В. Щербаков. Саяногорск ; Черемушки : Сибирский федеральный университет ; Саяно-Шушенский филиал, 2019. – 386 с.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Результаты диссертационного исследования

1. Произведен обзор мирового опыта эксплуатации гидрогенераторов (гидрогенераторов-двигателей) с переменной частотой вращения.

2. Проанализированы нормативные документы, согласно которым показаны случаи, когда необходимо рассматривать вопрос о применении АСГ на ГЭС.

3. Предложен способ теоретической оценки виброперемещений при изменении частоты вращения турбины. Установлено, что переменная частота позволяет уменьшить запрещенную мощность на 41 МВт для РО 230-В-677.

4. Разработана математическая модель СГГ и АСГГ в ПК Matlab Simulink мощностью 640 МВт Диапазон скольжения АСГГ составил от синхронной скорости +12 % и –11 %.

5. Разработана схема в ПК Matlab Simulink для оценки динамической устойчивости на основе схемы ГЭС, ЛЭП 500 кВ длиной 450 км и ШБМ.

6. Выбрано оптимальное количество СГГ и АСГГ в результате технико-экономического обоснования в случае реконструкции СШГЭС. Окупаемость варианта 5 СГ + 5 АСГ с учетом дисконтированного потока при ставке дисконтирования 10 % составляет 2 года и 9 месяцев, при установке 10 АСГ – 3 года и 4 месяца, а при установке 10 СГ и строительстве дополнительной ЛЭП составило 4 года. Таким образом, вариант 5 СГ + 5 АСГ, при установке в каждом блоке СГ и АСГ, является наиболее приемлемым как с технической, так и с экономической стороны.

Высшее учебное заведение	ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Структурное подразделение	Институт гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии
Кафедра	Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии
Научный руководитель	Васьков Алексей Геннадьевич

Ярда Николай Андреевич

Победитель конкурса

Тема: «Разработка и математическое моделирование энергетических характеристик гидроагрегата страффо с возможностью поворота лопастей рабочего колеса»

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Цель диссертации – разработка в целях повышения эффективности использования ресурсов низконапорной гидроэнергетики предложения по внесению конструктивных изменений в классическую конструкцию гидроагрегата (ГА) страффо и оценка влияния предложенных модификаций на энергетические характеристики агрегата. Предлагаемая конструкция не имеет аналогов в гидроэнергетической отрасли.

Работа проводится на основе имеющихся сведений о мировом опыте конструирования и эксплуатации гидроагрегатов страффо. В ходе диссертации в программной среде *SolidWorks* 2019 разрабатываются модели для классической и описанной конструкций страффо, проводятся гидродинамические исследования машин и в результате обработки данных приводятся энергетические и механические характеристики агрегатов страффо, производится их сравнительный анализ.

Результаты работы – трехмерные модели гидроагрегатов страффо и полученные в ходе их испытаний характеристики – используются для оценки целесообразности проведения работ в части повышения эффективности агрегата страффо и могут быть использованы на основе приведенных в работе выводов для проведения дальнейших исследований конструкции страффо, а также в процессе изучения студентами дисциплин, связанных с основным гидромеханическим, гидроэнергетическим оборотом.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Обоснование актуальности исследований

В современной гидроэнергетической практике при напорах воды до 25–30 м¹ как правило применяются горизонтальные ГА. Существует несколько основных типов конструкций горизонтальных гидротурбин, из которых главное применение в мире находят капсульные машины. В то же время в XX в. разработаны агрегаты прямого типа «страффо»², особенностью

¹ По классификациям, приводимым в различных литературных источниках, работающие при таких напорах гидроэнергетические установки (ГЭУ) относят к низконапорным.

² Другие встречающиеся названия: «прямоточный», «безвальный» – произошли от конструктивных особенностей агрегата страффо. Проточная часть ГА не имеет резких изгибов, а вал не используется при передаче вращения от рабочего колеса турбины к ротору генератора (тем не менее вал в конструкции имеется).

которых является расположение ротора генератора на периферии лопастей турбины и нашедшие немногочисленное применение в виду некоторых трудностей, в основном связанных с уплотнением генератора (попадание влаги в генератор) и применением в большинстве случаев пропеллерных рабочих колес вместо поворотно-лопастных. К настоящему времени указанные проблемы остаются нерешенными, и на многих гидроэнергетических объектах такие машины заменили на турбины другого типа¹. С другой стороны, ГА страффо имеет ряд преимуществ по сравнению с капсульными, в частности, требует меньших строительных затрат и имеет меньшее гидравлическое сопротивление [1, с. 138].

В РФ большее применение нашли ортогональные агрегаты отечественного производства: такие машины установлены на Кислогубской ПЭС и предполагаются к эксплуатации в ряде проектов низконапорных ГЭС (Тугурская, Пенжинская, Северная, Мезенская, Малая Мезенская ПЭС). КПД ортогональных ГА доходит до 75 %, что ощутимо мало по сравнению с эффективностью агрегатов страффо [1, с. 138–139]. Агрегат страффо также имеет лучшие гидравлические и энергетические характеристики по сравнению с другими горизонтальными ГА (шахтный, трубчатый и др.) [1, с. 136–137].

Потенциал использования водных ресурсов РФ огромен: по состоянию на 2016 г., освоено 21,5 % водноэнергетического потенциала России [2, с. 5]. Основная доля неосвоенных ресурсов приходится на Сибирь и Дальний Восток (22 и 4 % использованного потенциала соответственно). Большую часть неосвоенного потенциала России составляют низконапорные равнинные реки (2,5 млн малых рек с суммарным стоком составляет порядка 50 % от общего) [3]. Теоретический потенциал использования энергии малых рек, по оценкам экспертов, в 2018 г. составлял

¹ Подробные сведения о мировом опыте эксплуатации гидроагрегатов страффо, на основе которых сделаны подобные выводы, опубликованы автором в сборнике материалов [1, с. 138–139].

1105,6 млрд кВт·ч/год, технический – 357,1 млрд кВт·ч/год¹, основная доля при этом сосредоточена в восточной части страны, на Кавказе и в Пермском крае [3]. Для сравнительной оценки, на 2018 г. потребление электрической энергии по стране составило 1108 млрд кВт·ч, причем с 2015 г. наблюдается тенденция линейного увеличения этого показателя (с 1060 млрд кВт·ч) [5]. Таким образом, при текущем уровне развития техники в течение ближайших лет около трети потребления электроэнергии России ежегодно может быть обеспечена за счет использования ресурсов малых рек.

В России в настоящее время вводится и находится на стадии строительства ряд объектов малой гидроэнергетики, проектируются приливные электростанции. Так, АО «Норд Гидро» планирует ввести в 2016–2024 гг. 17 новых МГЭС общей установленной мощностью 329 МВт, а в 2024–2030 гг. уже 23 МГЭС суммарной мощностью 89 МВт [6].

В других областях мира также освоена лишь часть имеющихся водных ресурсов; в особенности это касается стран с меньшими плотностью населения и уровнем развития промышленности (Африка – 13 %, Азия – 29 %, Южная Америка – 41 %, Австралия – 47 %). Мировые объемы гидрогенерации с каждым годом возрастают [7]. Указанная тенденция, по прогнозам Международного энергетического агентства, продолжится, и к 2030 г. с помощью гидроэнергетических установок будет вырабатываться 5 тыс. ТВт·ч/год вместо 4 тыс. ТВт·ч/год сегодня, а к 2040 г. – уже 7 тыс. ТВт·ч/год [8]. При этом потребуются ввод новых гидроэнергетических мощностей. Согласно оценкам МЭА, в 2020–2040 гг. суммарная установленная мощность всех ГЭУ в мире будет ежегодно увеличиваться с 1338 ГВт до 1822 ГВт, что соответствует существующим темпам ежегодного ввода гидроэнергетических мощностей в несколько десятков гигаватт.

¹ В целом технический потенциал гидроэнергетики России оценивается в 1670 млрд кВт·ч/год [4].

Приведенные данные подтверждают актуальность проведения исследований в области низконапорной гидроэнергетики: это развивающаяся и имеющая большой потенциал во всем мире отрасль.

Техническое предложение

В работе предлагается модернизировать классическую конструкцию ГА страффо в соответствии с рисунком 1.

В отличие от классической конструкции ГА страффо, где механический момент непосредственно передаётся по лопастям РК

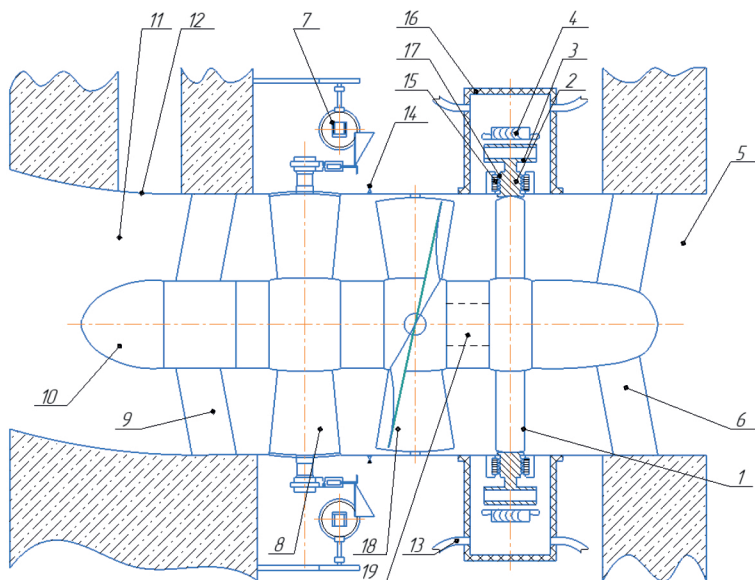


Рис. 1. Общий вид предлагаемой конструкции:

- 1 – силовые спицы; 2 – обод ротора; 3 – ротор; 4 – статор генератора;
- 5 – отсасывающая труба; 6 – колонны опорные выходные;
- 7 – сервомоторы НА; 8 – лопатки НА; 9 – колонны опорные проходные; 10 – корпус обтекателя; 11 – подводящая камера;
- 12 – корпус наружный; 13 – труба системы охлаждения;
- 14 – канал воздушный; 15 – уплотнение; 16 – кожух генератора;
- 17 – кольцевые гребни; 18 – лопасти РК; 19 – вал

на ротор, в предлагаемом варианте это осуществляется по валу. Обод ротора генератора переносится на силовые спицы простого и более прочного исполнения. Предлагаемая конструкция имеет следующие преимущества:

1) РК выполняется поворотно-лопастным, обеспечивается возможность более полного использования энергии водного потока за счёт использования комбинаторной зависимости;

2) минимизация кавитационных явлений в ПЛ режиме из-за «разгрузки» лопастей РК от полюсов ротора;

3) выравнивание потока в области генератора, снижение трения, количества попаданий влаги в генератор. Ожидается, что данный эффект будет достигнут за счет того, что к части агрегата, где располагается ротор, поступает зарегулированный поток воды; а силовые спицы, на которых крепится ротор, имеют более обтекаемый профиль и создают меньшее гидравлическое сопротивление;

4) снижение механических нагрузок на лопасти РК, увеличение срока службы турбинного оборудования.

Внедрение конструктивных изменений в классическую схему приводит к повышению массогабаритных показателей вращающейся части ГА, способствующему тому, что:

1) вращающий момент передаётся на ротор посредством вала, что обуславливает повышение механических потерь;

2) появляется дополнительное вращающееся колесо, создающее дополнительное гидравлическое сопротивление;

3) увеличиваются объём и продолжительность строительных работ.

Наличие у новой конструкции достоинств и недостатков приводит к неоднозначным результатам, оценка которых проводится в работе.

Методологический, математический и расчетно-теоретический аппараты

Моделирование гидродинамических процессов, возникающих при работе гидротурбины, требует решения системы дифференциальных уравнений Навье-Стокса и может быть осуществлено исключительно численными методами, требующими

больших вычислительных мощностей. В данной работе производится разработка 3D-моделей агрегатов страффо классической и модернизированной конструкций в программном комплексе *SolidWorks* 2019¹, включающем инструменты по созданию моделей и их гидродинамическому и прочностному расчету. В основе программного расчета лежит метод конечных элементов, который производится итерационно учитывает основные конструктивные особенности разработанных моделей (геометрию проточной части, лопастной системы и т. д.). Размер используемой сетки конечных элементов подбирается достаточно малым, чтобы результаты имели достаточно хорошую сходимостъ и могли считаться точными. Количество итераций в расчетах составляет как правило 200–300 шт., точность определения момента на лопастях турбины на основе апробации расчетных моделей принята равной ± 150 Н·м. Указанное значение составляет незначительную часть от общего момента на лопастях турбины (измеряется в тысячах и десятках тысяч Н·м в зависимости от действующего напора) и с изменением значения момента с каждой конечной итерацией не превосходит заданную точность.

За неимением характеристик и подробных сведений о конструктивных особенностях существующих машин страффо, в работе взят агрегат мощностью 1170 кВт немецкой ГЭС *Fluhmühle* (рис. 2), для которого имеются основные режимные характеристики (области работы по напору и расходу, мощность) и укрупненные геометрические размеры. На основе имеющихся данных с использованием по возможности расчетно-теоретического аппарата (методы прочностного расчета) и средств *SolidWorks* 2019 производятся расчеты отдельных конструктивных параметров (форма и размеры вала для обеих конструкций страффо, размеры спицевого колеса новой конструкции и др.) в целях обеспечения соответствия режимам работы. Геометрия лопастной системы в работе адаптирована с других агрегатов и не рассчитывалась

¹ Комплекс часто применяется для моделирования работы гидравлических и пневматических насосов, импеллеров, гидротурбин.

в связи с отсутствием у автора опыта подобных работ и требованием больших временных и расчетных затрат.

Принятый для построения модели агрегат проработал с 1940-х по 2010-е гг. и в настоящий момент заменен на турбину Фрэнсиса. Опыт эксплуатации в 70–80 лет говорит о том, что конструктивные параметры агрегата были подобраны качественно (например, в отличие от Ортачальской ГЭС в СССР) [1, с. 137–138] и агрегат может быть взят в качестве прототипа.

Моделирование работы турбин в *SolidWorks* 2019 производится приложением к ним разности статических давлений, что эквивалентно действию статического напора воды. Влияние гравитации учитывается.

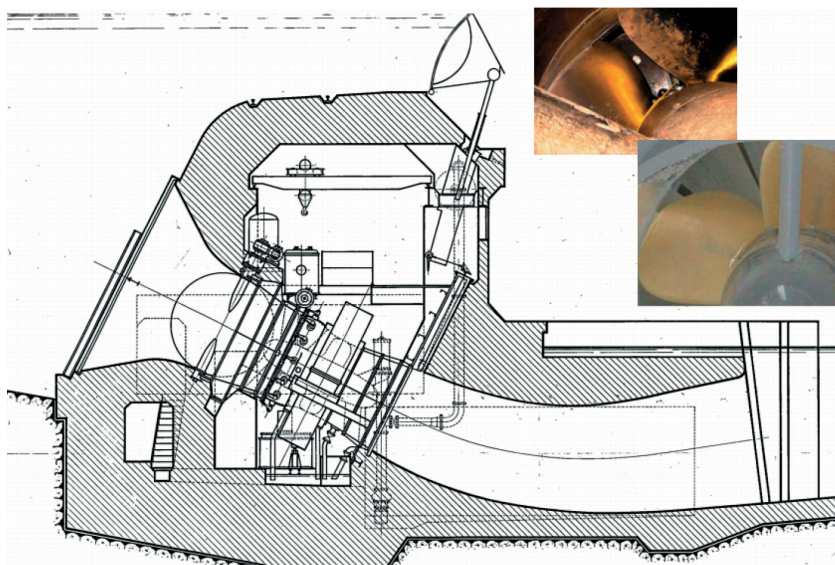


Рис. 2. ГА страффо ГЭС Illerstufe V (*Fluhmühle*), Германия [9]

Снятие энергетических характеристик производится косвенным путем. В *SolidWorks* 2019 определяются величины давлений (статических, полных) в различных точках расчетной области (в том числе во входной и выходной областях проточной части),

моментов на ряде поверхностей (в т. ч. на лопастях ГА), расход воды. На основе полученных данных по классическим в гидрэнергетике и механике расчетным выражениям определяются подведенная и полезная мощности соответственно, кВт:

$$N_{\text{подв}} = \frac{(P_{\text{вх}} - P_{\text{вых}}) \cdot Q}{1000}; \quad (1)$$

$$N_{\text{пол}} = \frac{M \cdot \omega}{1000}, \quad (2)$$

где $P_{\text{вх}} - P_{\text{вых}}$ — полные давления во входном и выходном сечениях проточной части, Па;

Q — расход воды, м³/с;

M — полный момент, воспринимаемый всеми лопастями турбины, Н·м;

ω — угловая частота вращения агрегата, рад/с. Задается в программе отдельно и подбирается итерационно; условием окончательного определения частоты вращения, с которой турбина вращается под действием приложенных сил, является равенство нулю момента на лопастях турбины (с учетом принятой погрешности).

Механический КПД (КПД турбины):

$$\eta_{\text{м}} = \frac{N_{\text{пол}}}{N_{\text{подв}}}. \quad (3)$$

КПД ГА в целом определяется с использованием типовой характеристики гидрогенератора мощности в тысячи киловатт:

$$\eta_{\text{ГА}} = \frac{P_{\text{ГА}}}{P_{\text{Т}}} \cdot \eta_{\text{Т}}. \quad (4)$$

Мощность агрегата на основе характеристики может быть определена по мощности турбины (аппроксимирующий полином высокой точности):

$$P_{\text{эл}} = 0,000000000787 \cdot P_{\text{м}}^4 - 0,000002195057 \cdot P_{\text{м}}^3 + 0,001991652346 \cdot P_{\text{т}}^2 + 0,340272107927 \cdot P_{\text{м}} - 2,448018417177. \quad (5)$$

Моделирование агрегатов производится при следующих открытиях НА в отношении к максимальному: $a_0 = 25\%$, $a_0 = 50\%$, $a_0 = 75\%$, $a_0 = 100\%$. В новой конструкции также изменяется угол установки лопастей рабочего колеса ($\varphi = -15^\circ \dots +15^\circ$).

Полученные результаты соответствуют ожиданиям с точки зрения гидравлических режимов. Так, минимальный требуемый напор для работы моделей агрегатов составляет порядка 5 м; в действительности эта величина составляет 4,3 м.

В работе рассматриваются ограничения по номинальной мощности гидрогенератора 1170 кВт и по кавитации (путем программного определения минимального статического давления в камере турбины и принятия крайнего значения показателя 2340 Па – давление водяных насыщенных паров при 20 °С). В ходе испытаний напор изменяется от 5 до 25 м, в соответствии с областью работы горизонтальных гидротурбин и принятыми ограничениями.

Разработанные модели агрегатов

В работе созданы трехмерные модели классического (рис. 2) и нового агрегатов страффо (рис. 3). Модернизированная конструкция разработана на основе классической, путем пересчет отдельных узлов.

Определение энергетических характеристик производится для обеих конструкций с целью их дальнейшего сравнения. У классической конструкции изменяется открытие НА a_0 , у модернизированной – открытие НА a_0 и угол поворота лопастей РК φ . Характеристики снимаются при всех комбинациях значений a_0 , φ и напора. Процесс моделирования гидродинамических процессов в камерах ГА представлен на рис. 4.

Сравнение энергетических и механических характеристик агрегатов

После обработки по описанной методике данных и получения для каждого агрегата при всех комбинациях изменяемых величин характеристик $Q(H)$, $n(H)$, $\eta_T(H)$, $P_T(H)$, $P_T(Q)$, $\eta_T(Q)$,

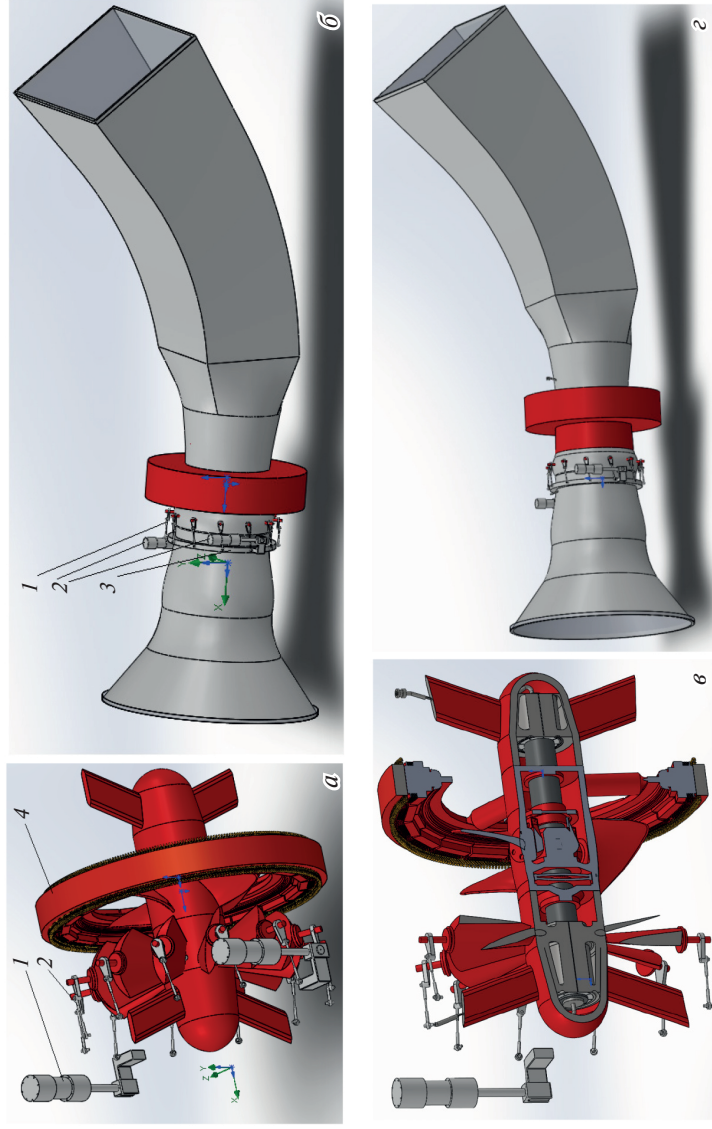


Рис. 3. Модели агрегатов страфлю
 а, б — классическая конструкция; з — модернизированная конструкция
 1 — сервы и рычаги НА; 2 — сервомоторы НА; 3 — поворотное кольцо НА; 4 — статор гидрогенератора

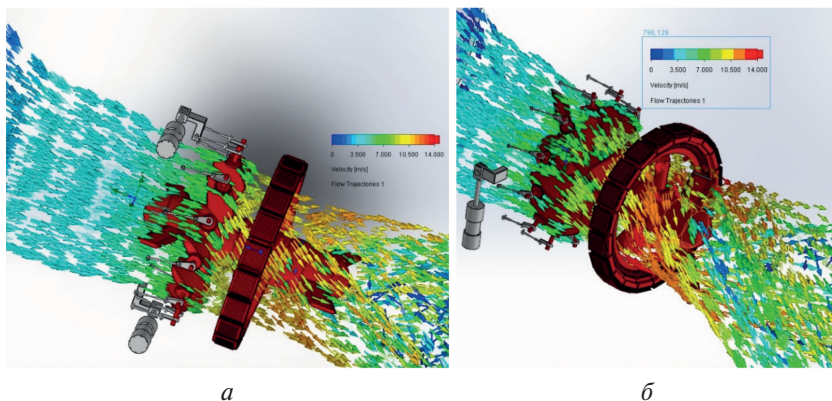


Рис. 4. Гидродинамическое испытание моделей
 а – классическая конструкция; б – модернизированная конструкция

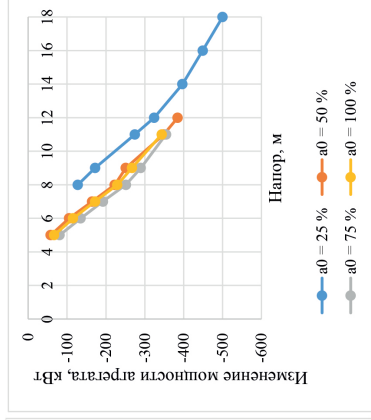
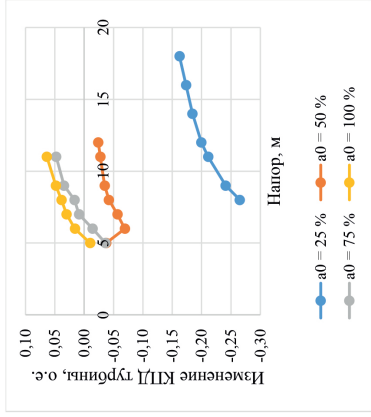
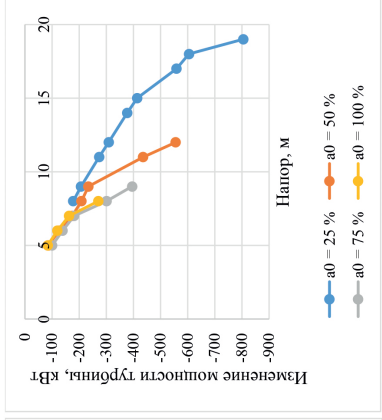
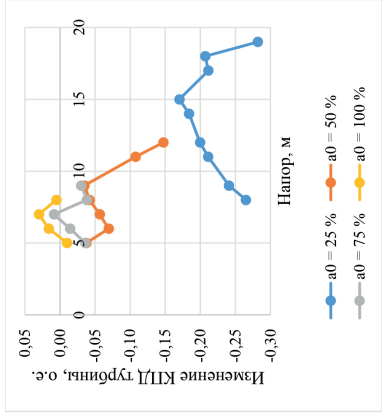
а также $\eta_{ГА}(H)$, $P_{ГА}(H)$, $\eta_{ГА}(Q)$ и $P_{ГА}(Q)$ при учете ограничения по генератору производится наложение ограничений. Для модернизированной конструкции также проводится выбор оптимальных по условиям максимизации мощности и максимизации КПД углов установки лопастей РК при каждой комбинации открытия НА и напора. Далее производится сравнение полученных характеристик исходной и новой моделей, при этом для новой модели в сравнении используются характеристики с учетом оптимального угла поворота лопастей.

Результаты сравнительного анализа изменения характеристик модернизированной конструкции относительно классической представлены на рис. 5.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Предложенные изменения дают положительный эффект в увеличении КПД (как механического, так и электрического), который достигается при больших открытиях НА $a_0 > 50\%$, при больших напорах и расходах воды. Зона эффективной работы: 5–11 м¹.

¹ Для сравнения: агрегат-прототип работает в диапазоне напоров 4,3–8,85 м.



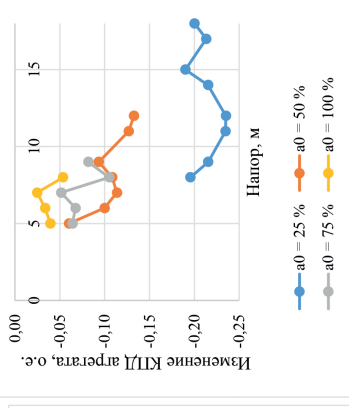
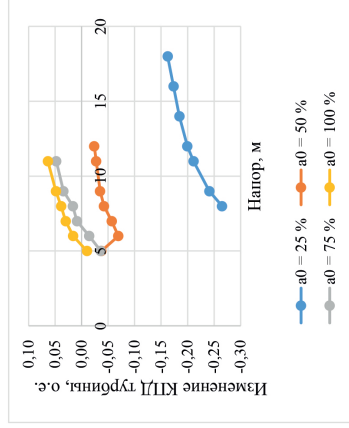
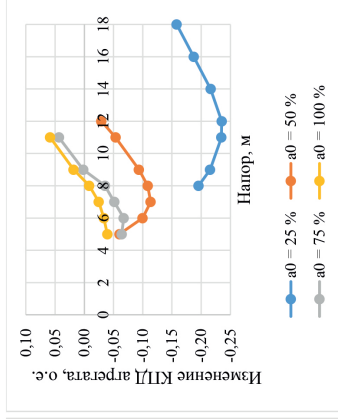
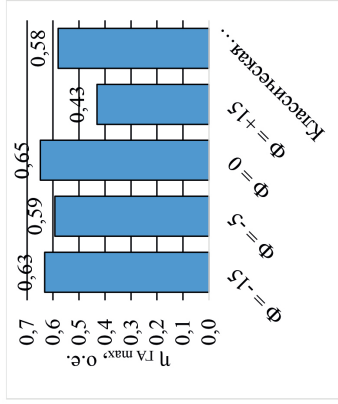


Рис. 5. Сравнение энергетических характеристик классической и модернизированной конструкций страфлю $a - b$ — при учете ограничений по кавитации; $b - e$ — при учете ограничений по генератору; $ж - з$ — при учете ограничений по кавитации и по генератору

Достижимый КПД агрегата – 0,65 (у классического – 0,58). Исследования следует продолжать для получения большего эффекта.

2. При внесении описанных конструктивных изменений агрегат удлиняется на 20 %, при этом строительные затраты выходят на уровень для капсульных ГА.

3. Направления дальнейшей работы: уточнение и минимизация кавитационных ограничений; уточнение характеристик генератора; уточнение конструктивных параметров отдельных узлов; уточнение результатов в других программных средах (*ANSYS Fluent, FloEFD*) и на физических моделях.

4. Область применения результатов: для продолжения исследований на основе разработанных моделей и полученного опыта; на кафедре ГВИЭ в учебных целях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Габидулин Р. М., Ярда Н. А., Васьяков А. Г. Конструкция прямоточного гидроагрегата с поворотной-лопастным рабочим колесом // Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов VI Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 25–26 апреля 2019 г. ; отв. за вып. В. Б. Затеев. – Саяногорск ; Черемушки : Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2019. – 386 с. : ил. – С. 135–141.

2. Основные положения программы развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года / Богуш Б. Б. [и др.] // Гидроэнергетика XXI века: Россия и мировая интеграция. – 2016. – № 1. – С. 3–19.

3. Бляшко Я. И. Состояние и проблемы малой гидроэнергетики России. Тенденции в развитии мини-ГЭС. – URL: <https://www.hse.ru/data/2018/06/10/1149857960/%D0%91%D0%BB%D1%8F%D1%88%D0%BA%D0%BE%20%D0%AF.%D0%98..pdf> (дата обращения: 10.05.20).

4. Структура гидроэнергетического сектора России // Ассоциация «Гидроэнергетика России. – URL: <http://www.hydropower.ru/>



Рис. 6. Результаты выступления с докладом по предлагаемой конструкции гидроагрегата страфлю

assotsiatsiya/struktura-gidroenergeticheskogo-sektora-rossii/ (дата обращения: 10.05.20).

5. Федеральная служба государственной статистики. – URL: <https://www.gks.ru/> (дата обращения: 09.05.20).

6. ПРОЕКТ СТРОИТЕЛЬСТВА БЕЛОПОРОЖСКИХ ГЭС п. Шомба, Республика Карелия. – URL: <http://www.premiya-razvitiya.ru/files/2017-i3-prezentatsiya.pdf> (2016. Ноябрь).

7. Energy Production & Changing Energy Sources // Our World In Data. – URL: <https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources> (дата обращения: 09.05.20).

8. Electricity // Fuels & Technologies. – URL: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity> (дата обращения: 08.05.20).

9. IFLOW – intake flow simulation and optimisation for hydro-power UN-TERSUCHUNG ZUR EINLAUFSTRÖMUNG AN DER ILLERSTUFE V: WASSERKRAFTWERK FLUHMÜHLE. –

URL: https://tu-dres-den.de/bu/bauingenieurwesen/iwd/ressourcen/dateien/forschung/dateien_forschung/iflow_a0_Fluhmueh-le1.pdf?lang=en (дата обращения: 20.12.19).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АПРОБАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ

По описанному ранее варианту оптимизации конструкции гидроагрегата страффо был выполнен доклад на всероссийской конференции «Гидроэлектростанции в XXI веке», проводимой в п.г.т. Черемушки. Автор занял III место в секции «Опыт эксплуатации и совершенствование оборудования ГЭС» (рис. 6).

Высшее учебное заведение	ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Структурное подразделение	Институт гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии
Кафедра	ГГМ им. В. С. Квятковского
Научный руководитель	Орахелашвили Баграт Мерабович

Ермаков Илья Николаевич

Дипломант конкурса

Тема: «Бесплотинная малая ГЭС»

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Цель магистерской работы:

Разработка и математическое моделирование конкурентно-способной модели микроГЭС, использующей в своей основе гидродинамическую теорию обтекания крылового профиля Жуковского.

В процессе написания магистерской диссертации следует выделить несколько основных этапов.

На первом установочном этапе был произведен анализ гидроэнергетического потенциала Российской Федерации, исследование действовавших на территории Российской Империи,

а в последствии и СССР малых, а в частности микроГЭС. Были рассмотрены существующие и прошедшие проверку временем гидродинамические теории. Выполнен обзор перспективных решений для проектирований микрогидроэлектростанций с учётом современных мировых разработок в смежных областях.

Второй этап состоял в разработке концепции одной из инновационных, перспективных и технологически простой модели ГЭС, состоящей из наименьшего числа узлов, подверженных разрушению и старению, а также наименее склонной к повреждению вследствие природных и стихийных явлений. Современные мировые тенденции обязывают уделять большое внимание вопросом экологии. Не учитывать данный факт просто нельзя. Разрабатываемая ГЭС имеет минимальное воздействие на флору и фауну речного водоема, что обусловлено в первую очередь отсутствием стандартного для микроГЭС гидротехнического сооружения — плотины. Строительство плотины для создания напора даже в несколько метров, приводит к подъему уровня и затоплению вверх по течению на несколько километров, усилению размыва берегов и нарушению рыбиходов. Зачастую этого можно избежать, однако для эффективного использования гидроэнергии, необходимо использование, в том числе потенциальной энергии реки (напора). Предлагаемая станция, использует принцип конвертации кинетической энергии жидкости на поверхности профиля в потенциальную энергию.

Третий этап — анализ теории гидродинамических профилей, в том числе теории обтекания Жуковского, с целью определения наиболее оптимальной геометрии колонны и её расположения в русле реки.

Четвертый этап стал возможен относительно недавно, на данном этапе создается трехмерная математическая модель для изучения процесса течения и анализа не учитываемых в стандартных теориях эффектов, например, такие как лобовое сопротивление крылового профиля и т. д. С помощью математического моделирования, использующего метод конечных элементов, возможно произвести расчёт прочностных характеристик данной колонны и выявление наиболее нагруженных участков конструкции.

В пятом этапе проведено обоснование целесообразности разработки, проектирования и конструирования данной модели с экономической точки зрения. При уходе от плановой экономики, и появлении частного сектора в энергетической области вопрос инвестиций и их окупаемости стал основополагающим для появления новых технологий (многие из современных технологий, в том числе в области гидромашиностроения, не нашли применения, так как затраты на их производство и оплату инженернопроектного отдела порой превышают экономическую выгоду от данной разработки, либо предполагаемый срок окупаемости слишком большой и проект становится неинтересен инвесторам). Предварительная оценка позволяет рассматривать данный вариант ГЭС как конкурентно способный на рынке энергетических технологий.

Научная значимость данной работы представляет особый интерес в области автономных локальных источников энергии. В современном мире затраты на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) составляют основу разработки принципиально новых и модернизации используемых технологий и конструкций. В работе даны рекомендации, требования и методики по их проведению, к сожалению, из-за сложившейся эпидемиологической ситуации в стране, провести часть из этих работ не представлялось возможным.

Актуальность работы:

Подтверждается количеством оформленных за время существования РФ патентов в области малых и микроГЭС (более 100 патентов), что является подтверждением существующего интереса, только за время написания ВКР было зарегистрировано не менее 3 патентов схожей тематики.

В работе использовались статистические данные СССР о количестве малых ГЭС, о численности городского населения. Рассматривались различные российские и зарубежные конструкции микро ГЭС. Были изучены методы математического моделирования в пакетных программных комплексах Solidworks и Ansys.

Для проектирования твердотельной бетонной колонны предполагается следовать различным сводам правил и российским стандартам (указаны в 4 главе).

Отдельно стоит выделить апробацию работы:

Промежуточные результаты магистерской работы были представлены на трех научно-технических конференциях студентов в рамках программы научных исследований «ЭНЕРГЕТИКА» с присуждением дипломов, а также, в рамках XXVI международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». Москва, ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» 2019–2020 гг.

Публикации.

По теме магистерской диссертации было опубликовано 4 печатных материала, включая 2 тезиса и 1 доклад на конференции ПНИ «ЭНЕРГЕТИКА».

Ключевые слова:

Бесплотинная ГЭС; профиль Жуковского; малая гидроэлектростанция; гидротурбина; локальная, погружная, мобильная, автономная, низконапорная ГЭС.

В работе использовано 10 таблиц, 56 рисунков, список использованной литературы содержит 32 источника. Общий объем выпускной квалификационной работы составляет 100 страниц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1. Введение

Со времени научно-технической революции XX века, современное непрерывно развивающееся техногенное общество столкнулось с проблемой постоянно увеличивающегося потребления электроэнергии. На данном этапе развития человечества, сложно представить мир без электроэнергии, абсолютно все сферы жизни используют электроэнергию для нормальной и эффективной работы. Правительство РФ в федеральном законе № 614 установило и постоянно увеличивает «Социальный норматив потребления электроэнергии». Для Москвы установленная законодатель-

ством величина месячного потребления электроэнергии в расчете на одного человека составляет более 80 кВт*ч. При этом необходимо учитывать, что население России распределено неравномерно и по-прежнему существуют удаленные поселения с малой численностью населения, электроснабжение таких территорий вызывает затруднение. Строительство линий электропередач порой невозможно из-за рельефа местности или экономически нецелесообразно. Решением данной проблемы является использование местных источников энергии. Использование органического топлива (нефти или газа) приводит к необходимости обеспечения его поставок, для чего требуется развитая инфраструктура. Сжигание таких видов топлива приводит к ухудшению экологии. Альтернативой генерации на сгораемом топливе являются источники генерирования электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Новейшие конструктивные решения позволяют эффективно использовать условно неограниченную энергию рек. Обеспечение таких потребителей возможно при использовании микро ГЭС, к ним, согласно ГОСТ Р 51238-98 отнесены ГЭС с установленной мощностью до 100 кВт).

2. Исследование и проектирование

2.1. Основные критерии проектируемой ГЭС

Основополагающие параметры потока, определяющие выработку электроэнергии ГЭС это расход, который обусловлен скоростью реки, при этом скорость равнинных рек на территории РФ примерно 1 м/с, а скорость горных рек составляет 3–5 м/с. Второй основной параметр – это напор. Для увеличения вырабатываемой мощности ГЭС необходимо увеличить действующий напор, классическим способом увеличения напора является строительство плотины. Строительство ГЭС дорогостоящий процесс, инвестиционная стоимость итоговой станции составляет 130 000–500 000 руб./кВт, при этом значительную часть составляет стоимость плотины (5060 %). Такие большие затраты обусловлены тем, что плотина должна обладать высокими прочностными характеристиками и большим объемом используемого бетона.

Увеличение напора даже на несколько метров приводит к затоплению вверх по течению площадей в десятки километров.

Альтернативой является строительство бесплотинных станций.

Выделим конкурентные характеристики микро ГЭС:

1. Автономность – способность ГЭС работать на изолированного потребителя электроэнергии или местную изолированную электрическую сеть.

2. Мобильность – конструктивное исполнение агрегата предусматривает возможность его перемещения на иное место установки без нарушения готовности к работе основных узлов.

3. Безопасность – для предотвращения повреждения станции от ледохода и паводков желательно применять подводную компоновку агрегатов.

Всем этим условиям соответствует концепция бесплотинной ГЭС на основе гидродинамического профиля (рисунок 1).

Известно, что при обтекании профиля потоком жидкости на его вогнутой стороне создается зона повышенного давления,

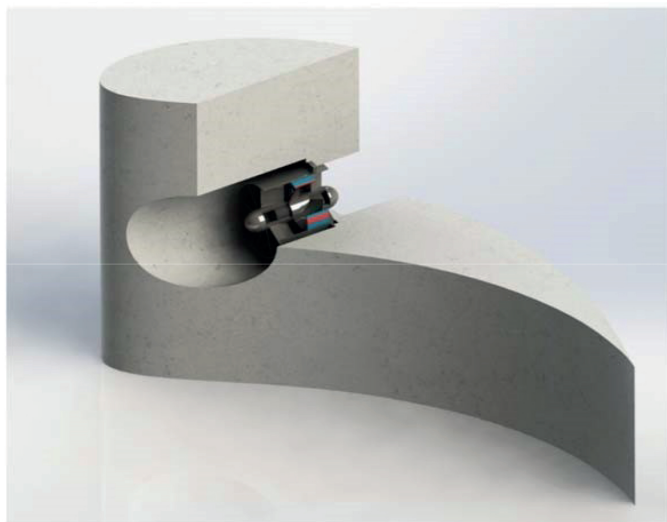


Рис. 1. Концепция колонны с размещенной внутри турбиной

а на выпуклой стороне, в связи с увеличением скорости потока, создается разрежение (понижение давления). Размещая гидроагрегат внутри профиля, получаем возможность использовать данный перепад давлений, как потенциальную составляющую энергии потока.

На первом этапе работы колонна принималась в виде крылового профиля Жуковского, поскольку данный профиль имеет хорошо изученную теорию расчёта обтекания. Основные параметры потока для дальнейших расчётов были определены с учетом мирового опыта в области проектирования гидроагрегатов. Статистические данные показывают, что для выработки 20 кВт мощности диаметр колеса гидротурбины должен составлять 0,5–0,6 метра, необходимый напор 3–3,5 метра, скорость потока в канале 3 м/с. Эти данные легли в основу проектирования колонны.

Для исходного профиля Жуковского значение напора определяется в виде

$$H = \Delta C_p \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}, \quad (1)$$

где $\Delta C_p = C_{p_{\max}} - C_{p_{\min}}$, $C_{p_{\max}}$ – максимальное значение коэффициента давления, $C_{p_{\min}}$ – минимальное значение коэффициента давления, V – значение скорости потока жидкости.

Относительная кривизна скелета f задается в виде.

$$f = \frac{n}{m}, \quad (2)$$

где n – относительный прогиб дужки, m – относительная длина профиля.

Задав основные параметры профиля, получаем вид крылового профиля.

Далее необходимо оценить положение профиля относительно потока жидкости. Рассмотрение перепада давлений на контуре при различных углах атаки определило оптимальное значение угла установки профиля по отношению к оси канала на уровне $+20^\circ$.

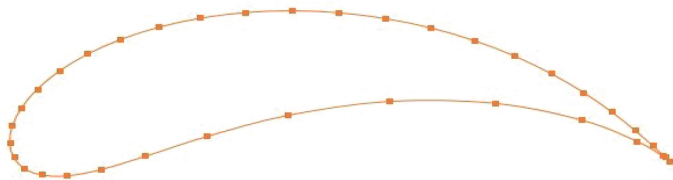


Рис. 2. Расчетный контур профиля

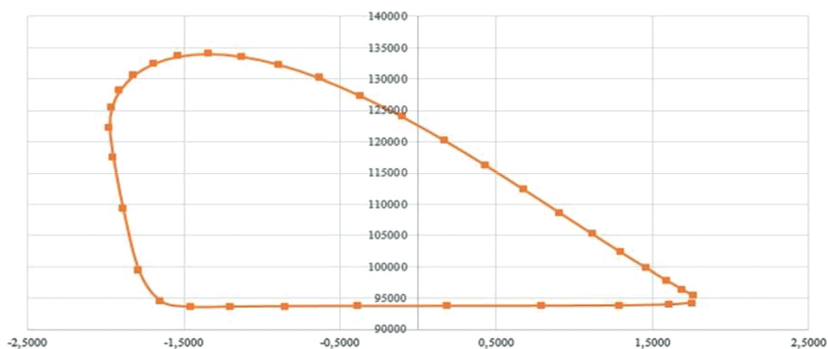


Рис. 3. Эпюра распределения давления по контуру

Учитывая размеры профиля, обусловленные размером размещаемого внутри него гидроагрегата, и его расположение в потоке реки необходимо создать трехмерную модель профиля для исследования его параметров обтекания в установившемся потоке жидкости.

Основные параметры колонны, необходимые для проектирования и создания модели: длина хорды колонны составляет 3.8 метра, ширина профиля в месте размещения гидротурбины 1.2 метра.

2.2. Создание модели профиля для аналитического изучения

Для дальнейшего анализа в пакетах моделирования, использующих метод конечных элементов, необходимо задать расчётную сетку, состоящую из треугольных призм. Данная сетка отличает-

ся достаточной точностью и информативностью, при этом упрощается процесс обработки численного решения в программах на базе МКЭ.

2.3. Исследование профиля в программных комплексах

Параметрическое исследование гидравлических характеристик и их доопределение в программных пакетах является одной из самых необходимых задач. При современном уровне развития программно-вычислительных комплексов появилась возможность произвести проверку теоретических расчётов путём моделирования процесса течения жидкости с учётом различных параметров

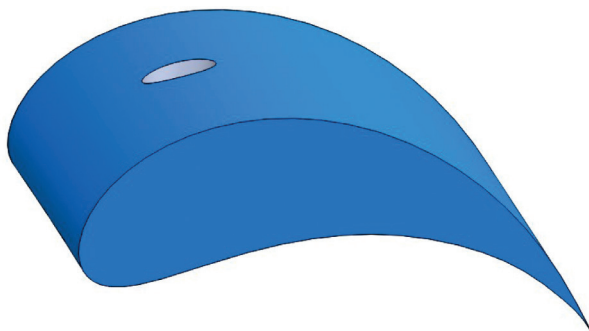


Рис. 4. Трёхмерная модель профиля в Solid Works

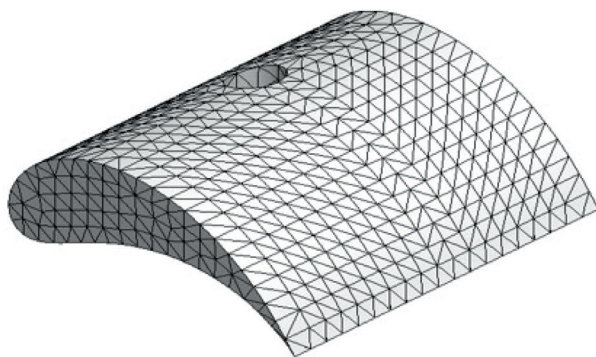


Рис. 5. Расчётная сетка колонны

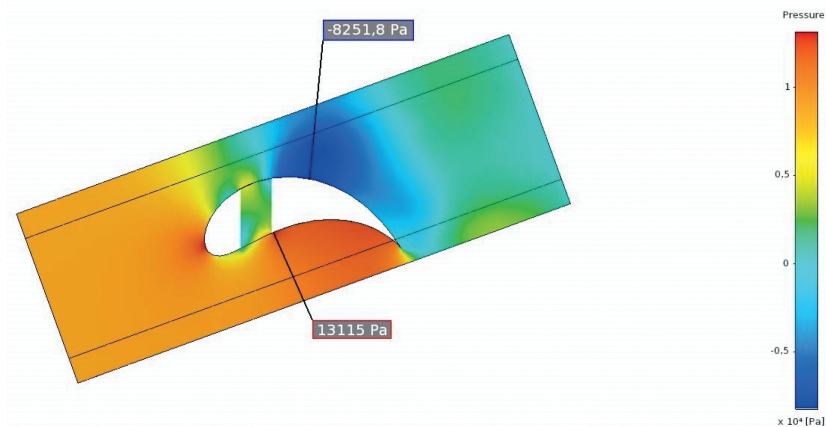


Рис. 6. Значения избыточных давлений по контуру колонны

жидкости — температура, степень турбулентности, вязкое трение, возможные флуктуации потока и лобовое сопротивление колонны, которые не учитываются в классических безотрывных теориях обтекания потоком.

В качестве основной расчётной модели турбулентности используем k - ϵ модель. Впервые понятие турбулентной динамической вязкости было введено Буссинеском по аналогии с динамической вязкостью, обеспечившей непосредственный переход к получению стандартной k - ϵ модели из двух уравнений, которая сегодня рассматривается в виде стандартной модели для описания турбулентности и решения инженерных задач. В данной модели вводятся два важных понятия генерация P и диссипация ϵ , физический смысл генерации турбулентности P заключается в порождении новых вихрей и пульсаций, которые и образуют турбулентность. Диссипация ϵ , напротив, представляет собой рассеивание больших вихрей на более малые, что приводит к усреднению течения и уменьшению турбулентности. Два уравнения переноса позволяют рассматривать турбулентность в пространстве и времени. Данная модель является полуэмпирической.

Представленные ниже результаты моделирования в программном комплексе Ansys, подтверждают теоретические расчеты и дополняют их, учитывая лобовое сопротивление колонны и влияние пограничного слоя. На вогнутой стороне создается зона повышенного давления, а на выпуклой стороне – зона разрежения.

Выводы:

В заключение работы, были выделены основные перспективные направления научно-исследовательских работ, с целью увеличения эффективности данной микроГЭС, профилирование дна позволяет варьировать место расположения колонны и размещенной внутри неё типовой гидротурбины. Эффективность фактического использования данной ГЭС может быть выявлена в процессе эксплуатации.

Дополнительно при проведении испытаний, необходимо изучить влияние масштабного эффекта.

Часть полученной в работе информации была опущена в аннотации.

Высшее учебное заведение	ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский Московский государственный строительный университет
Структурное подразделение	Институт гидротехнического и энергетического строительства
Кафедра	Гидравлики и гидротехнического строительства
Научный руководитель	Берлин Валентин Валентинович

Хаддадин Васим Икабович

Дипломант конкурса

Тема: «Исследование переходных процессов ГЭС с двумя уравнительными резервуарами на подводящем напорном водоводе»

Современная гидроэнергетика переживает этап реконструкции и модернизации существующих гидроэлектростанций, и этот процесс носит глобальный характер. Модернизации и реконструкции могут принимать различные формы: замена старых агрегатов на новые той же или, что встречается чаще, повышенной мощности. Нередко повышение мощности осуществляется

добавлением дополнительных гидроагрегатов в имеющееся здание или в пристройку.

В случае деривационной ГЭС с уравнильным резервуаром повышение мощности и, соответственно, увеличение расхода в напорном водоводе, требует проверки допустимости работы системы «напорный водовод – уравнильный резервуар».

При существенном увеличении суммарного расхода в магистральном водоводе такая система может оказаться неработоспособной – или по условиям устойчивости при работе в энергосистеме, или по созданию недопустимых ситуаций при сбросах нагрузки (выплескивание воды из резервуара) или при наборах нагрузки (засасывание воздуха в напорный водовод).

В таких случаях требуется изменение конструкции существующего уравнильного резервуара, что всегда сопряжено со значительными трудностями, или сооружение второго, дополнительного уравнильного резервуара, конструкция которого должна определяться моделированием и расчетами переходных процессов при сбросах и наборах нагрузки.

Целью работы было исследование влияния на характеристики переходных процессов ряда факторов, которые следует учитывать при проектировании второго уравнильного резервуара на подводящем тракте: а) расстояния между уравнильными резервуарами при их одинаковой площади сечения; б) изменения площади резервуара № 1 при одинаковом расположении и постоянной площади резервуара № 2; в) изменение коэффициента сопротивления резервуара № 1 при одинаковом расположении уравнильных резервуаров по трассе и одинаковых площадях; г) то же при изменении коэффициента сопротивления резервуара № 2.

Уравнильные резервуары на подводящей напорной деривации сооружаются в условиях длинных деривационных водоводов. На основании обзора существующих конструкций можно констатировать, что уравнильные резервуары устанавливаются при длине деривации не менее 1,5–2 км.

Верховые уравнильные резервуары сооружаются как основное средство против гидравлического удара перед турбинами и в водоводах. Для уменьшения амплитуды колебаний давления в деривационном водоводе при переходных процессах на гидроэлектростанциях применяют разные конструкции уравнильных резервуаров.

Уменьшение максимумов давления обеспечивается за счет того, что переход кинетической энергии потока в потенциальную протекает за длительный промежуток времени. Если время изменения расхода турбин обычно составляет 6–20 с, то период колебаний в уравнильных резервуарах может составлять от 100 до 1000 с и более.

Количественным показателем, по которому можно обосновать необходимость уравнильного резервуара, является значение постоянной инерции напорного водовода T_W . Для водовода постоянного сечения расчетная формула для T_W записывается в виде

$$T_W = \frac{LQ}{gHF},$$

где L – длина подводящего водовода, F – площадь сечения водовода, g – гравитационная постоянная, H и Q – соответственно напор и расход турбин.

Наибольшее значение T_W определяется по расчетному напору турбин ГЭС и максимальному расходу деривационного водовода.

Действующие стандарты ПАО «РусГидро» [7–10] рекомендуют установку верхового резервуара при значениях T_W более 5 с.

Напорные водоводы деривационных ГЭС, чаще всего подземные (туннели), имеют значительную длину и пересекают породы с различными характеристиками в условиях сложной топографии.

В современных условиях могут встречаться деривационные ГЭС с двумя уравнильными резервуарами по трассе. Необходи-

мость сооружения второго резервуара может быть продиктована следующими обстоятельствами:

- увеличение мощности и расхода ГЭС в рамках реконструкции;
- невозможность возведения в одной конструкции уравнительного резервуара верхней и нижней камер по геологическим и топографическим условиям.

Схема сооружений деривационной ГЭС с двумя резервуарами показана на рис. 1, где 1 и 2 – деривационные водоводы соответственно № 1 и № 2, 3 и 4 – уравнительные резервуары № 1 и № 2, 5 – турбинный водовод.

Для моделирования переходных процессов в системе с двумя уравнительными резервуарами используются дифференциальные уравнения – динамическое и неразрывности, формируемые для деривации № 1 с УР № 1 и для деривации № 2 с УР № 2.

Динамическое уравнение для деривации № 1 и УР № 1 уравнение имеет вид

$$\frac{dQ_{Д1}}{dt} = -\frac{gF_{Д1}}{L_{Д1}} \left(Z_1 + H_{WД1} + H_{WP1} + \frac{Q_{Д1}^2}{2gF_{Д1}^2} \right),$$

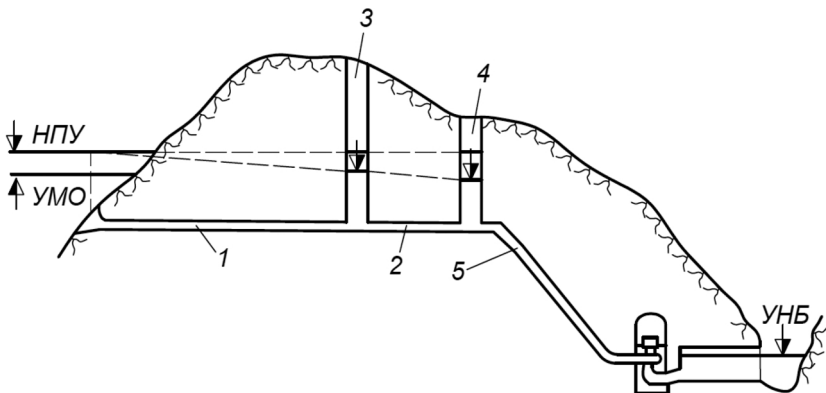


Рис. 1. Схема ГЭС с двумя уравнительными резервуарами на подводящей деривации

где $Q_{Д1}$ – расход, $F_{Д1}$ и $L_{Д1}$ – площадь сечения и длина деривации № 1, Z – отметка уровня в УР № 1, $H_{WД1}$ и $H_{WР1}$ – потери в деривации № 1 и в УР № 1.

Уравнение неразрывности для тех же объектов (система 1) имеет вид

$$\frac{dZ_1}{dt} = \frac{1}{F_{Р1}}(Q_{Д1} - Q_{Д2}),$$

где $F_{Р1}$ – площадь горизонтального сечения УР № 1.

Такие же два дифференциальных уравнения записываются для деривации № 2 и УР № 1.

Полученная система из четырёх дифференциальных уравнений является замкнутой относительно четырех неизвестных $Q_{Д1}$, $Q_{Д2}$, Z_1 , Z_2 и может быть решена численным методом. Алгоритмически наиболее простым является метод Эйлера. Для исключения ошибки этого метода используется его модернизация, предложенная Пресселем и Шокlichem.

Для выполнения ВКР была составлена программа расчетов переходных процессов в деривации с двумя уравнительными резервуарами. Программа, реализованная в табличном редакторе Microsoft Excel, решает систему уравнений с граничными условиями по заданному изменению расхода турбинного водовода. Она позволяет рассчитывать переходные процессы в системах с двумя уравнительными резервуарами, имеющих дополнительное сопротивление на вход и выход. Для расчётов реальной схемы использовалась модернизированная программа расчетов переходных процессов WCFD с граничными условиями в виде универсальной характеристики турбины.

Было показано, что расположение резервуара № 1 рядом с резервуаром № 2 обеспечивает близкую амплитуду колебаний уровней с одинаковой частотой. По мере удаления резервуара № 1 и приближения его к верхнему бьефу амплитуда колебаний в резервуаре № 2 увеличивается, а в резервуаре № 1 – уменьшается. При размещении резервуара № 1 вблизи верхнего бьефа в нем отмечается минимальная амплитуда колебаний, при этом колеба-

ния происходят на двух ярко выраженных частотах. Существенное влияние на амплитуду колебаний оказывает размещение резервуара № 1 на расстоянии от верхнего бьефа менее половины общей длины деривации (рис. 2).

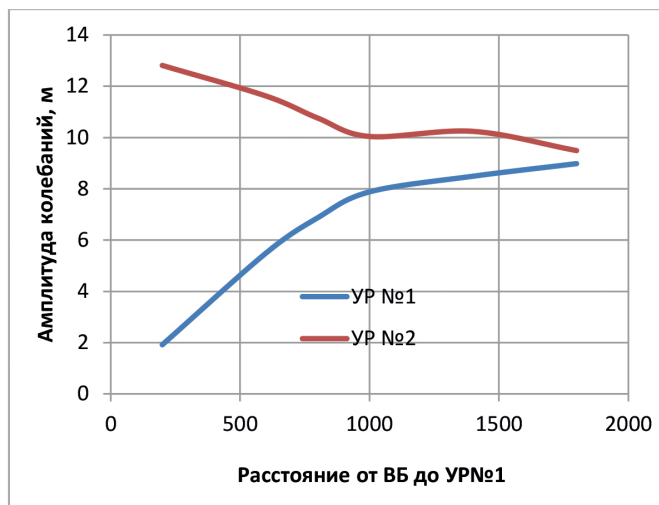
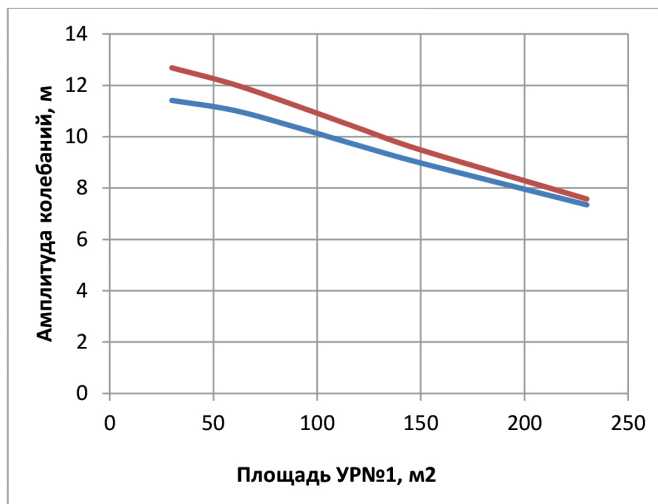


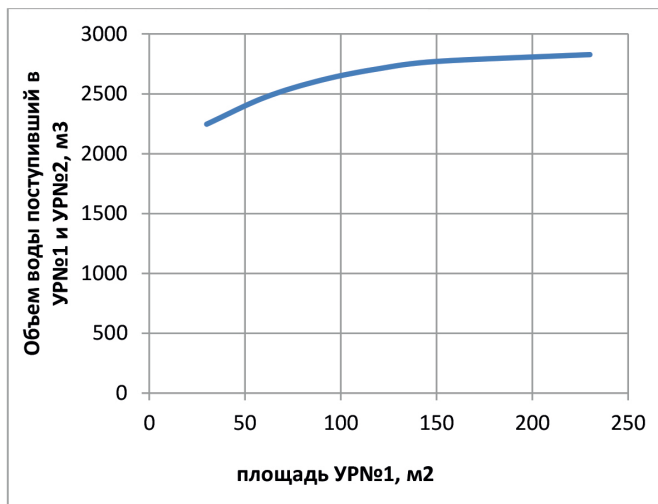
Рис. 2. Амплитуда колебаний уровней в резервуарах в зависимости от расстояния между ВБ и УР № 1

Расчеты сбросов нагрузки при различных площадях сечения резервуара № 1 показали, что при близком расположении резервуаров амплитуда колебаний в УР № 2 приблизительно на 1 % превышает амплитуду в УР № 1 при любом соотношении между площадями резервуаров № 1 и № 2 (рис. 3). При этом колебания в обоих резервуарах происходят синхронно. Период колебаний увеличивается по мере роста площади УР № 1, что отвечает общим принципам поведения периода гравитационных колебаний. С увеличением площади сечения УР № 1 амплитуда колебаний в нём уменьшается, а суммарный объем воды, поступающий в оба резервуара возрастает.

С ростом коэффициента дополнительного сопротивления УР № 1 амплитуда колебаний в нём уменьшается (рис. 4), а также



a



б

Рис. 3. Зависимости амплитуды колебаний уровня (*a*) и суммарного объема поступающей в резервуары воды (*б*) от площади УР № 1

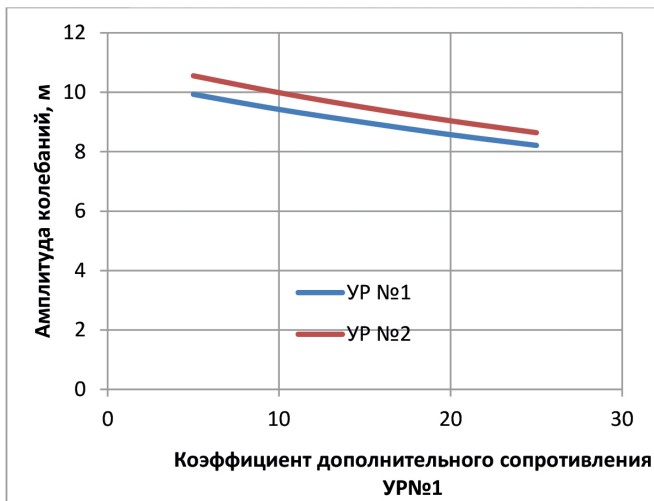


Рис. 4. Зависимость амплитуды колебаний уровней в резервуарах при сбросах нагрузки от коэффициента дополнительного сопротивления UP № 1

уменьшается суммарный объем воды, поступающий в резервуары. Если резервуары расположены близко друг от друга, то амплитуда колебаний в UP № 2 не более, чем на 1 % превышает амплитуду в UP № 1 при любых значениях коэффициента дополнительного сопротивления UP № 1. Колебания в обоих резервуарах происходят синхронно, причём период колебаний не изменяется при изменении коэффициента дополнительного сопротивления в рассмотренном диапазоне.

Анализ результатов расчётов сбросов нагрузки при различных значениях коэффициента дополнительного сопротивления UP № 2 показал, что при близком расположении резервуаров по трассе амплитуда колебаний в UP № 2 не более, чем на 1 % превышает амплитуду в UP № 1 при равных или больших значениях коэффициента дополнительного сопротивления UP № 2. При малых значениях коэффициента дополнительного сопротивления UP № 2 картина изменяется – бóльшая амплитуда наблюдается в резервуаре № 1, расположенном ближе к ВБ. Проявляются две

собственные частоты колебаний в соответствии с параметрами деривации № 1 и деривации № 2 – более высокочастотные колебания быстро затухают и дальше колебания на низкой частоте в обоих резервуарах происходят синхронно (рис. 5).

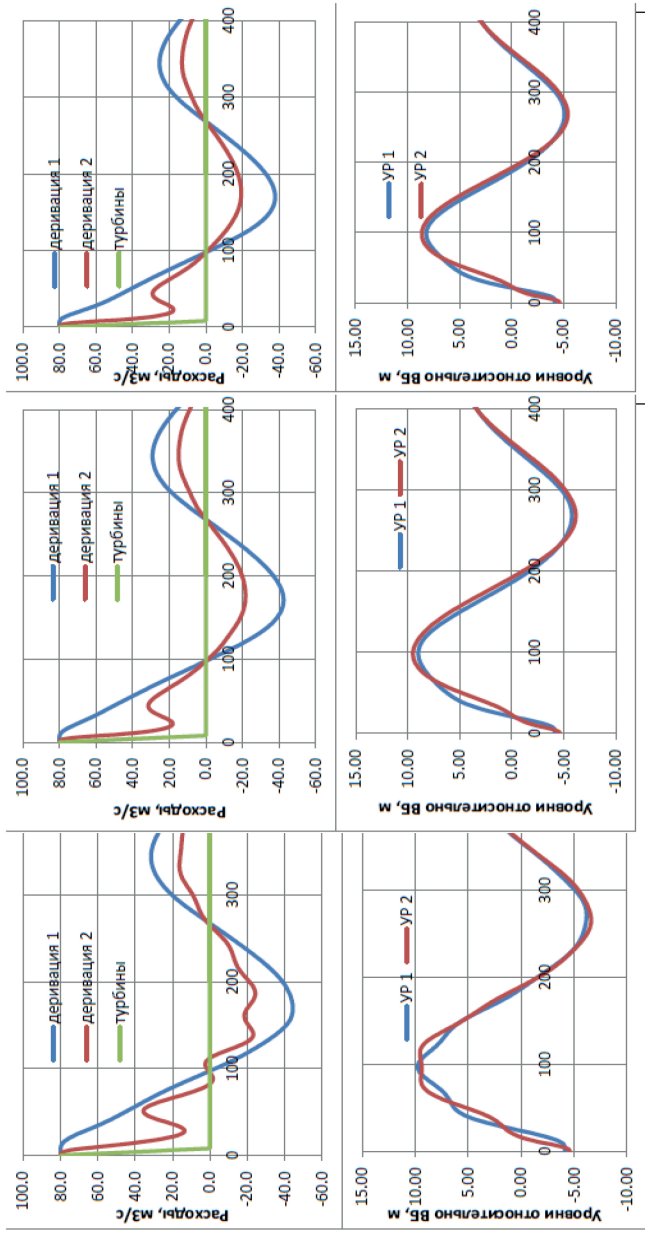
Полученные периоды колебаний могут быть рассчитаны аналитически. Но, как показало сравнение с результатами расчетов переходных процессов, в системе с двумя резервуарами есть особенности: период для низкой частоты должен определяться через суммарную площадь обоих уравнильных резервуаров, а период для более высокой частоты – через длину, сечение деривации № 2, расположенной между резервуарами, и площадь сечения резервуара № 2.

В качестве реального примера ГЭС с двумя уравнильными резервуарами на подводящем напорном тракте рассмотрены конструкции и рассчитаны переходные процессы сброса и набора нагрузки двух УР ГЭС Закучак в Хорватии (рис. 6). Пример интересен тем, что эти два резервуара выполняют разные функции при сбросах и наборах нагрузки. Такое решение было продиктовано геологическими условиями трассы туннелей.

Имевшиеся запасы по подъему и опусканию уровней обеспечили условия протекания переходных процессов после реконструкции с увеличением мощности и расхода.

Характер колебаний в уравнильных резервуарах ГЭС Закучак подтвердил тенденции, отмеченные в тестовых расчетах: амплитуда колебаний в УР № 2 выше, чем в УР № 1; в системе проявляются колебания на частоте, соответствующей короткому участку между резервуарами и площади резервуара № 2.

Выполненное исследование позволило впервые получить картину переходных процессов в напорной системе с двумя уравнильными резервуарами на подводящем тракте деривационной ГЭС, выявить влияние таких параметров системы, как взаимное расположение уравнильных резервуаров, соотношение площади их сечений, коэффициентов дополнительного сопротивления, оценить частоты возникающих при сбросах нагрузки колебаний.



а б в

Рис. 5. Процессы сброса нагрузки при различных коэффициентах дополнительного сопротивления УР № 2: 5 (а), 15 (б), 25 (в)

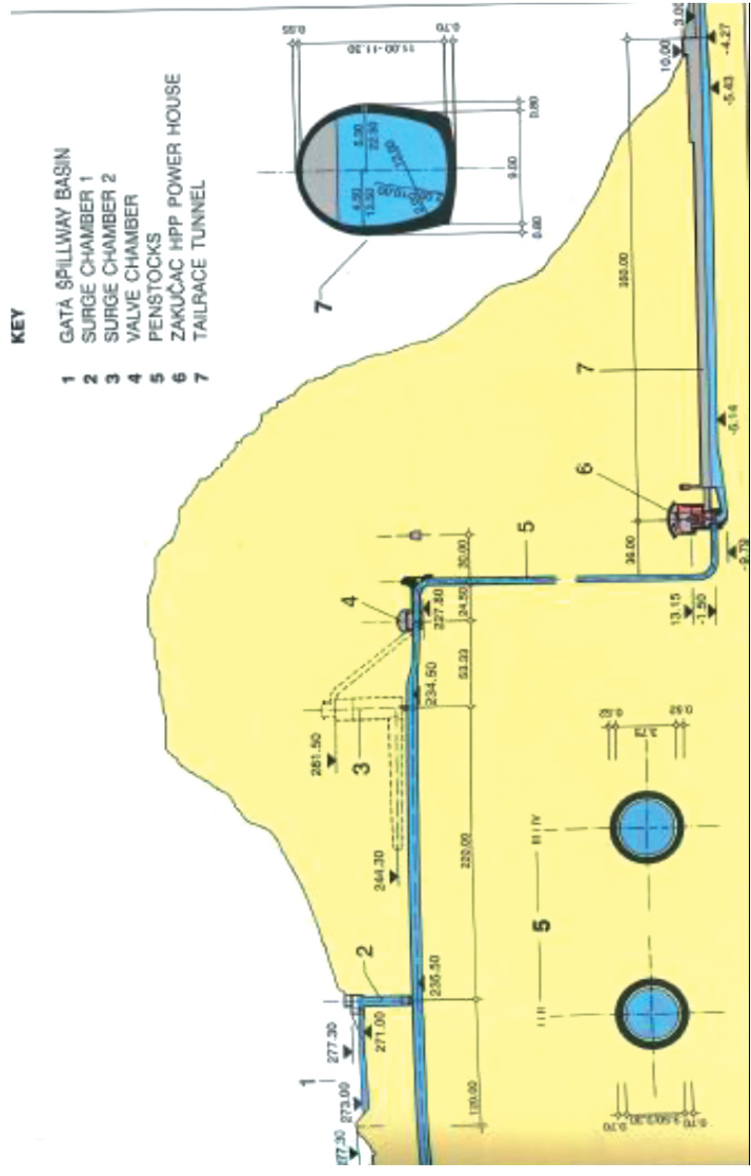


Рис. 6. Продольный разрез по напорно-стационарному узлу ГЭС Закучак с двумя уравнительными резервуарами

Результаты работы будут полезны на предварительных стадиях проектирования модернизации и реконструкции деривационных ГЭС в условиях, когда планируемому увеличению расхода и мощности агрегатов препятствуют возможности существующей схемы с одним уравнивающим резервуаром. Тогда анализ схемы с двумя резервуарами позволит принять этот вариант или обратиться к другому проектному решению.

Результаты исследования переходных процессов двух резервуаров могут также использоваться для определения колебаний уровня в шахте затворов или в шахтах, оставленных после проходки туннеля.

Высшее учебное заведение	Саяно-Шушенский филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
Кафедра	Гидротехнических сооружений и гидравлических машин
Научный руководитель	Затеева Елена Юрьевна

Богданова Наталья Сергеевна

Дипломант конкурса

**Тема: «Разработка системы контроля и диагностики ГТС
Рогунской ГЭС»**

Все инженерные конструкции, в том числе объекты гидротехнического строительства представляют собой сложные технические сооружения, эксплуатация которых должна быть обеспечена безопасностью и надежностью по всем критериям, а это означает исключение всевозможных перебоев в работе, аварий и различного рода разрушений.

Под безопасностью и надежностью строительных конструкций понимается сохранение во времени, установленного нормами их качества: необходимой несущей способности, долговечности, деформативности. Одним из основных показателей безопасного состояния плотины является критическая величина действующих напряжений.

Большепролетные подземные сооружения (БПС) различного назначения относятся к числу особо опасных и технически слож-

ных объектов, представляющих собой единые системы из множества различных по размерам, назначению и срокам эксплуатации объектов. К такому виду сооружения относится Рогунская гидроэлектростанция.

Рогунская ГЭС – строящаяся гидроэлектростанция, возводимая на горных и предгорных участках, которые располагаются в зонах с повышенной тектонической активностью.

В данной работе предложено использовать метод системы контроля и диагностики гидротехнических сооружений Рогунской гидроэлектростанции. Данный метод включает в себя разные уровни иерархии, что позволит определить является ли выявленный дефект локальным и можно обойтись плановым ремонтом или же он относится к более высоким уровням иерархии, что требует обследования всего сооружения в целом. Предложенная система облегчит анализ и построения зависимостей, отражающих изменения во времени каждого контролируемого параметра.

Выпускная квалификационная работа представлена в форме магистерской диссертации.

Тема магистерской диссертации: «Разработка системы контроля и диагностики ГТС Рогунской ГЭС».

Актуальность темы:

В настоящее время данные натурных наблюдений (к примеру, из показаний более 6000 датчиков можно получить в несколько раз больше диагностических параметров) Рогунской ГЭС хранятся в многочисленных документах, как правило в формате Excel. Это вызывает большие затруднения при построении их совместного анализа. Для построения необходимых графиков, таблиц приходится объединять данные наблюдений из разных файлов, что требует больших трудозатрат и не исключает ошибок оператора.

Для сокращения времени работы с данными наблюдений была разработана модель базы данных. Единая структура базы данных позволяет:

- 1) построить зависимости, отражающие изменения во времени каждого контролируемого параметра, начиная с момента установки соответствующего прибора;
- 2) отображать информацию в табличной форме;
- 3) строить эпюры;
- 4) сравнивать диагностически ценные параметры с критериями безопасности.

Таким образом в результате работы данные, получаемые с объекта собираются в единую базу данных для последующей их обработки, хранения и представления экспертам в удобном для анализа виде.

Цель работы:

Разработка базы данных для оценки состояния и обеспечения надежности и безопасности основных подземных сооружений Рогунской ГЭС на стадии их строительства и в процессе эксплуатации сооружений.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Изучена нормативная документация в части обеспечения безопасности гидротехнических сооружений и организации мониторинга технического состояния подземных гидротехнических сооружений Рогунской ГЭС.
2. Изучена база проектной и исполнительной документации по строительству объектов Рогунской ГЭС, их оснащению контрольноизмерительной аппаратурой, а также проведению натуральных наблюдений технического состояния гидротехнических сооружений гидроэлектростанции.
3. Изучена работа контрольно-измерительной аппаратуры и параметры контроля объектов подземного комплекса Рогунской ГЭС.

4. Изучена структура программного комплекса базы данных Рогунской ГЭС.

5. Выполнена структуризация объектов ГТС Рогунской ГЭС и работа в базе данных информационно-диагностической системы (последовательность элементов от самых малых до сооружения в целом), на основании которой разработана иерархия контрольных параметров.

6. Предложена схема диагностики состояния подземного машзала.

7. Проведен анализ деформаций (смещений слоев) скального массива вблизи стен подземного машинного зала и конвергенций его стен по результатам измерений контрольно-измерительной аппаратуры.

Объект исследования:

Рогунская гидроэлектростанция.

Научная новизна работы:

1. Определены контролируемые показатели технического состояния подземного комплекса Рогунской ГЭС.

2. Определен состав и виды необходимых инструментальных и визуальных наблюдений за техническим состоянием объектов гидроэлектростанции.

3. Определена иерархическая структура подземного комплекса Рогунской ГЭС.

4. Разработана система контроля и диагностики состояния гидротехнических сооружений Рогунской ГЭС.

Апробация работы: полученные научные результаты докладывались и обсуждались на конференциях:

1. VI Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «Гидроэлектростанции в XXI веке», 2019 год, г. Саяногорск, рп. Черемушки.

2. VIII Международной конференции школьников, студентов, аспирантов, молодых ученых «Ресурсоэффективные системы в управлении и контроле: взгляд в будущее», 2019 год, г. Томск.

3. VII Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «Гидроэлектростанции в XXI веке», 2020 год, г. Саяногорск, рп. Черемушки.

Публикации: по результатам работы опубликовано три статьи.

Структура и объем диссертации: работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованных источников и приложений. Объем диссертации составляет 73 страницы, содержит 21 иллюстрацию 7 табличных форм (без учета приложений). Список используемой литературы состоит из 19 наименований.

Содержание работы:

Во введении раскрывается актуальность исследования по выбранному направлению, указывается его значимость.

Первая глава отражает общее описание объектов гидротехнических сооружений (ГТС) Рогунской ГЭС. Сведения о контрольно-измерительной аппаратуре (КИА), приборах и их параметры контроля.

Во второй главе прописана структура базы данных гидротехнических сооружений Рогунской гидроэлектростанции.

В третьей главе произведены наблюдения за состоянием подземного машинного зала Рогунской гидроэлектростанции. Произведено описание объекта наблюдения. Проанализированы процессы деформации (смещение) машинного зала Рогунской ГЭС.

Заключение посвящено основным выводам и предложениям по доступной автоматизированной системе контроля и диагностики объектов Рогунской ГЭС. Обеспечение безопасного состояния ГТС.

Теоретическая и практическая значимость работы заключается в разработке типовых решений для системы мониторинга, контроля и диагностики крупных подземных гидротехнических сооружений. Данные решения могут обеспечить безопасность и надежность работы объектов ГТС в период строительства и эксплуатации.

При наличии большого количества аппаратуры разного вида, разной кратности измерений как ручных, так и автоматизированных осуществлять анализ состояния сооружений невозможно без развитой информационнодиагностической системы контроля состояния гидротехнических сооружений, которая упорядочивает информацию, дает возможность обрабатывать её, предоставлять в удобном для анализа виде и обеспечивает её хранение.

Дальнейшее развитие работы: полученные результаты работы могут применяться для прогноза поведения параметров контроля ГТС, в зависимости от внешних воздействий и для назначения критериальных значений диагностических показателей.

Результат диссертационного исследования:

В ходе диссертационного исследования были рассмотрены вопросы, связанные с системой контроля и диагностики состояния ГТС Рогунской ГЭС.

На примере Рогунской гидроэлектростанции были разработаны основные способы контроля за состоянием ГТС – это система (структура) и методы, улучшающие оценку поведения сооружения по данным натурных наблюдений с последующим анализом и прогнозом технического состояния ГТС.

Основные результаты диссертационной работы состоят в следующем:

1. Рассмотрены основные сведения Рогунской гидроэлектростанции. Описаны объекты ГТС. Определен состав и принцип размещения контрольноизмерительной аппаратуры, приборов и их параметры контроля.

2. Проведена декомпозиция объекта исследования на иерархические уровни и определены их параметры контроля. Разработанная

структура обработки данных натуральных наблюдений позволит лучше оценивать (прогнозировать) состояние сооружения. Определяя к какому уровню иерархии объекта относится параметр, выходящий за пределы прогнозной модели, тем самым можно оценить объемы и степень опасности выявленного дефекта.

3. Проведен анализ состояния подземного машинного зала Рогунской ГЭС по данным инструментальных наблюдений с помощью разработанного программного комплекса «Система контроля и диагностики подземных ГТС Рогунской ГЭС». На основании выявленных результатов даны рекомендации по алгоритму контроля и диагностики ГТС, эффективности мониторинга и увеличение их срока эксплуатации.

Результаты выполненного исследования существенно упрощают оценку технического состояния ГТС, делают ее более объективной и уменьшают вероятность возникновения аварий.

Высшее учебное заведение	ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
Факультет	Энергетики
Кафедра	Системы электроснабжения предприятий
Научный руководитель	Жданович Анастасия Александровна

Грешных Дмитрий Александрович

Дипломант конкурса

Тема: «Расчет и выбор основного оборудования гидроагрегатов в среде Unreal engine 4»

Магистерская диссертация посвящена разработке программного обеспечения по расчету гидросилового оборудования ГЭС и анализу его внедрения в образовательный процесс подготовки бакалавров в рамках дисциплины «Гидроэнергетика». В работе проведен анализ современных образовательных технологий, рассмотрены такая перспективная методика, как 3D-моделирование и интерактивная визуализация объектов генерации электроэнергии на этапе проектирования. В диссертации был разработан программный продукт, содержащий 3D-модели гидротурбин и гидрогенераторов. Также была разработана программа для проведения водно-энергетического расчета и моделирования режима

работы ГЭС с водохранилищем годового регулирования. Для создания программных пакетов были задействованы программы Unreal Engine 4, Autodesk Maya, Blender и MATLAB.

Применение программных продуктов реализуется в качестве лабораторных работ для студентов бакалавриата. В магистерской диссертации также разработаны методические указания к выполнению лабораторных работ, которые содержат необходимые теоретические сведения и указания к расчету.

Технологии постоянно меняют то, как люди выполняют свою привычную работу. Если в начале прошлого века даже для простого сбора данных требовалось много часов проводить в библиотеке в поисках крупиц информации, то сейчас информации напротив слишком много и необходимо уметь с ней справляться. И если с точки зрения потребителя информации всё более-менее ясно: необходимо постоянно фильтровать информационный потоки перепроверять источники. То для того, чтобы самим доносить информацию приходится использовать передовые технологии.

Таким образом, наблюдается следующая динамика: переход от текста и изображений к видео, затем к миру, где интерактивный 3D-контент является нормой. На данный момент интерактивное 3D не только используется исключительно для развлечения, но и помогает осмысленно моделировать реальный мир.

Врачи могут практиковать хирургические операции в виртуальной среде, прежде чем прикоснуться к пациенту, и это позволяет не только имитировать то, что хирург увидит во время операции, но и то, что он должен чувствовать. Дизайнерам автомобилей больше не нужно строить полноразмерные глиняные модели; они могут опробовать и внести изменения в свои проекты в виртуальной обстановке.

Применение 3D технологий в гидроэнергетических расчетах, по мнению автора, позволяет лучше понять методику и принцип функционирования элементов ГЭС. В первую очередь, это эффективно на этапе обучения этим процессам.

Таким образом, целью магистерской диссертации является разработка программного пакета, позволяющего производить расчет и выбор основного силового оборудования ГЭС, выполнять водно-энергетический расчет, а также на основании полученных результатов, с помощью 3D графики, моделировать работу станции.

Исходя из целей выстраивается ряд задач:

- Проанализировать применение современных образовательных технологий в высшем образовании;
- Рассмотреть историю развития компьютерной графики и её научное применение;
- Изучить основное гидросиловое оборудование гидроэлектростанций;
- Оцифровать или решить задачу цифровизации исходных данных;
- Реализовать 3D модели гидротурбин и программный пакет для выполнения лабораторной работы;
- Провести пробное внедрение лабораторной работы в учебный процесс, сделать выводы по апробации, устранить недостатки;
- Изучить методы проведения водно-энергетического расчета;
- Разработать программный пакет для проведения ВЭР и моделирования работы ГЭС на годовом интервале;
- Выполнить расчет сетевого графика выполнения магистерской диссертации.

После проведение анализа было решено в лабораторной работе акцентировать внимание на следующем оборудовании:

1. Гидравлические турбины.
 - a. *Поворотно-лопастная.*
 - b. *Диагональная поворотно-лопастная.*
 - c. *Радиально-осевая.*
2. Вал.
3. Направляющий аппарат.
4. Крышка направляющего аппарата.
5. Спиральная камера.

6. Генератор.
7. Подпятник.
8. Система возбуждения.
9. Отсасывающая труба.

Для выполнения данных моделей была выбрана программа Autodesk Maya – инструментальная система трёхмерной графики и анимации, обладающая необходимым инструментарием для создания сложных 3D моделей. На данный момент является одним из передовых пакетов полигонального моделирования применительно к киноиндустрии и мультипликации. Пример выполненных трехмерных моделей представлен на рисунке 1.

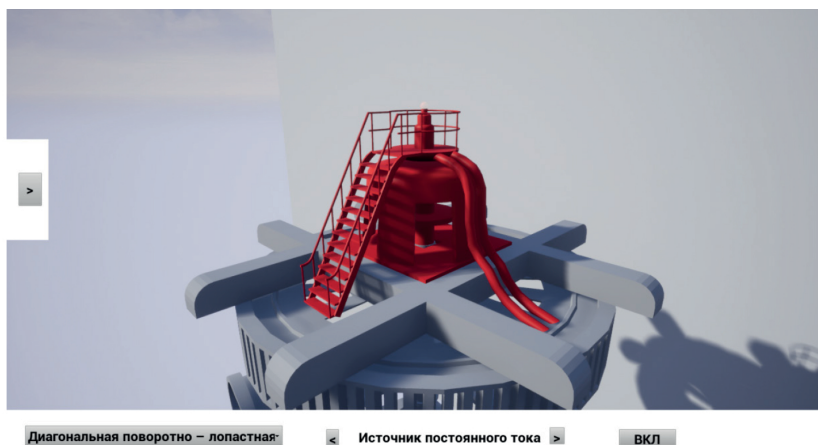


Рис. 1. Система возбуждения

Для визуализации и обработки лабораторной работы было выбрано программное обеспечение Unreal Engine 4. Интерфейс программы представлен на рисунке 2

Для создания лабораторной работы было выбрано программное обеспечение Unreal Engine 4 по ряду причин. Причиной данного выбора стало наличие визуального языка программирования Blue Print, который вместе с использованием C++ позволяет ускорить процесс разработки, не задумываясь на отдельных строчках

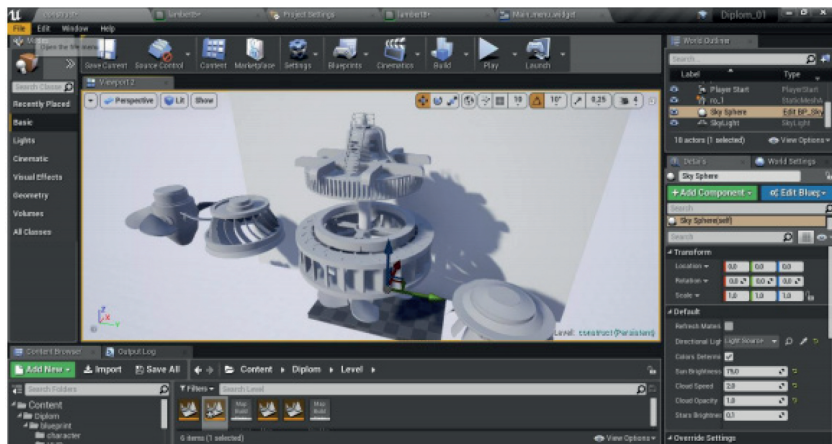


Рис. 2. Интерфейс программы Unreal Engine 4

кода, а сразу на его блоках и функциях. Также. Важным стало наличие функции жидкой поверхности (fluid surface), которая создаёт плоский объект, состоящий из большого числа полигонов, которая предназначена для реалистичной симуляции жидкости.

Следующим этапом, после выполнения 3D моделей в программном обеспечении Autodesk Maya, стала их загрузка в Unreal Engine 4. Затем в Unreal Engine были реализованы различные анимации, которые необходимы для лучшего понимания устройства гидроагрегата. После этого в Unreal Engine был реализован расчёт и выбор гидротурбин и гидрогенератора, а также загружены необходимые справочные данные.

По завершения выполнения поставленных целей в Unreal Engine 4 были сделаны следующие выводы по поводу его использования для проектирования основного оборудования гидростанций:

1. Программный пакет имеет высокий функционал, который можно относительно легко применять относительно выполнения визуализации при проектировании гидроагрегатов, в программе реализовано простое в использовании взаимодействие с 3D моделями.

2. Однако стоит отметить, что получаемая программа после разработки её на Unreal Engine 4, требует дополнительной оптимизации так она обладает высокими требованиями к производительности компьютеров.

В качестве преимущества можно выделить то, что в справочных материалах лабораторной работы также находятся универсальные характеристики используемых в работе типов турбин, которые были переведенные в электронный вид. Характеристики можно увидеть на рисунке 3.

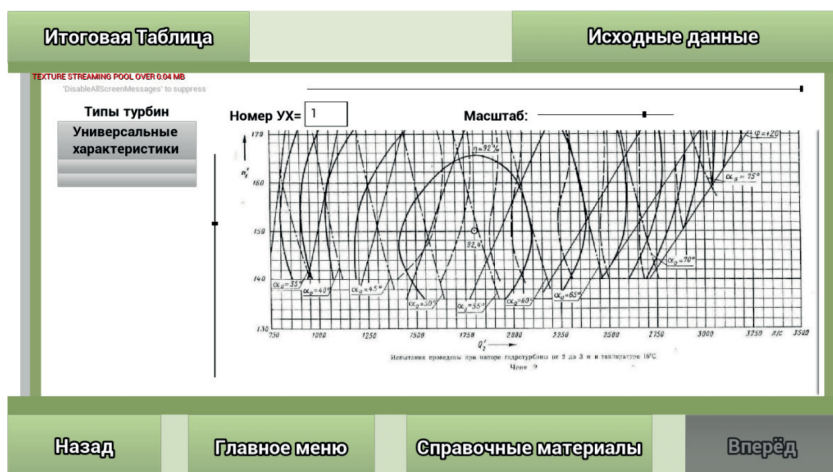


Рис. 3. Универсальные характеристики турбин

Помимо выполнения расчетов и выбора ГА ГЭС, методы интерактивной визуализации можно использовать и для множества других целей применительно к энергетике, к примеру для водно-энергетического расчёта ГЭС.

Регулирование стока – это перераспределение естественно-го стока реки в течение заданного промежутка времени. Такие промежутки определяются циклами регулирования – продолжительностью времени сработки и наполнения водохранилища. Циклы могут быть не только кратковременные, например, суточные, недельные; но и долговременными, например, годовыми,

многолетними, исходя из чего условия и время сработки водохранилища отличаются. Но любое регулирование базируется на водно-энергетическом расчёте.

Водно-энергетические расчёты (ВЭР)— это расчёты, целью которых в общем случае является: перераспределение естественного стока воды в водохранилище во времени и определение энергетических показателей ГЭС.

Для реализации расчётов подобных водно-энергетическому расчёту функционала Unreal Engine 4 недостаточно, так как он в малой степени поддерживает работу с таблицами — каждую ячейку для отображения необходимо задавать вручную, при этом задание даже простых граней таблицы происходит для каждой ячейки отдельно, путем добавления изображения рамки. Ещё хуже обстоит работа с массивами данных, которые практически не поддерживаются.

Данные минусы были незначительны при расчёте и выборе гидросилового оборудования, однако при расчёте ВЭР, было необходимо выбрать дополнительный язык программирования, который бы обработал сложную часть вычислений, после чего данные бы были переданы в Unreal Engine 4 для дальнейшей визуализации. Для этого был выбран язык программирования MATLAB.

Далее приведенный выше алгоритм водно-энергетического расчёта был переведен на язык MATLAB, интерфейс программы вместе с примером расчёта приведен на рисунке 4.

Следующим этапом стала передача данных из MATLAB в Unreal Engine 4. Трудность заключалась в том, что данная связь между языками не предусмотрена изначально, из-за пришлось искать способы обойти данные ограничения.

Первым шагом стала выгрузка данных из MATLAB в виде таблицы формата CSV, или Comma-Separated Values — дословно переводится как значения, разделенные запятой). Данный формат позволяет хранить табличные данные или матрицы, в виде строк текста, где каждое значение разделяется запятой, он является одним из самых универсальных форматов хранения данных,

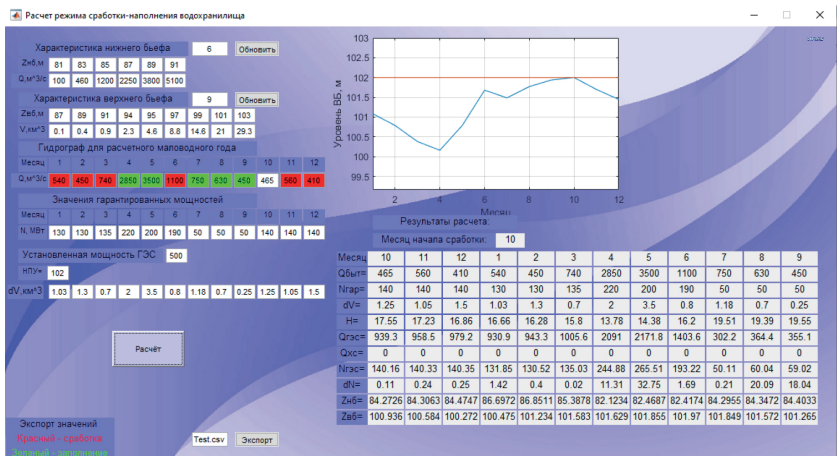


Рис. 4. Интерфейс программы для водно-энергетического расчёта

однако если исходные данные записываются с запятой, то будет невозможным его прочесть.

После чего было необходимо загрузить данный файл в Unreal Engine 4, при этом оставив возможность загружать новые данные в уже скомпилированной программе, а не заданные на этапе разработки, что так же не предусмотрено изначально. Для решения данной задачи, было найдено стороннее дополнение написанное на языке C++, позволяющее загружать в реальном времени файлы формата CSV, при укае точного пути до этого файла. Интерфейс программы представлен на рисунке 5.

При выполнении магистерской диссертации была поставлена цель разработать программы для расчёта и выбора гидротурбины и гидрогенератора для ГЭС с использованием 3D моделирования.

На первом этапе выполнения работы были проанализированы основные методы обучения, а также применение современных технологий в образовательном процессе. В данный момент времени активно происходит внедрение в образовательный процесс различных мультимедиа технологий, так как в современном мире

очень важно, чтобы используемые методы обучения в высших учебных заведениях также развивались. Также была рассмотрена история развития компьютерной графики и её использования в научных расчетах.

На втором этапе магистерской диссертации было изучено оборудование гидроэнергетических установок, а также рассмотрена методика его расчета и выбора. На основе этого были сформированы методические указания, в которых содержатся основные теоритические и справочные данные, варианты исходных данных, которые были заранее просчитаны, а также указания к непосредственному выполнению работы.

Третьим этапом выполнения работы стало формирование 3D-моделей и программного пакета для расчета, для этого были выбраны программные комплексы Autodesk Maya, Blender и Unreal Engine 4.

Таким образом, в ходе выполнения магистерской диссертации, был разработан программный продукт, который содержит 3D-модели гидрооборудования и позволяет осуществить расчет

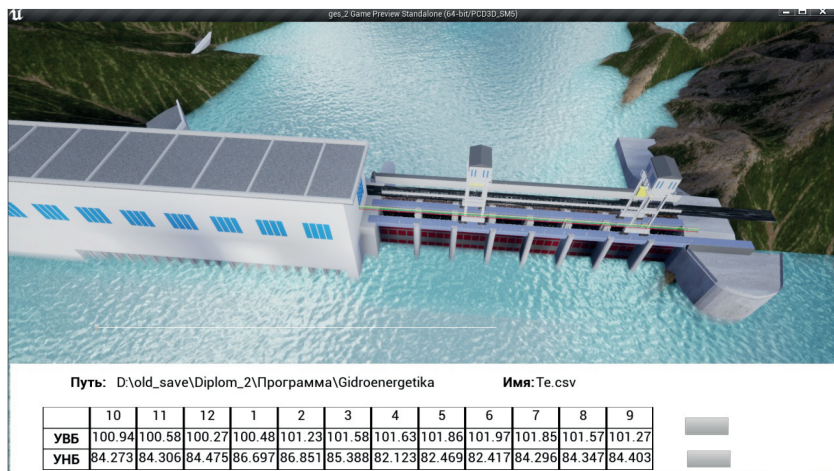


Рис. 5. Интерфейс программы для водно-энергетического расчёта в Unreal Engine 4

и выбор наилучшего типа гидротурбины для предложенных условий, а затем произвести выбор гидрогенератора и расчет его основных параметров.

Разработанный программный комплекс предлагается использовать в качестве лабораторной работы для студентов четвертого курса, обучающихся на факультете энергетике в НГТУ по направлению 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника.

Четвертым этапом стало изучение водно-энергетического расчета и разработка программного пакета для его выполнения, а также симуляции работы ГЭС на годовом интервале.

В заключение следует отметить, что на данный момент времени лабораторная работа была внедрена в учебный процесс и ее выполнило более ста пятидесяти студентов 4 курса.

Выполнение разработанной лабораторной работы позволит студентам подробнее изучить гидросиловое оборудование ГЭС, а также ознакомиться с расчетами, которые необходимы для его выбора.

Так же по результатам работы было опубликовано 6 статей в том числе ВАК статья, опубликованная в журнале «Новое в российской электроэнергетике». Помимо этого, имеется 2 призовых места на конференциях. Всероссийская научно-практическая конференция «Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники» – 2 место. III Международная конференция «Молодежь. Инновации. Технологии» – 2 место. И участие в XVI Международной конференции «Возобновляемая и малая энергетика – 2019».

Высшее учебное заведение	ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
Факультет	Энергетики
Кафедра	Электрических станций
Научный руководитель	Глазырин Глеб Владимирович

Мосина Ольга Борисовна

Дипломант конкурса

Тема: «Совершенствование алгоритмов управления агрегатом низконапорной ГЭС»

Цель научной работы: Выявление недостатков в существующих алгоритмах управления Новосибирской ГЭС. Выработка рекомендаций по изменению алгоритмов с целью устранения недостатков. Разработка математической модели гидроагрегата (ГА) и системы управления. Опробование модернизированных алгоритмов на математической модели гидроагрегата.

Методы исследования: метод математического моделирования.

Актуальность работы и научная новизна: На данный момент алгоритмы системы управления гидроагрегатом не регламентируются нормативными документами, и разрабатываются для каждой ГЭС индивидуально с участием персонала станции. При этом неизбежно появление неточностей алгоритмов, когда

в нестандартных аварийных ситуациях автоматическая система управления гидроагрегатом (АСУГ) выдает неоптимальные или даже способствующие развитию аварии управляющие воздействия.

Детальное рассмотрение алгоритмов работы системы управления ГЭС, в частности, аварийных алгоритмов, позволит разработать общую систему рекомендаций по синтезу системы управления гидроагрегатами. Анализ процессов в гидроагрегате и системе управления позволит выявить потенциально опасные режимы работы

В данной работе выполнен анализ ряда технологических процессов низконапорной ГЭС на примере Новосибирской ГЭС. Детальное внимание уделено алгоритмам системы управления гидроагрегатом и устройствам, обеспечивающим регулирование и эксплуатацию гидроагрегатов Новосибирской ГЭС.

Анализ переходных процессов производился для ряда режимов:

1. Запуск ГА в режим холостого хода турбины (ХХТ).
2. Запуск ГА в режим холостого хода генератора (ХХГ) с последующим включением в сеть методами точной синхронизации и самосинхронизации.
3. Сброс нагрузки ГА.
4. Аварийный останов ГА действием защит АСУГ.

Анализ производился на базе разработанной математической модели ГА в программном комплексе MATLAB-Simulink. Адекватность разработанной модели и ее соответствие реальному объекту подтверждено сравнением результатов испытаний, проведенных на одном из агрегатов Новосибирской ГЭС, в соответствии с режимами, указанными в пп. 1–3 (см. выше) с результатами, полученными при помощи математической модели (рисунок 1). Математическая модель ГА разработана на основании эксплуатационных гидравлических характеристик реального ГА и входящего в состав вспомогательного оборудования: маслонапорная установка (МНУ), направляющий аппарат (НА),

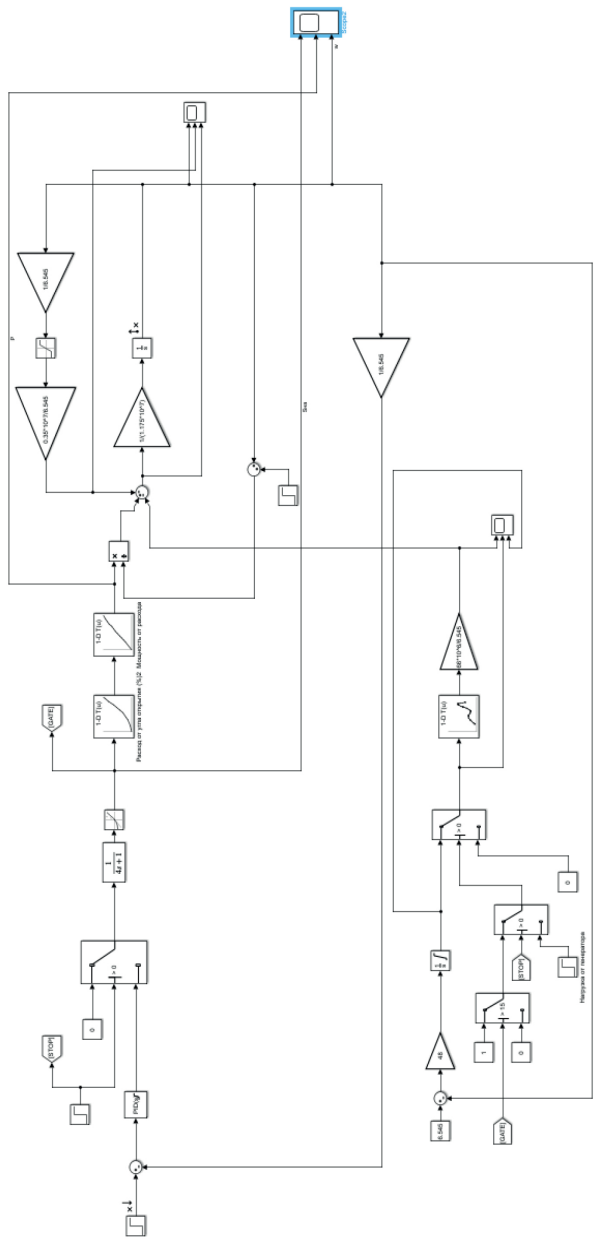


Рис. 1. Имитационная модель ГД для исследования модернизированных аварийных алгоритмов АСУГ

водовод, электрогидравлический регулятор (ЭГР), золотник аварийного закрытия (ЗАЗ), аварийная маслонапорная установка (АМНУ) и др. Адекватность работы модели проверена на основе экспериментальных данных, полученных для ряда режимов работы реального ГА. Сравнение результатов моделирования и экспериментальных данных показало достаточную для выполнения качественного анализа степень совпадения результатов.

Проведенный анализ алгоритмов АСУГ позволил выявить недостатки в аварийных режимах работы. При возникновении аварийных сигналов в АСУГ выполняется формирование сигнала аварийного состояния ГА. По этому сигналу выполняется моментальный сброс нагрузки ГА отключением от сети с последующим аварийным остановом. Такой способ выполнения аварийного останова приводит к забросу частоты вращения ГА и длительной работе на повышенных оборотах, что подтверждается результатами моделирования (рисунок 2).

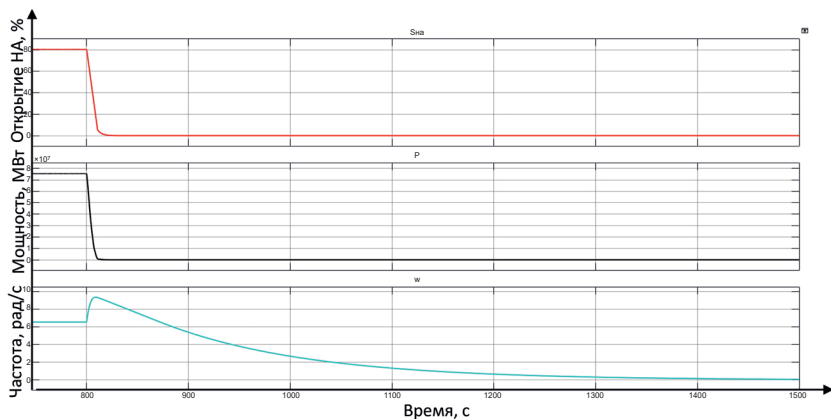


Рис. 2. Аварийное отключение ГА согласно алгоритмам АСУГ ГА

Исследование выявило, что аварийное отключение стандартными алгоритмами ГА, работающему с номинальной нагрузкой, приводит к забросу частоты вращения, составляющему 145 % номинального значения, формированию защиты «Разгон I ступе-

ни», длительной работе на повышенных оборотах (частота вращения выше 115 % номинального значения в течение 51 с).

Для устранения выявленных недостатков в работе предложены модернизированные аварийные алгоритмы АСУГ. Основная идея предложенной модернизации состоит в разделении аварийных сигналов на две группы, каждая из которой формирует свое аварийное состояние: «Аварийное состояние 1» и «Аварийное состояние 2»; разделение осуществляется по принципу потенциальной опасности данных сигналов для развития аварийных последствий в ГА. К сигналам, вызывающим формирование состояния «Аварийное состояние 1» отнесены сигналы в электрической части ГА, в случае возникновения которых требуется незамедлительное отключение от сети; к сигналам, формирующим «Аварийное состояние 2» – сигналы в механической части ГА, которые допускают отключение от сети с выполнением предварительной разгрузки. В случае формирования сигнала «Аварийное состояние 2» аварийный останов ГА будет осуществляться с выполнением предварительной разгрузки. Предварительная разгрузка позволит исключить заброс частоты, работу ГА на повышенных оборотах, повышенный износ ГА и вспомогательного оборудования. Результаты моделирования подтверждают работоспособность предложенных алгоритмов. В случае аварийного останова по предложенному алгоритму не происходит заброса частоты (рисунок 3).

Исследование модернизированных алгоритмов на базе разработанной имитационной модели показало, что в случае аварийного останова ГА модернизированными алгоритмами с отключением ГА от сети и выполнением предварительной разгрузки, исключает недостатки стандартного алгоритма. Работа модернизированных аварийных алгоритмов АСУГ полностью устраняет заброс частоты вращения ГА, работу на повышенных оборотах, таким образом, минимизирует негативные последствия отключения ГА от сети. При этом модернизация аварийных алгоритмов АСУГ не требует значительных изменений в существующей системе АСУГ, и использует в своем составе ранее разработанные и проверенные алгоритмы.

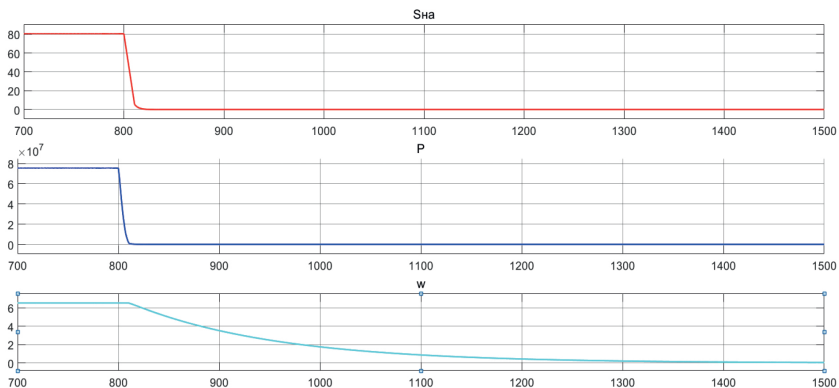


Рис. 3. Аварийное отключение ГА
согласно модернизированным алгоритмам АСУГ ГА

Основные результаты полученные в ходе работы:

- Выполнен анализ алгоритмов системы управления гидроагрегатом;
- Выявлены недостатки в аварийных алгоритмах системы управления гидроагрегатом;
- Выполнена модернизация аварийных алгоритмов АСУГ;
- Разработана математическая модель гидроагрегата на основании эксплуатационных гидравлических характеристик реального гидроагрегата;
- Выполнено исследование модернизированных алгоритмов на базе имитационной модели.

Научная значимость работы заключается в разработке универсальной математической модели гидроагрегата, которая может быть приведена к другому типу гидроагрегата с изменением эксплуатационных и гидравлических характеристик, заложенных в математическую модель.

Практическая значимость работы заключается в выполнении модернизации аварийных алгоритмов АСУГ Новосибирской ГЭС, позволяющая исключить потенциально опасные аварийные режимы работы.

Список публикаций и апробация по теме выпускной квалификационной работы: Мосина О. Б. Совершенствование алгоритмов управления агрегатом низконапорной ГЭС / О. Б. Мосина, Г. В. Глазырин // Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 3–7 дек. 2018 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. – Ч. 4. – С. 152–155. – 100 экз. – ISBN 978-5-7782-3737-7.

Результаты работы были представлены сотрудникам Новосибирской ГЭС в ходе прохождения преддипломной практики.

Высшее учебное заведение	ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Структурное подразделение	Институт гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии
Кафедра	Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии
Научный руководитель	Васьков Алексей Геннадьевич

Спиридонова Мария Алексеевна

Дипломант конкурса

Тема: «Обоснование типового проекта малой ГЭС»

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы магистерской работы

Объектом исследования являются малые гидроэлектростанции и развитие малой гидроэнергетики в стране. Основанием к выбору данной темы работы послужили некоторые наблюдения за развитием малой гидроэнергетики в России. Появление такого документа, как Постановление Правительства Российской Федерации № 449 от 28.05.2013 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии и мощно-

сти» предполагало стать некоторым трамплином к возрождению сектора малой гидроэнергетики и развитию возобновляемых источников энергии. По прикидочным оценкам данный механизм стимулирования слабо сказался на развитии гидроэнергетики. В свою очередь, стремительный рост произошел у ветровой и солнечной энергетики. И дефицита заявок для отбора по договору о поставке мощности в энергосистему этими видами генерации не наблюдалось. Несмотря на долгую историю малой гидроэнергетики в стране в противовес сравнительно недавнего опыта внедрения возобновляемых источников генерации, малые ГЭС уступают ветровым и солнечным станциям. Это можно увидеть на рисунке 1.

Поскольку одним из перспективных направлений в области малой гидроэнергетики можно выделить стремление к типизации и унификации проектирования малых гидроэлектростанций, то в данной работе одной из целей является составление некоторых методических рекомендаций, способных послужить

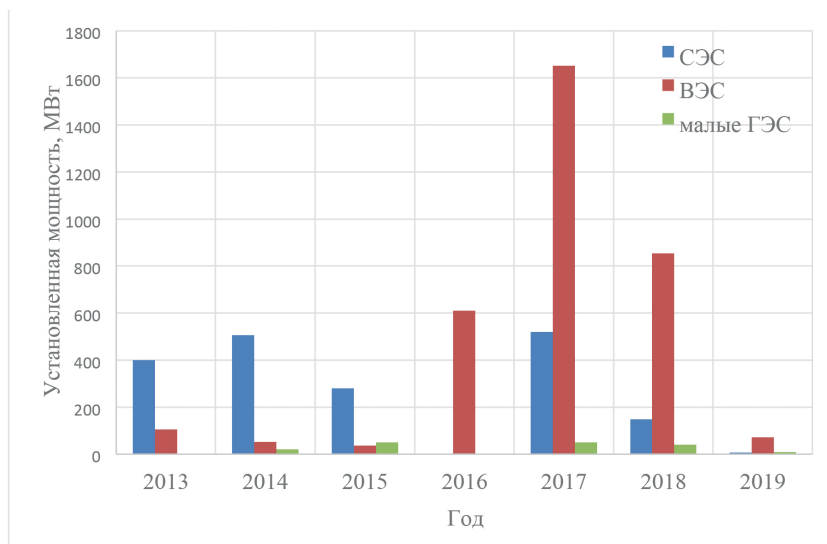


Рис. 1. Объемы установленных мощностей проектов ВИЭ, отобранных по ДПМ за период 2013–2019 гг.

основной для типового проектирования объектов малой гидроэнергетики в стране. Опыт многих стран показывает положительные результаты типового проектирования, что не дает обойти это вопрос стороной.

Цель магистерской работы

Исследование современного состояния гидроэнергетики в стране и разработка методических рекомендаций по типовому проектированию малых ГЭС.

Задачи исследования

К задачам данной работы можно отнести следующие:

1. Производство аналитического обзора состояния сектора малой гидроэнергетики в России.
2. Выявление основных барьеров в развитии малой гидроэнергетики в стране.
3. Обзор нормативной документации, применимой к малым ГЭС. Основные особенности Постановления Правительства № 449 от 28.05.2013.
4. Проведение расчета проекта малой ГЭС по условиям, предъявляемым для заявок по договору о поставке мощности в энергосистему.
5. Формулирование методических рекомендаций к проектированию малых ГЭС по типовой схеме.

Научная новизна работы

В работе изложена методика типового проектирования малых ГЭС. Предлагается идея, противоположная классическому методу проектирования гидроэлектростанций. Идея заключается в том, чтобы, имея готовый номенклатурный ряд типового оборудования (агрегатного блока), подобрать наиболее подходящий вариант оборудования для конкретного створа.

Практическая ценность работы

Поскольку в работе представлена методика типового проектирования малых ГЭС, это может послужить основой для даль-

нейшего развития малой гидроэнергетики, благодаря типизации и унификации оборудования и самого проектирования.

Объем и структура магистерской работы

Магистерская работа состоит из введения, трех основных разделов, заключения и списка использованных источников.

Работа изложена на 70 страницах основного текста, содержит 11 рисунков и 21 таблицу. Список источников включает в себя 24 наименования.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В введении описывается объект исследования. Производится обоснование выбора темы и актуальность данного исследования. Задается цель работы и ставятся основные задачи, которые необходимо решить для достижения данной цели.

В первом разделе производится анализ современного состояния малой гидроэнергетики в России. Проанализированы нормативные и правовые документы, используемые для проектирования малых ГЭС, выявлены основные направления политики в области возобновляемых источников энергии, а также основные барьеры, препятствующие развитию малой гидроэнергетики в России. В ходе работы анализировался большой объем как отечественных, так и зарубежных материалов, статей и публикаций. В том числе были изучены нормативные документы, правовые акты и постановления Правительства РФ.

Основным препятствием для развития проектов в области возобновляемых источников энергии, включая МГЭС, в России является наличие огромных ресурсов ископаемого топлива, а также важность российской газовой, нефтяной, угольной и ядерной промышленности для экономики страны. Другими значительными препятствиями в развитии проектов МГЭС в России являются:

- Нехватка поддерживаемых государством программ развития МГЭС;
- Отсутствие стандартных технических и методологических положений, информационных технологий и программного

обеспечения, необходимых для проектирования, строительства и эксплуатации установок по производству возобновляемой энергии (включая малую гидроэнергетику);

- Недостаточная поддержка от государства в развитии технологий МГЭС;

- Такая особенность, как длительность процедур выделения земель и разрешений от государства на проекты (такие процедуры могут быть растянуты на годы);

- Различные природные и экологические ограничения (например, сезонные ограничения – заморозки и наводнения, расположение в экологически чувствительных районах и т. д.).

Из анализа нормативной базы был сделан вывод: фактически, единственный критерий, отличающий малую ГЭС от традиционной гидроэлектростанции является величина установленной мощности, причем в различных документах она разнится. Из этого следует, что проектирование малых ГЭС в России ведется таким же способом, как и гидроэлектростанции большей мощности, по тем же стандартам и нормам технологического проектирования. Такой подход не является единственно возможным, поскольку экономическая эффективность малых ГЭС может существенно возрасти, если унифицировать оборудование и повысить уровень автоматизации, а также сделать процесс проектирования более типовым.

Например, по данным фирмы «Allis-Chalmers» приведены следующие экономические показатели. Из таблицы 1 можно наглядно видеть, как меняется структура затрат на малых ГЭС при использовании типового проекта в противовес индивидуальному. Если применять типовой проект для малой ГЭС, то затраты существенно сокращаются, особенно в части проектирования, что связано с использованием типовых компоновочных решений, унифицированного энергетического и гидромеханического оборудования, с применением упрощенных методов в части проектно-изыскательных работ, а также автоматизацией проектных расчетов некоторых систем и др.

**Структура затрат в сравнении индивидуального и типового проектов
(по данным компании Allis-Chalmers)**

Статья расхода	Стоимость			
	Индивидуальный проект		Типовой проект	
	тыс. \$	%	тыс. \$	%
Турбина	150	30	140	37
Проектирование	130	26	40	11
Мультипликатор	45	9	40	11
Затвор на входе	40	8	35	9
Гидротехнические сооружения	35	7	25	8
Прочие сооружения	100	20	95	25
Всего	500	100	375	100

Во втором разделе произведено проектирование малой ГЭС на существующем напорном фронте с водохранилищем водохозяйственного назначения. Исходными данными для проектирования были известные гидрографы маловодного и средневодного года, а также данные по отметке нормального подпорного уровня и зависимостям отметок в верхнем и нижнем бьефах.

В третьем разделе приведены методические рекомендации к проектированию малых ГЭС по типовой схеме. В этом разделе описывается основная идея подхода к типовому проектированию малых ГЭС, обосновывается выбор основного оборудования из существующего номенклатурного ряда и приводится методика расчета водно-энергетических показателей малых ГЭС.

В общем случае предлагается проводить проектирование типового проекта малой ГЭС в 3 этапа. Первый этап – это подготовка номенклатурного ряда оборудования, второй этап связан с водно-энергетическим расчетом и определением того, применим ли типовой подход в конкретном створе реки. Третий этап – это

экономическая оценка подходящего оборудования в данном проекте, выбор наиболее целесообразного варианта (данный этап в настоящей работе не рассматривается).

Итогом 1 этапа является определение номенклатурного ряда гидротурбинного оборудования для малой ГЭС с установленной мощностью 5 МВт с различными комбинациями напоров и диаметров рабочих колес. Это гидротурбинное оборудование назовем типовым блоком с установленной мощностью 5 МВт, в который входит 2 или более агрегатов, а параметры этих агрегатов определены координатами расчетных точек для каждого случая. Исходя из гидрологических и геологических особенностей русла и створа реки, малая ГЭС может быть выполнена из одного и более типовых блоков. То есть, если 1 блок имеет мощность 5 МВт, то 2 блока будут составлять суммарную мощность 10 МВт, а 5 блоков – 25 МВт.

На втором этапе необходимо определить, подойдет ли типовое решение для данного случая (возможно ли в конкретном створе получить установленную мощность не меньше мощности типового блока – 5 МВт, заявленной в 1 этапе). Если такое решение подойдет, тогда можно приступить к этапу 3 и выбрать из нескольких подходящих вариантов типовых блоков один, наиболее экономически целесообразный, вариант.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

В данной работе был проведен анализ современного состояния малого гидроэнергетического сектора. И на первый взгляд, при имеющихся природных ресурсах страны, а также механизма стимуляции возобновляемой энергетики (в том числе и малой гидроэнергетики), можно было бы сказать, что для строительства малых ГЭС в России, а также развития этой отрасли есть все необходимые составляющие. Однако анализ проектов, участвовавших в отборе по договору поставки мощности, показал, что малые ГЭС значительно уступают другим видам возобновляемых источников энергии – солнечным и ветровым станциям, величина удельных капиталовложений в малую ГЭС в 1,5–2 раза выше, чем в объекты СЭС и ВЭС. По данным за пе-

риод с 2013 по 2019 г. Администратором торговой сети было отобрано 232 заявки общей мощностью ВИЭ – 5402,974 МВт, из которых лишь 11 проектов общей установленной мощностью 168,066 МВт относится к малой гидроэнергетике, что составляет 3,1 % мощности всех проектов ВИЭ, прошедших отбор (при этом планируемый объем установленных мощностей малых ГЭС составлял 592 МВт). С одной стороны, возник вопрос о приемлемости такого рычага воздействия как постановление № 449 на развитие малой гидроэнергетики, а с другой стороны – вопрос об отсутствии сепарации малой гидроэнергетики от всей отрасли, то есть отсутствие разграничений в подходе проектирования, строительства и иных мерах между малыми и крупными ГЭС.

Опыт многих исследований, а также реальных проектов в различных странах привел к выводу, что использование типовых проектов в строительстве малых ГЭС является наиболее целесообразным решением по отношению к отрасли малой гидроэнергетики.

В ходе работы были выявлены основные барьеры в развитии сектора малой гидроэнергетики в стране. К ним можно отнести не только отсутствие документальной и проектной базы, но также и ограниченное производство оборудования.

В данной работе предложена методика обоснования параметров типового проекта малой ГЭС, соответствующая требованиям Постановления Правительства Российской Федерации № 449 от 28.05.2013. Основная суть методики заключена в возможности обоснованно выбирать гидроагрегатные блоки из существующего номенклатурного ряда типовых блоков наиболее соответствующие гидрологическим и геологическим условиям створа проектируемой малой ГЭС. Методика позволяет определить оптимальные параметры основного энергетического оборудования малой ГЭС и провести водно-энергетический расчет режима функционирования малой ГЭС. Данная методика может послужить основой для развития типового проектирования малых гидроэлектростанций в дальнейшем.

Высшее учебное заведение	ФГБОУ ВО «Братский государственный университет»
Факультет	Магистерской подготовки
Кафедра	Электроэнергетика и электротехника
Научный руководитель	Струмельяк Анатолий Владимирович

Файзуллин Эльдар Фанельевич

Дипломант конкурса

Тема: «Модернизация оборудования ВЛ 220 кВ “БрАЗ-1” Братской ГЭС»

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

В настоящее время модернизация устаревшего оборудования электростанций и подстанций электроэнергетических систем (ЭЭС) является одной из главных проблем отечественной энергетики, а особенно ЭЭС Сибири. При эксплуатации морально устаревшего оборудования могут происходить ложные срабатывания защит, и даже их отказ, а это также может стать развитием опасных аварий и снижением бесперебойности функционирования ЭЭС в целом. Все это на сегодняшний день определяет значимость замены, обновления модернизации оборудования для того, чтобы повысить надежность эксплуатации ЭЭС.

Актуальность темы исследования обусловлено моральным и физическим устареванием действующего оборудования, установлен-

ного на присоединении ОРУ 220 кВ «БрАЗ-1» Братской ГЭС, недостаточностью уровня защит, а также отсутствием возможности подключения современного оборудования на базе высокочастотной связи.

Целью научного исследования является разработка мероприятий по выбору наилучшего варианта модернизации существующего оборудования воздушной линии 220 кВ «БрАЗ-1» Братской ГЭС.

Для выполнения поставленной цели, в магистерской диссертации, определены следующие задачи исследования:

1) Рассмотреть ряд вопросов, которые необходимы для исследования режимов работы воздушной линии.

2) Привести описание особенностей электрической схемы, установленного высоковольтного оборудования, а также оборудования релейной защиты и автоматики.

3) Привести анализ и расчет электрических нагрузок воздушной линии 220 кВ «БрАЗ-1».

4) Проанализировать расчет токов короткого замыкания в начале и конце исследуемой линии.

На основании расчетов нагрузок и токов короткого замыкания предложить вариант замены коммутационного оборудования и измерительных трансформаторов тока ячейки «БрАЗ-1». Затем разработана сметная стоимость предложенного варианта замены.

5) Изучить и проанализировать установленное оборудование релейной защиты и автоматики, предложен перевод на микропроцессорный терминал типа ШЭ2607 016. И выполнить расчет уставок для данного терминала.

6) Разработать вариант установки телемеханического оборудования высокочастотной связи на базе современной аппаратуры.

7) Выявить особенности организации и проведения работ в устройствах релейной защиты и автоматики Братской ГЭС.

Структура и объем работы. Диссертационная работа изложена на 100 страницах машинописного текста, состоит из введения, 7 глав, заключения, списка использованных источников.

Результаты магистерской диссертации отражены в графической части в виде таблиц, схем и элементов электрического оборудования.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Введение раскрывает актуальность диссертационной работы, цели и задачи исследования, научную новизну и практическую значимость результатов работ.

В первой главе, был приведен анализ общих характеристик ОРУ 220 кВ и линии «БрАЗ-1» Братской ГЭС, а также описание силового оборудования установленного на исследуемом присоединении, и приведен обзор недостатков имеющегося оборудования.

Исследуемая ВЛ 220 кВ предназначена для передачи электроэнергии от источника – Братская ГЭС, к потребителю – Братскому алюминиевому заводу.

ВЛ 220 кВ выполнена на металлических опорах с подвеской провода АС500/64. Общая длина ВЛ составляет 60 км.

ВЛ 220 кВ – БрАЗ-1 подключена ко второй секции I и II СШ (сборная шина) по двойной секционированной с обходной системой шин, так называемая полоторная схема присоединения, такое присоединение имеет следующие преимущества: ревизия любого выключателя или системы шин производится без нарушения работы присоединений и с минимальным числом операций при выводе этих элементов в ремонт; разъединители используются только при ремонте (обеспечение видимого разрыва до элементов РУ, находящихся под напряжением); обе системы шин могут быть отключены одновременно без нарушения работы присоединений. И главная цель: снижение токов короткого замыкания.

Во второй главе, производится исследование режимов работы ВЛ 220 кВ «БрАЗ-1», в которой подробно рассчитан основной режим работы ВЛ, рассчитаны параметры исследуемой ВЛ, представлен максимальный суточный ток в комплексном виде,

рассчитано напряжение в конце линии, а также приведен расчет активной, реактивной и полной передаваемой мощности.

Важным этапом при проектировании и анализе работы электрических сетей является расчет электрических режимов. К основным целям расчет относятся:

- 1) оценка уровней напряжения в узлах электрической сети на соответствие номинальным значениям;
- 2) определение загрузки элементов сети для проверки их по условиям нагрева и оценки резервов по мощности;
- 3) анализ возможности функционирования электрических сетей в условиях нормальных, утяжеленных, ремонтных и послеаварийных режимов.

Для расчета режимных параметров простой электрической сети могут быть использованы соотношения, известные из курса «ТОЭ».

В третьей главе, приведен расчет токов короткого замыкания в исследуемой электрической схеме.

Коротким замыканием (КЗ) называется непредусмотренное нормальной эксплуатацией соединение разноименных фаз между собой или соединение одной из фаз на землю в системах с глухозаземленной нейтралью.

Причинами КЗ могут быть механические повреждения изоляции, проколы и разрушения кабелей при земляных работах, поломка фарфоровых изоляторов, старение изоляции, приводящее постепенно к ухудшению электрических свойств изоляции, увлажнение изоляции, различные набросы на провода воздушных линий, КЗ может возникнуть при неправильных оперативных переключениях.

Чаще всего короткое замыкание происходит через переходное сопротивление, например через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникает металлическое короткое замыкание без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчетах токов короткого замыкания рассматривают металлическое короткое замыкание без переходного сопротивления.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью дополнительно могут возникать также одно- и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Вероятность возникновения того или иного вида КЗ характеризуется данными, приведенными в таблице 1, где указаны значения для разных уровней напряжения электроустановки, конструкций линий электропередачи, климатических и других факторов.

Таблица 1

Виды коротких замыканий

Вид КЗ	Поясняющая схема	Вероятность возникновения данного вида КЗ, %
Трехфазное		1–7
Двухфазное		2–13
Однофазное		60–92
Двухфазное на землю		5–20

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрева токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) является важнейшим этапом исследования любого электрического сооружения, так как на основании его результатов производится проверка выбранного оборудования, токоведущих частей электроустановки и расчет уставок релейной защиты. Расчет выполняется в соответствии с известной методикой.

Выполняем расчет тока КЗ в именованных единицах. Если известен уровень тока КЗ, то мощность короткого замыкания при трехфазном КЗ какой-либо точке исследуемой системы определяется по следующей формуле:

$$S_K = \sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_{\text{ном}} \quad (1)$$

где S_K — мощность короткого замыкания;

I_{K3} — ток короткого замыкания системы;

$U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение системы.

$$S_K = \sqrt{3} \cdot 33,9 \cdot 220 = 12\,917,635 \text{ МВА}$$

Расчетная схема исследуемой воздушной линии «БрАЗ-1».

Под расчетной схемой понимают упрощенную однолинейную схему системы с указанием всех элементов и их параметров, которые влияют на ток КЗ и которые должны быть учтены при выполнении расчетов.

Схема замещения в соответствии с электрическими соединениями и элементами схемы представлена на рисунке 1.

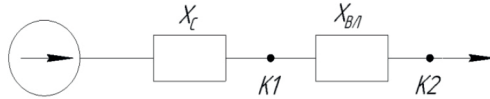


Рис. 1. Схема замещения исследуемой воздушной линии «БрАЗ-1»

Зная мощность КЗ можно определить индуктивное сопротивление системы X_C по следующей формуле:

$$X_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_K} \quad (2)$$

где X_C – индуктивное сопротивление системы;

S_K – мощность короткого замыкания;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение системы.

$$X_C = \frac{220^2}{12917,635} = 3,747 \text{ Ом}$$

Затем для расчета индуктивного сопротивления воздушной линии необходимо найти произведение, длины линии на удельное индуктивное сопротивление линии по следующей формуле:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \quad (3)$$

где $X_{ВЛ}$ – индуктивное сопротивление воздушной линии;

$x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление воздушной линии;

l – длина воздушной линии.

$$X_{ВЛ} = 0,413 \cdot 60 = 24,78 \text{ Ом}$$

Расчет трехфазных и двухфазных токов КЗ.

Ток трехфазного КЗ ($I_{КЗ(К1)}^{(3)}$) в точке К1 соответствует $I_{КЗ} = 33,9$ кА, чтобы найти ток двухфазного КЗ ($I_{КЗ(К1)}^{(2)}$) необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$I_{КЗ(К1)}^{(2)} = 0,86 \cdot I_{КЗ}^{(3)} \quad (4)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ – двухфазный ток КЗ;

$I_{КЗ}^{(3)}$ – трехфазный ток КЗ.

$$I_{\text{КЗ(К1)}}^{(2)} = 0,86 \cdot I_{\text{КЗ(К1)}}^{(3)} = 0,86 \cdot 33,9 = 29,154 \text{ кА}$$

Расчет трехфазного КЗ ($I_{\text{КЗ(К2)}}^{(3)}$) в точке К2 выполняется по следующей формуле [12]:

$$I_{\text{КЗ(К2)}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{С}} + X_{\text{ВЛ}})} \quad (5)$$

$$I_{\text{КЗ(К2)}}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (3,747 + 24,78)} = 4,453 \text{ кА};$$

Ток двухфазного КЗ в точке К2 находится аналогично:

$$I_{\text{КЗ(К2)}}^{(2)} = 0,86 \cdot I_{\text{КЗ(К2)}}^{(3)} = 0,86 \cdot 4,453 = 3,827 \text{ кА}$$

Расчет однофазного тока КЗ на землю.

Схема нулевой последовательности представлена на рисунке 2.

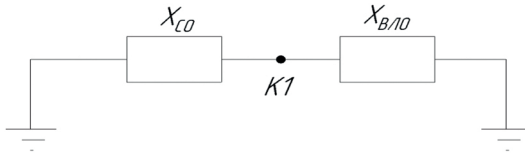


Рис. 2. Схема замещения нулевой последовательности

При расчете однофазного тока КЗ необходимо знать сопротивление нулевой последовательности системы и воздушной линии. Найти сопротивление нулевой последовательности необходимо воспользоваться следующими формулами:

$$X_{\text{C0}} = 0,9 \cdot X_{\text{С}} \quad (6)$$

$$X_{\text{ВЛ0}} = 3,5 \cdot X_{\text{ВЛ}} \quad (7)$$

где X_{C0} – индуктивное сопротивление системы нулевой последовательности;

$X_{\text{ВЛ0}}$ – индуктивное сопротивление воздушной линии нулевой последовательности;

$$X_{C0} = 0,9 \cdot 3,747 = 3,3723 \text{ Ом}$$

$$X_{ВЛ0} = 3,5 \cdot 24,78 = 86,73 \text{ Ом}$$

Однофазный ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{КЗ(К1)}^{(1)} = \frac{3 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot \left(2 \cdot X_C + \frac{X_{C0} \cdot X_{ВЛ0}}{X_{C0} + X_{ВЛ0}} \right)} \quad (8)$$

$$I_{КЗ(Е1)}^{(1)} = \frac{3 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot \left(2 \cdot 3,747 + \frac{3,3723 \cdot 86,73}{3,3723 + 86,73} \right)} = 35,4794 \text{ кА}$$

Тройной ток нулевой последовательности равен однофазному току КЗ.

$$3 \cdot I_0^{(1)} = I_{КЗ(К1)}^{(1)} \quad (9)$$

Расчет двухфазного тока КЗ на землю.

При расчете двухфазного тока КЗ на землю необходимо воспользоваться следующей формулой [12]:

$$3 \cdot I_{0(К1)}^{(1,1)} = 3 \cdot I_{0(К1)}^{(1)} \cdot \frac{2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma}}{2 \cdot X_{0\Sigma} + X_{1\Sigma}} \quad (10)$$

где $X_{1\Sigma}$ – суммарное индуктивное сопротивление прямой последовательности;

$X_{0\Sigma}$ – суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности.

$$3 \cdot I_{0(К1)}^{(1,1)} = 35,4794 \cdot \frac{2 \cdot 3,747 + \frac{3,3723 \cdot 86,73}{3,3723 + 86,73}}{2 \cdot \frac{3,3723 \cdot 86,73}{3,3723 + 86,73} + 3,747} = 37,1801 \text{ кА}$$

Расчет ударного тока КЗ.

Ударный ток короткого замыкания – это наибольшее мгновенное значение силы тока в электрической цепи при возникновении

короткого замыкания. Сила тока в цепи достигает этого значения примерно через половину периода (для переменного тока) после возникновения короткого замыкания. При этом появляются наибольшие силы взаимодействия между близкорасположенными проводниками. По силе ударный ток КЗ проверяют электрические аппараты и проводники на электродинамическую стойкость.

Ударный ток КЗ определяется по следующей формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗ}} \quad (11)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ;

$k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент;

$I_{\text{КЗ}}$ – трехфазный ток КЗ.

$$i_{\text{уд(к1)}} = \sqrt{2} \cdot 1,44 \cdot 33,9 = 69,036 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд(к2)}} = \sqrt{2} \cdot 1,44 \cdot 4,453 = 9,068 \text{ кА}$$

Расчет теплового импульса тока КЗ.

При протекании тока КЗ температура проводника повышается. Длительность процесса КЗ обычно мала (в пределах нескольких секунд), поэтому тепло, выделяющееся в проводнике, не успевает передаваться в окружающую среду и практически целиком идет на нагрев проводника.

Поскольку ток КЗ значительно превышает ток рабочего режима, нагрев проводника может достигать опасных значений, приводя к плавлению или обугливанию изоляции, к деформации и плавлению токоведущих частей и т. п.

Критерием термической стойкости проводника является допустимая температура его нагрева токами КЗ. Поэтому проводник или аппарат следует считать термически стойким, если его температура в процессе КЗ не превышает допустимых величин.

Также важным критерием является тепловой импульс тока КЗ, или как его еще называют импульс квадратичного тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a) \quad (12)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ или интеграл Джоуля;

$I_{\text{КЗ}}$ – трехфазный ток КЗ;

$t_{\text{откл.}}$ – время отключения тока КЗ;

T_a – постоянная времени цепи КЗ.

$$B_{k(\text{К1})} = 33,9^2 \cdot (10 + 0,05) = 11\,549,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{k(\text{К2})} = 4,453^2 \cdot (10 + 0,05) = 119,284 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все полученные данные по токам КЗ сводим в таблицу 2.

Таблица 2

Результаты расчетов токов короткого замыкания

Вид КЗ	Точки КЗ	
	К1	К2
$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$, кА	33,9	4,453
$I_{\text{КЗ}}^{(2)}$, кА	29,154	3,827
$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$, кА	35,4794	–
$3I_0^{(1)}$, кА	35,4794	–
$3I_0^{(1,1)}$, кА	37,1801	–
$i_{\text{уд}}$, кА	69,039	9,068
B_k , кА ² ·с	11 549,56	119,284

В четвертой главе производится выбор вариантов реконструкции оборудования воздушной линии 220 кВ «БрАЗ-1». Оборудование исследуемой ВЛ морально и физически устарело. А с точ-

ки зрения ремонта, расходные материалы имеются на складах уже в малом количестве, так как завод изготовитель снял с производства оборудование, установленное в ячейки «БрАЗ-1». Таким образом, целесообразно будет произвести замену воздушного выключателя на элегазовый выключатель, установленный разъединитель на разъединитель нового исполнения, а также масляный трансформатор тока на элегазовый трансформатор тока.

В связи с предложенной заменой оборудования, выполним сметный расчёт на демонтаж старого оборудования и монтаж нового. Так же определим стоимость нового оборудования. В смету не вносим оплату за демонтаж старого оборудования и монтаж нового т. к. работу будем выполнять без привлечения подрядных организаций. Отсюда следует, что за финансовые затраты только на приобретение нового оборудования. Стоимость оборудования приведено в таблице 3.

Таблица 3

Смета на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Стоимость, руб./шт.	Общая стоимость, руб.
1	Колонковый элегазовый выключатель типа GL-314 производства ALSTOM Grid (Франция)	1	4 348 870,00 (с НДС: 20 %)	4 348 870,00
2	Элегазовый трансформатор тока ТРГ-220-ХЛ1	3	950 000,00	2 850 000,00
3	Разъединитель типа РГ-220	4	2 450 000,00	9 800 000,00
Итого:	16 998 870,00 руб.			

В пятой главе предложен вариант модернизации релейной защиты воздушной линии 220 кВ «БрАЗ-1». Приведены основные требования к устройствам РЗ в сетях 110–220 кВ. Рассмотрены основные установленные защиты. Выполнен расчет уставок необходимых защит и на основании чего был сделан выбор шкафа компании ЭКРА типа ШЭ2607 016.

В шестой главе пример реализации высокочастотного телеотключения для исследуемой ВЛ 220 кВ «БрАЗ-1» с помощью АКА «Кедр» до включения в работу блока ОД-КЗ со стороны потребителя.

На исследуемой ВЛ 220 кВ, как и говорилось ранее, со стороны источника выполнены все мероприятия по защите потребителя и линии, т. е. установлены выключатели марки ВВД-220Б-40, разъединители марки РДЗ и свой комплекс релейной защиты. Однако несмотря на нормы по обеспечению защиты ВЛ Братский алюминиевый завод в целях экономии средств, со своей стороны, выполнил защиту в виде блока отделитель-короткозамыкателя (ОД-КЗ), что в свою очередь имеет ряд серьезных недостатков:

- перерыв в электроснабжении потребителей (не удастся избежать);
- значительный износ выключателя на головном участке, связанный с отключением тока искусственного короткого замыкания (КЗ), вызванного короткозамыкателем.

В результате повышенного износа выключателя на головном участке, уменьшается его межремонтный интервал, и снижается надежность схемы, что связано с увеличением вероятности отказа выключателя при коммутации больших токов.

Предлагаемый вариант решения проблемы, повышенного износа выключателя на головном участке, это использование систем телемеханики для передачи сигнала на отключение выключателя источника без использования короткозамыкателя, но ОД-КЗ останется резервной защитой. Предлагаемый вариант на основе комплекса высокочастотной (ВЧ) аппаратуры передачи сигналов-команд релейной защиты и противоаварийной автоматики «Кедр».

В седьмой главе приведены мероприятия по обеспечению мер безопасности при организации и производстве работ в устройствах релейной защиты и автоматики на Братской ГЭС.

В результате проведенного в данной работе исследования, электрической схемы воздушной линии 220 кВ «БрАЗ-1», был проанализирован вариант модернизации оборудования линии. Произведен анализ графиков перетоков мощности и напряжения в режиме максимальных нагрузок. Для выбора и проверки коммутационного оборудования и измерительных трансформаторов тока воздушной линии 220 кВ «БрАЗ-1» по условию термической и динамической стойкости был выполнен расчет токов КЗ. Величины токов КЗ составили: трехфазный в начале ВЛ = 33,9 кА, трехфазный в конце ВЛ = 4,453 кА, двухфазный в начале ВЛ = 29,154 кА, двухфазный в конце ВЛ = 3,827 кА, однофазный в начале ВЛ = 35,4794 кА, двухфазный на землю в начале ВЛ = 37,1801 кА, ударный ток в начале ВЛ = 69,039 кА, ударный ток в конце ВЛ = 9,068 кА.

Для реконструкции коммутационного оборудования и измерительных трансформаторов тока ВЛ 220 кВ «БрАЗ-1» была составлена смета в ценах 2020 года учитывающие стоимость нового оборудования. Суммарная стоимость в соответствие со сметой составила 16 998 870,00 рублей.

В процессе рассмотрения модернизации релейной защиты и автоматики был выполнен обзор требований к установке защит: дистанционная защита (ДЗ), токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП), токовая отсечка (ТО), максимальная токовая защита (МТЗ), устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ). А также были выполнены расчеты уставок защиты воздушной линии 220 кВ «БрАЗ-1». В качестве системы релейной защиты и автоматики был выбран шкаф типа ШЭ2607 016 производства «ЭКРА».

Разработан вариант установки телемеханического оборудования высокочастотной связи на базе современной аппаратуры АКА «КЕДР» компании ООО «Уралэнергосервис» г. Екатеринбург.

Выявлены особенности организации и проведения работ в устройствах релейной защиты и автоматики Братской ГЭС.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ:

1) Файзуллин Э. Ф. Особенности аппаратуры передачи команд противоаварийной автоматики «Кедр» в электрических сетях. Молодая мысль – развитию энергетики : материалы IV(XIX) Всероссийской научно-технической конференции студентов и магистров. Братск : Изд-во ФГБОУ ВО «БрГУ», 2019. – 370 с.

2) Файзуллин Э. Ф. Предложение установки системы дублирования сигнала ОД-КЗ. Молодая мысль – развитию энергетики : материалы IV(XIX) Всероссийской научно-технической конференции студентов и магистров. Братск : Изд-во ФГБОУ ВО «БрГУ», 2019. – 370 с.

Высшее учебное заведение	ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»
Структурное подразделение	Инженерный институт
Кафедра	Автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения
Научный руководитель	Пейзель Вилена Марковна

Мелешко Никита Сергеевич

Дипломант конкурса

**Тема: «Исследование устойчивости
генерирующего оборудования Зарамагской ГЭС-1»**

С образованием объединенных энергосистем, включающих в себя большое число работающих параллельно электрических машин, возникла необходимость обеспечения их устойчивой работы. Как показывает мировой опыт, нарушение устойчивости генерирующего оборудования электростанций является главной причиной развития современных системных аварий, которые вызывают полное нарушение электроснабжения крупных промышленных и жилых районов, что подтверждает **актуальность** выбранной темы ВКР. При рассмотрении вопросов усовершенствования энергосистем в историческом плане, можно заметить, что зарубежные подходы к повышению устойчивости электроэнергетических систем отличались от отечественных. Однако, рост суммарного числа системных аварий в мире, который иллюстрируется

графиком на рисунке 1 (1 – реальная кривая, 2 – аналитическая кривая), показывает, что и отечественные и зарубежные подходы несовершенны. Все это подтверждает необходимость более серьезного подхода к обеспечению устойчивости.

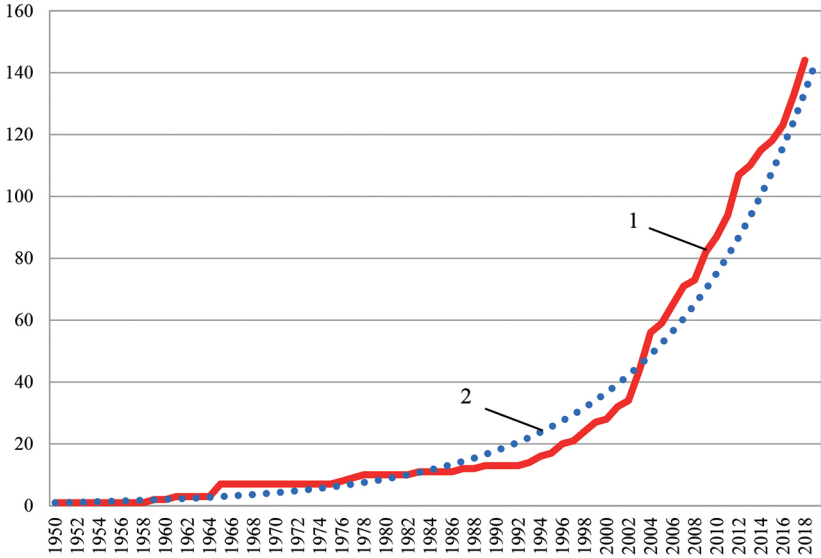


Рис. 1. Рост суммарного числа системных аварий при объединении энергосистем

Цель работы состоит в оценке динамической устойчивости энергоблоков вновь введенной электростанции «Зарамагская ГЭС-1» при возникновении «больших» возмущений электроэнергетического режима.

Объектом исследования является электроэнергетическая система.

Предметом исследования является динамическая устойчивость генерирующего оборудования.

Для достижения поставленной цели в работе решены следующие основные задачи:

1) анализ подходов к обеспечению динамической устойчивости в электроэнергетических системах;

2) анализ существующих методов расчета динамической устойчивости генерирующего оборудования;

3) расчет динамической устойчивости генерирующего оборудования Зарамагской ГЭС-1 в соответствии с действующими нормативно-техническими требованиями;

4) оценка динамической устойчивости генераторов Зарамагской ГЭС-1 по данным, полученным в результате расчета.

Методы исследования: аналитический метод, метод математического моделирования.

В качестве исходных теоретических материалов использовались российские научно-технические издания, в которых рассмотрен самый широкий круг вопросов, связанных с изучением электромеханических переходных процессов, обеспечением и повышением устойчивости энергосистем, а так же статистические данные о системных авариях в энергосистемах мира. Кроме того рассматривались издания, связанные с организацией противоаварийного управления в энергосистемах.

Расчет динамической устойчивости проводился в программном комплексе Mustang. При расчете была сформирована математическая модель исследуемой энергосистемы по реальным параметрам генераторов и элементов сети, включающая 61 узел. Фрагмент энергосистемы, иллюстрирующий схему выдачи мощности исследуемой Зарамагской ГЭС-1, показан на рисунке 2.

Программный комплекс Mustang предназначен для выполнения на ЭВМ расчетов установившихся и переходных электромеханических режимов энергосистем. Немаловажными достоинствами данного комплекса являются простота в использовании и бесплатное распространение.

В Mustang имеется возможность задания характеристик любой автоматики. Директива «Автоматика» служит для моделирования требуемых возмущений в схеме при расчете переходного процесса, а также для моделирования работы комплектов устройств противоаварийной автоматики.

Вся информация об автоматиках представляет собой набор отдельных конкретных автоматик. Каждая конкретная автоматика

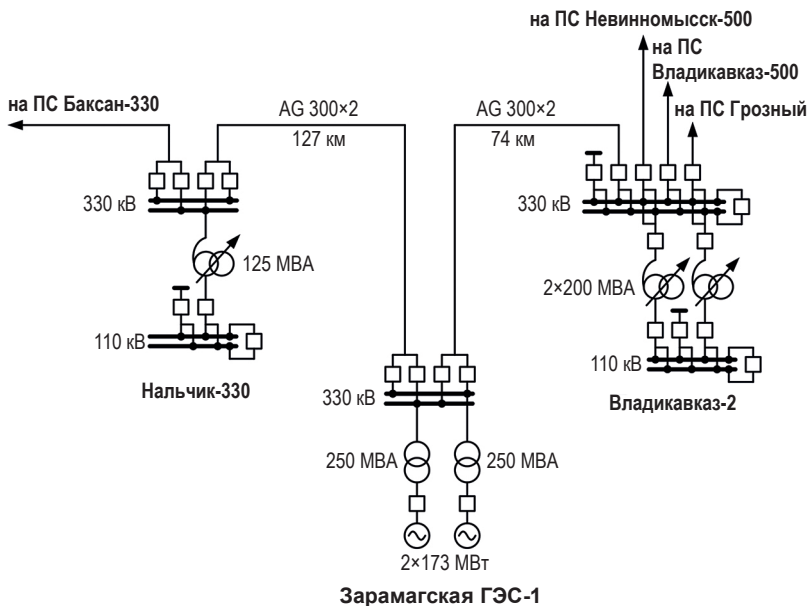


Рис. 2. Схема (принципиальная) выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1

содержит: собственный номер, последовательно записанный набор факторов запуска, блокировки и контроля предшествующего режима (КПР) с логическими связями между ними, а также последовательно записанный набор действий данной автоматики. Ограничений на количество автоматик, а также на количество факторов и действий в них нет, но в каждой конкретной автоматике минимум должен присутствовать один фактор запуска и одно действие.

Такой способ моделирования автоматики с помощью ограниченного набора относительно простых стандартных программных блоков, описывающих различные условия и действия, позволяет смоделировать работу автоматики любой сложности.

Ввод, корректировка и просмотр информации об автоматике осуществляется в универсальном табличном редакторе. Информация о каждой конкретной автоматике заносится построчно.

Каждая строка информации представляет собой либо фактор запуска, блокировки или КПР, либо действие и поэтому, как минимум, содержит соответствующее ключевое слово (фактора или действия).

Основные научные результаты:

1) на основании анализа технической и научной литературы выполнен обзор основных методов расчета динамической устойчивости, рассмотрены достоинства и недостатки этих методов;

2) сформирована математическая модель для расчета установившихся режимов исследуемой энергосистемы и динамической устойчивости Зарамагской ГЭС-1 в специализированном программном комплексе Mustang;

3) выполнен расчет динамической устойчивости энергоблоков Зарамагской ГЭС-1 при возникновении электромеханических переходных процессов, под действием нормативных возмущений, и получены кривые изменения угла роторов генераторов.

4) дано заключение об устойчивости (динамической) генерирующего оборудования исследуемой гидроэлектростанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	3
Введение	4

1. Всероссийский Конкурс «Лучшая учебная, методическая и научная публикация в области гидроэнергетики России – 2020»

Номинация «Лучшая научная публикация»

<i>Швайништейн А. М.</i> Гидравлическое обоснование пропуска строительных расходов Бурейского гидроузла (победитель)	11
<i>Воронков О. К., Ушакова Л. Ф.</i> Основания плотин и их проблемы (дипломант)	23
<i>Швайништейн А. М.</i> Глубинные водосбросы гидроузлов (дипломант)	29
<i>Альберт И. У., Шульман С. Г., Кауфман Б. Д.</i> Надежность свайных фундаментов (учет случайных и неопределенных факторов) (дипломант)	39

Номинация «Лучшая учебная публикация»

<i>Ладенко С. Ю., Иванова Т. В.</i> Гидроузлы и водохранилища как элементы водохозяйственных систем (победитель)	48
<i>Сутырина Е. Н., Фролов С. В., Стулень А. А.</i> Водохозяйственные расчёты (дипломант)	55
<i>Байков В. Н., Волков А. В., Лямасов А. К., Островский В. Л., Орахелашвили Б. М., Рыженков А. В.</i> Методика расчета экономической эффективности при проектировании ГЭС (дипломант)	61
<i>Орахелашвили Б. М., Байдакова Н. В.</i> Выбор гидротурбин для ГЭС (дипломант)	70

2. Всероссийский Конкурс
«Лучшая выпускная квалификационная (дипломная) работа
в области гидроэнергетики
среди выпускников ВУЗов России – 2020»

<i>Сагалакова К. И.</i> Исследование и разработка моделей для оценки технического состояния трансформаторов Новосибирской ГЭС (победитель)	85
<i>Щербаков Е. В.</i> Применение гидрогенераторов с переменной частотой вращения для повышения эффективности ГЭС (победитель)	95
<i>Ярда Н. А.</i> Разработка и математическое моделирование энергетических характеристик гидроагрегата страфлю с возможностью поворота лопастей рабочего колеса (победитель)	106
<i>Ермаков И. Н.</i> Бесплотинная малая ГЭС (дипломант)	123
<i>Хаддадин В. И.</i> Исследование переходных процессов ГЭС с двумя уравнительными резервуарами на подводящем напорном водоводе (дипломант)	134
<i>Богданова Н. С.</i> Разработка системы контроля и диагностики ГТС Рогунской ГЭС (дипломант)	146
<i>Грешных Д. А.</i> Расчет и выбор основного оборудования гидроагрегатов в среде Unreal engine 4 (дипломант)	153
<i>Мосина О. Б.</i> Совершенствование алгоритмов управления агрегатом низконапорной ГЭС (дипломант)	163
<i>Спиридонова М. А.</i> Обоснование типового проекта малой ГЭС (дипломант)	170
<i>Файзуллин Э. Ф.</i> Модернизация оборудования ВЛ 220 кВ «БРАЗ-1» Братской ГЭС (дипломант)	178
<i>Мелешко Н. С.</i> Исследование устойчивости генерирующего оборудования Зарамагской ГЭС-1 (дипломант)	193

**АННОТАЦИОННЫЙ
СБОРНИК РАБОТ
ПОБЕДИТЕЛЕЙ И ДИПЛОМАНТОВ
ВСЕРОССИЙСКИХ КОНКУРСОВ
АССОЦИАЦИИ
«ГИДРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ»
2020 г.**

Компьютерная верстка *А. А. Новиковой*
Дизайн обложки *Я. А. Ветрогонова*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
ОК 005-93, т. 2; 95 3004 — научная и производственная литература

Подписано в печать 27.12.2020. Формат 60×84/16. Печать цифровая.

Усл. печ. л. 12,5. Тираж 120. Заказ 2806.

Отпечатано с оригинал-макета
в Издательско-полиграфическом центре Политехнического университета.
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.
Тел.: (812) 552-77-17; 550-40-14.