

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Сибирский федеральный университет
Саяно-Шушенский филиал СФУ
ПАО «РусГидро»

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ

Сборник материалов
XII Всероссийской научно-практической конференции

Саяногорск; Черемушки, 25–30 мая 2025 г.



Саяногорск; Черемушки
СШФ СФУ
2025

УДК 621.22
ББК 31.5
Г46

Ответственный за выпуск – А.В. Толмачев, канд. с.-х. наук,
директор Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального
университета

Г46 **Гидроэлектростанции в XXI веке:** сб. материалов XII Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 25–30 мая 2025 г. / отв. за вып. А.В. Толмачев. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2025. – 240 с. : ил.

ISBN 978-5-7638-5192-2

Представлены материалы докладов участников XII Всероссийской научно-практической конференции «Гидроэлектростанции в XXI веке», организованной Саяно-Шушенским филиалом Сибирского федерального университета и ПАО «РусГидро».

Материалы, размещенные в сборнике, предназначены специалистам в области электроэнергетики и электротехники, гидротехнического строительства, аспирантам, студентам, обучающимся по соответствующим профилям подготовки.

Ответственность за аутентичность и точность цитат, имен и иных сведений, а также за соблюдение законов об интеллектуальной собственности несут авторы публикуемых материалов. В статьях сохранен авторский стиль.

Электронный вариант издания см.:
<http://91.224.166.66:44391/Main/Index>

УДК 621.22
ББК 31.5

ISBN 978-5-7638-5192-2

© Саяно-Шушенский филиал
СФУ, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

М.Ю. Щеглов, И.Г. Майзель РАЗРАБОТКА ДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА	6
С ПРОГРАММНЫМ ОБЕСПЕЧЕНИЕМ ДЛЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ ВОДОВОДОВ	
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	6

М.О. Перцевой УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА	
СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ПОМОЩИ	
ВЫСОКОДИСКРИТИЗИРОВАННЫХ УСТРОЙСТВ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ	
ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ	15

КРУГЛЫЙ СТОЛ КС ГТС

А.В. Дайнеко, А.Н. Симутин СОВРЕМЕННАЯ КОНЦЕПЦИЯ	
АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА ВЕРТИКАЛЬНЫХ	
ПЕРЕМЕЩЕНИЙ БЕТОННЫХ ПЛОТИН МЕТОДОМ ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО	
НИВЕЛИРОВАНИЯ	25

М.В. Левин СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ	
ЗА СОСТОЯНИЕМ И ВЕРТИКАЛЬНЫМИ ПЕРЕМЕЩЕНИЯМИ	
КОМПЕНСАТОРНЫХ СЕКЦИЙ НАПОРНЫХ ВОДОВОДОВ ЗАГОРСКОЙ ГАЭС.....	34

А.С. Брилинский, Л.С. Смирнова, Г.Д. Мамонтов, И.Р. Готоуллин ОСОБЕННОСТИ	
ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ ФАЗОПОВОРОТНОГО ТРАНСФОРМАТОРА	
НА ВОТКИНСКОЙ ГЭС	39

СТУДЕНЧЕСКИЙ ТРЕК БУДУЩЕЕ ГИДРОТЕХНИКИ ГЛАЗАМИ БУДУЩИХ ГИДРОТЕХНИКОВ

П.А. Сусина НАТУРНЫЕ НАБЛЮДЕНИЯ ЗА СОСТОЯНИЕМ	
ГРУНТОВЫХ ПЛОТИН	51

А.В. Вахрушев, П.Н. Романова ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНОЕ РЕШЕНИЕ ГЭС	58
--	----

Д.И. Голубцов ПЕРЕКРЫТИЕ РУСЛА РЕКИ	63
---	----

Н.С. Ларин ОСОБЕННОСТИ МАНЕВРИРОВАНИЯ ЗАТВОРАМИ ВОДОСЛИВНОЙ	
ПЛОТИНЫ ЗЕЙСКОЙ ГЭС ПРИ ВЫСОКИХ ПАВОДКАХ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ	
ЭФФЕКТИВНОСТИ	70

С.В. Манакова АНАЛИЗ И ВЫЯВЛЕНИЕ ПРИЧИН ДЕФОРМАЦИЙ ДРЕНАЖНОЙ	
ДАМБЫ ХВОСТОХРАНИЛИЩА	75

В.А. Рожнов ПРИКЛАДНАЯ КВАЛИМЕТРИЯ: ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО	
СОСТОЯНИЯ И УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ	
СООРУЖЕНИЙ ЭКСПЕРТНЫМ МЕТОДОМ	85

М.Г. Степанов ГЕНЕЗИС И ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО
ГИДРОСТРОИТЕЛЬСТВА В ДОВОЕННЫЕ ГОДЫ 92

СТУДЕНЧЕСКИЙ ТРЕК
ЦИФРОВЫЕ ИННОВАЦИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКЕ

Е.Е. Винделович, В.Д. Ермакова ПРИМЕНЕНИЕ REINFORCEMENT LEARNING РРО В СОЗДАНИИ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА РЕГУЛЯТОРА ДАВЛЕНИЯ В БАРАБАНЕ ПАРОВОГО КОТЛА	102
А.Д. Тодоров ОБРАБОТКА, НАСТРОЙКА, АНАЛИТИКА СИГНАЛОВ НА ВЕРХНЕМ УРОВНЕ АСУТП САЯНО - ШУШЕНСКОЙ ГЭС	108
С.С. Сергеев КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРИТОКА РЕКИ К СТВОРУ СШГЭС	115
В.А. Адов ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ПРИМЕРЕ КОНТРОЛИРУЕМОГО СЕЧЕНИЯ «ВЫДАЧА МОЩНОСТИ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС»	120
А.В. Ильин УНИВЕРСАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ	129
Ю.Ю. Бартов, И.В. Виль АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ СНЯТИЯ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС	133
Н.А. Губин ПРОТОТИП РАСХОДО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОПТИЧЕСКОГО ДАТЧИКА ДЛЯ СВОБОДНО-ИСТЕКАЮЩИХ ЖИДКОСТЕЙ	140
В.Д Стоянов РОЛЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА В РАБОТЕ УСТРОЙСТВ РЗА. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРАМ ТОКА, ИХ СРЕДСТВА ПРОВЕРКИ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ	146
И.И. Иванов МЕТОДЫ ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	153
И.Д. Замыслов ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБУЧЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ: ВНЕДРЕНИЕ НЕЙРОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	163
А.В. Пооль ИЗУЧЕНИЕ ЛИТЕРАТУРЫ НА ТЕМУ «СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОМ ГЭС»	171
Г.Е. Смолин САМОВОЗБУЖДЕНИЕ И НЕЗАВИСИМОЕ ВОЗБУЖДЕНИЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ	177
В.Д. Степанова ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАСКАДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА РЕКЕ АНГАРЕ	182

С.А. Худоногов РЕКОНСТРУКЦИЯ ЗРУ 220 кВ КОЛЫМСКОЙ ГЭС	187
3.Е. Шевкунов КОНТРОЛЬ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ В ИЗОЛЯЦИИ ГИДРОГЕНЕРАТОРА. АППАРАТУРА В СИСТЕМЕ ЕГО ДИАГНОСТИКИ	193
СПЕЦИАЛЬНАЯ РАБОЧАЯ СЕССИЯ СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ	
Д.С. Сычев ВЛИЯНИЕ НАЛИЧИЯ ФАКТИЧЕСКИХ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ, ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ДАННЫХ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЭС	202
Е.В. АниковичАНАЛИЗ НЕОДНОРОДНОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЛОПАСТЕЙ КОЛЕС ГЭС С ДЕФЕКТАМИ ПО ЧИСЛАМ ТВЕРДОСТИ	210
И.В. Коковкин, В.С. Селезнев, Е.Э. Пархоменко, Д.А. Уколов ВОЗМОЖНОСТЬ ДИСТАНЦИОННОГО ИЗУЧЕНИЯ ФИЗИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛОТИНЫ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС	215
В.А. Лавшонок ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ГРУНТОВ ОГРАЖДАЮЩЕЙ ДАМБЫ В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ	223
Б.Т. Юсупов ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ТУГУРСКОЙ ПРИЛИВНО-ВОДОРОДНОЙ СТАНЦИИ	231

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

УДК 627.844

РАЗРАБОТКА ДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ПРОГРАММНЫМ ОБЕСПЕЧЕНИЕМ ДЛЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ ВОДОВОДОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

М.Ю. Щеглов¹, И.Г. Майзель²

¹ООО «ЭН+ГИДРО»

²Иркутский Научно Исследовательский Технический Университет²

Аннотация. Отражён опыт проектирования, изготовления и испытания диагностического комплекса для обследования водоводов. Создание специализированного роботизированного диагностического устройства позволит исключить риск травмирования персонала (особо опасные работы), повысит качество диагностирования, наполнения баз данных статистики (в одних и тех же точках измерения), снизит трудоемкость подготовительных работ, время и затраты на обследование водоводов.

Ключевые слова: диагностический комплекс, водовод, обследование водоводов гидроэлектростанции.

DEVELOPMENT OF A DIAGNOSTIC COMPLEX WITH SOFTWARE FOR INSPECTION OF HYDROELECTRIC POWER PLANT PIPELINES

М.Y. Shcheglov¹, I.G. Maisel²

¹ООО «EN+HYDRO»

²Irkutsk Scientific Research Technical University

Annotation. The experience of designing, manufacturing and testing a diagnostic complex for the inspection of water pipes is reflected. The creation of a specialized robotic diagnostic device will eliminate the risk of injury to personnel (particularly dangerous work), improve the quality of diagnosis, filling statistical databases (at the same measurement points), reduce the complexity of preparatory work, time and cost of inspection of water pipes.

Keywords: diagnostic complex, aqueduct, inspection of hydroelectric power plant aqueducts.

Введение

В процессе многолетней эксплуатации металлическая облицовка водоводов подвержена коррозии, эрозии, сейсмическим воздействиям, вибрации, гидравлическим ударам и т.д. что постепенно снижает характеристики металла и приводит к утонению металла и трещинообразованию. Поэтому для обеспечения безопасной эксплуатации необходимо проведение оценки остаточного ресурса.

В соответствие Методическими указаниями и техническими регламентами эксплуатации объектов гидроэнергетики, с периодичностью в 5 лет водоводы должны проходить инструментальное обследование методами неразрушающего контроля для определения состояния металла обечайек (визуальная диагностика и толщинометрия) и сварных швов (ультразвуковая диагностика).

Инструментальное обследование водовода методами неразрушающего контроля кроме самого обследования предполагает проведение большого комплекса подготовительных работ, предшествующих обследованию.

Использование лесов для обследования наклонного участка водовода представляет значительные сложности, как в техническом, так и в организационном плане, приводит к значительному увеличению времени обследования и существенно повышает затраты на диагностику.



Рис. 1 Леса для обследования водовода

Исходя из вышеизложенного, проблема инструментального обследования водоводов с помощью роботизированного диагностического комплекса (ДК) была признана актуальной, в 2020 году была представлена в качестве одного из кейсов корпоративного акселератора «Лаборатория энергетики. А в 2022 г. был заключён договор на НИОКР между ООО ЭН+ГИДРО и Иркутским Научно Исследовательским Техническим Университетом(ИРНИТУ).

Этапы реализации проекта

- Анализ существующей документации на водоводы;
- Разработка технических требований к роботизированному устройству;
- Разработка эскизного макета роботизированного устройства;
- Разработка описания комплекса технических средств ДК;
- Разработка описания перечня входных сигналов и данных ДК;
- Проектирование ДК, изготовление и тестирование;
- Разработка рабочих чертежей, комплектация, изготовление, сборка, испытание и тестирование;
- Проведение опытно-промышленной эксплуатации ДК на площадке ГЭС;
- Доработка ДК в соответствии с рекомендациями Заказчика;
- Адаптация СПО ДК с информационной системой Заказчика.

ИРНИТУ были сформированы 3 группы по основным направлениям:

- проектирование транспортного модуля на магнитных колесах;
- проектирование системы управления и позиционирования;
- проектирование системы неразрушающего контроля.

Рабочей группой специалистов ЭН+ГИДРО были сформулированы требования к системам диагностического комплекса (ДК), которые получили своё отражение в техническом задании и технических требованиях к ДК.

Требования к диагностическому комплексу

1. Визуальная диагностика внутритрубного пространства для выявления дефектов и повреждений по внешним признакам с измерением дефектов, фото-видео фиксацией и указанием координат;
2. Проведение методами неразрушающего контроля (МНК) измерения толщины металлической обечайки турбинных трубопроводов;
3. Проведение неразрушающего контроля сварных швов;
4. Накопление базы данных для ретроспективного анализа и оценки состояния водоводов в период эксплуатации;
5. Автоматизация подготовки отчёта по результатам диагностики водоводов.

Основную сложность в данном проекте представляло проектирование и изготовление транспортного модуля.

Решались следующие задачи:

1. Габариты ДК (возможность доставки в водовод через люк диаметром 480 мм);
2. Зацепление колёс о поверхность;
3. Преодоление искусственных неровностей (трубопроводы, сварные швы);
4. Размещение и оснащение диагностическими приборами;
5. Позиционирование диагностического комплекса в водоводе;

6. Маневрировании по цилиндрической поверхности водовода (постоянный контакт колес с поверхностью вне зависимости от положения робота);

7. Поверхность водовода в результате многолетней эксплуатации, кроме естественного налета ржавчины, покрыта бугристыми отложениями высотой 5-8 мм (рис. 2);

8. Ржавчина скапливается на колёсах (Рис. 2). Может приводить к увеличению зазора между колесом и поверхностью водовода что отрицательно сказывается на способности магнитов удерживать ДК на металлической обечайке.



Рисунок 2. Бугристая поверхность водовода и отложения на колесах

Рассмотрим подходы, которые использовались при решении данных задач (транспортный модуль)

1. Первоначально был предложен 3-х колесный вариант транспортного модуля (рис. 3).

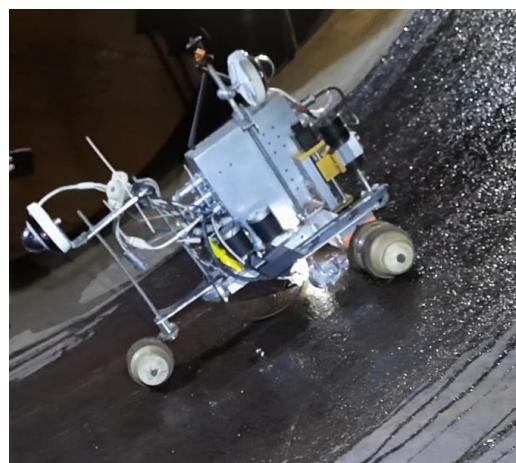


Рисунок 3. 3-х колесный робот на нижнем своде водовода

Достоинства: хорошая управляемость;

Недостатки: наличие только 2-х приводных колес, проскальзывание и скатывание на вертикальных и увлажнённых участках поверхности.

2. Вторым вариантом послужила четырёх колёсная схема с независимой подвеской (рис. 4).



Рисунок 4. Независимая подвеска привода колес

Достоинства: хорошее сцепление с поверхностью, в том числе с криволинейной;

Недостатки: непригодна при использовании диагностических приборов на верхнем своде водовода, за счёт изменения направления вектора силы тяжести и как следствие увеличения расстояния от платформы до поверхности, является критичным при использовании диагностических датчиков;

3. Внешне расположением привода колёс (рис. 5).

Достоинства: компактная колесная база, позволяет минимизировать коррекцию датчиков и их перемещение;

Недостатки: увеличение ширины робота приводит к контакту двигателя с поверхностью водовода при движении вдоль его оси.



Рисунок 5. Платформа робота с внешним расположением приводов колес

4. Восьми колёсная схема (рис. 6)

Достоинства: способность 8 магнитов стабильно удерживать ДК на бугристой поверхности металлической обечайки, и обеспечивает хорошее удержание траектории;

Недостатки: при проведении испытаний ДК сорвался с верхнего свода водовода.

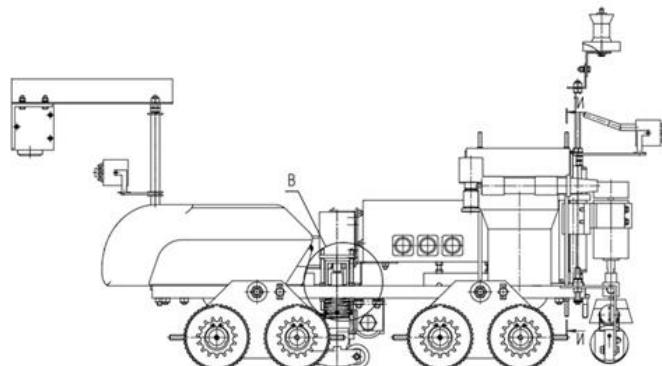


Рисунок 6. Схема 8-ми колесного робота

Предполагалось что данный вариант модернизации робота является окончательным. При проведении испытаний, проходя через верхний свод произошел отрыв сначала левого заднего колеса, а затем и падение.

Анализ причин показал, силы прижатия, позволяющие разрушать бугристые отложения в нижней части водовода, в верхней части значительно уменьшаются, поскольку вектор силы тяжести на верхнем своде водовода направлен в противоположную от поверхности, силы магнитного притяжения колёс не хватает для разрушения бугристых отложений.

Для решения этой задачи решено установить 16 магнитов (по 2 на колесо), общее усилие составлит 700 кг, что обеспечивает 6-ти кратный запас по удержанию. По тяговым характеристикам запас составляет 40%, что должно обеспечивать устойчивое движение и маневрирование.

Диагностика

Для проведения обследования диагностический комплекс оснащен толщиномером ЕМ2020 и вихретоковым дефектоскопом Вектор 50А (рис. 10).

- М2020 встраиваемый ЭМА модуль с преобразователем и программным обеспечением. Представляет собой систему для проведения толщинометрии и дефектоскопии стального листа, стальных труб, изделий из алюминия и других металлов при помощи электронного преобразователя;
- Вихретоковый дефектоскоп ВЕКТОР версии 50А предназначен для автоматизации процесса вихретокового контроля в компактных установках. Дефектоскоп представляет собой программно управляемое устройство без экрана, передающее информацию по высокоскоростному интерфейсу Ethernet.

Требования к измерительным приборам:

- Дистанционная управляемость;
- Безконтактные датчики.



Рисунок 7. Датчики дефектоскопа и толщиномера на экране оператора

- выявлять трещины размером (длиной) не менее 1 мм,
- на глубине до 1 мм;

выявлять другие поверхностные и подповерхностные дефекты (поры, несплошности, посторонние включения);

Точность определения размера дефектов должна составлять ± 1 мм., точность определения толщины стенки обечайки должна составлять $\pm 0,1$ мм.

Позиционирование

Позиционирование ДК в водоводе осуществляется с помощью робота-таксиметра (рис. 8), который устанавливается в базовую точку в нижней части водовода имеет возможность отслеживать положение диагностического комплекса с помощью отражателя. Точность позиционирования ± 10 мм. Информация передается на пульт оператора в виде отметки на 3-D модели.



Рис. 8. схема координирования в реальном времени

Управление

Основные составляющие поста дистанционного управления (рис. 9):

1. Мини-ПК;
2. Дисплей;

3. Микроконтроллер STM серии F407;
4. Трехосевой джойстик;
5. Клавиатура с трекболом;
6. Система управления питанием.



Рисунок 9 Пульт управления и интерфейс.

Интерфейс управляющей программы

В интерфейс производится вывод изображения с видеокамер (поле 1), отображение данных телеметрии (поля 2, 3) и наглядное представление положения мобильного робота внутри водовода, в виде отметки на 3D-модели (поле 4).



Рисунок 10. Рабочее место оператора при проведении диагностики.

В режиме реального времени оператор производит визуальную оценку текущего состояния поверхности водовода при помощи видеокамер, установленных на диагностическом комплексе. При измерении толщины, полученные данные, вносят в диагностическую таблицу с привязкой к координатам измерения.

Выводы

Реализовано согласно ТЗ и ТТ:

1. Удержание и перемещение ДК на металлической поверхности водовода с радиусом кривизны, включая боковые поверхности, от 3 до 3.5 метров (по всей длине окружности);
2. Разработан пульт управления и интерфейс пульта управления ДК;
3. Разработано уникальное программное обеспечение обеспечивающее движение диагностического комплекта на разных участках водовода.
4. Разработана 3D модель водовода.
5. Разработана система позиционирования с привязкой координат.
6. Выполнение инструментального измерения толщины металлической обшивки турбинных водоводов с привязкой координаты на 3D модели водовода.
7. Выполнение неразрушающего контроля сварных швов металлической обшивки турбинных водоводов с привязкой координаты на 3D модели водовода.
8. Визуальное диагностирование поверхности водовода с привязкой координаты на 3D модели водовода.
9. Автономная работа ДК не менее 8 часов с возможностью оперативной замены аккумуляторных батарей.

Требуются доработки:

1. Обеспечение ударопрочности и пылевлагозащищенности ДК;
2. Замена редукторов на более мощные.

Список использованных источников

1. Федеральный закон от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О безопасности гидротехнических сооружений» дата введения 1997-06-23 (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2022) – 9 с. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15265/(дата обращения: 29.04.2025).
2. СТО 17230282.27.010.001-2007. Здания и сооружения объектов энергетики. Методика оценки технического состояния. Редакция от 15 ноября 2007. ... Утвержден Приказом ОАО РАО "ЕЭС России". от 22 октября 2007 года № 677- Москва, 2007. – URL: https://www.consultant.ru/law/podborki/zdaniya_i_sooruzheniya_obektov_jenergetiki._metodika_ocenki_tehnicheskogo_sostoyaniya/ (дата обращения: 25.04.2025).
3. СТО 70238424.27.140.035-2009 Гидроэлектростанции. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования. дата введения 2009-12-31. – Москва: ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева», 2009. – 13с.

4. СП 70.13330.2012 «Свод правил. Несущие и ограждающие конструкции» – это актуализированная редакция СНиП 3.03.01-87. Документ утверждён приказом Госстроя от 25.12.2012 №109/ГС и действует с 1.07.2013. Москва: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). – URL:<https://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=STR&n=16657#LHSEmxU0NzKVQcG5> (дата обращения: 29.04.2025).

УДК 621.3.072.9

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ПОМОЩИ ВЫСОКОДИСКРИТИЗИРОВАННЫХ УСТРОЙСТВ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

М.О. Перцевой¹

Научный руководитель А.А. Ачитаев^{1,2}
кандидат технических наук, доцент

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

²Департамент инноваций ПАО «РусГидро»

Аннотация. В настоящее время рассматривается вопрос по применению системы мониторинга силовых трансформаторов на энергообъектах ПАО «РусГидро». Статья посвящена анализу возможности расширения функционала системы мониторинга силовых трансформаторов за счёт применения технологии «Continuous point on wave». Сформированы математические модели двухобмоточного трансформатора с заданной кривой намагничивания, исследованы характеристы броска тока намагничивания и дефекта изоляции при помощи технологии «Continuous point on wave».

Ключевые слова: Силовые трансформаторы, система мониторинга силовых трансформаторов, синхронизированные векторные измерения, устройства синхронизированных векторных измерений, continuous point on wave, измерения с высокой частотой дискретизации, бросок тока намагничивания, дефект изоляции силовых трансформаторов, метод сжатия потоковых данных, предиктивная аналитика.

IMPROVEMENT OF THE POWER TRANSFORMER MONITORING SYSTEM USING HIGHLY SAMPLED SYNCHRONIZED VECTOR MEASUREMENT DEVICES

M.O. Pertsevoy¹

Scientific supervisor A.A. Achitaev^{1,2}

candidate of technical sciences, Associate Professor

¹*Sayano-Shushensk Branch of Siberian Federal University*

²*«RusHydro» Innovation Department*

Annotation. The issue of application of power transformer monitoring system at power facilities of «RusHydro» is currently under consideration. The article is devoted to analyzing the possibility of extending the functionality of the power transformer monitoring system by applying the “Continuous point on wave” technology. Mathematical models of a two-winding transformer with a given magnetization curve are formed, the characters of magnetization current rush and insulation defect using the “Continuous point on wave” technology are investigated.

Keywords: Power transformers, power transformer monitoring system, synchronized vector measurements, synchronized vector measurement devices, continuous point on wave, measurements with high sampling rate, magnetizing current throw, insulation defect of power transformers, stream data compression method, predictive analytics.

Введение

Применение технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) позволило проводить мониторинг режимов работы Единой энергетической системы (ЕЭС), переходных процессов в ЕЭС, а также точечно определять источники незатухающих колебаний: высокоамплитудные длительные низкочастотные колебания (НЧК) и синхронные качания [1]. Кроме того, на основании данных СВИ инженерному центру «Энергосервис» стало возможным создать систему мониторинга силовых трансформаторов (СМСТ), которая позволяет: проводить непрерывное измерение, регистрацию, преобразование и отображение диагностических параметров силового трансформатора (СТ); определять техническое состояние СТ; прогнозировать остаточный ресурс СТ и оптимизировать проведение регламентных диагностических работ и обеспечить переход к ремонту по состоянию. На рисунке 1 представлена диаграмма повреждений различных видов основного электрооборудования ПС 35-750 кВ на основании отчёта повреждаемости основного оборудования подстанций напряжением 110-750 кВ ПАО «Россети» [2].

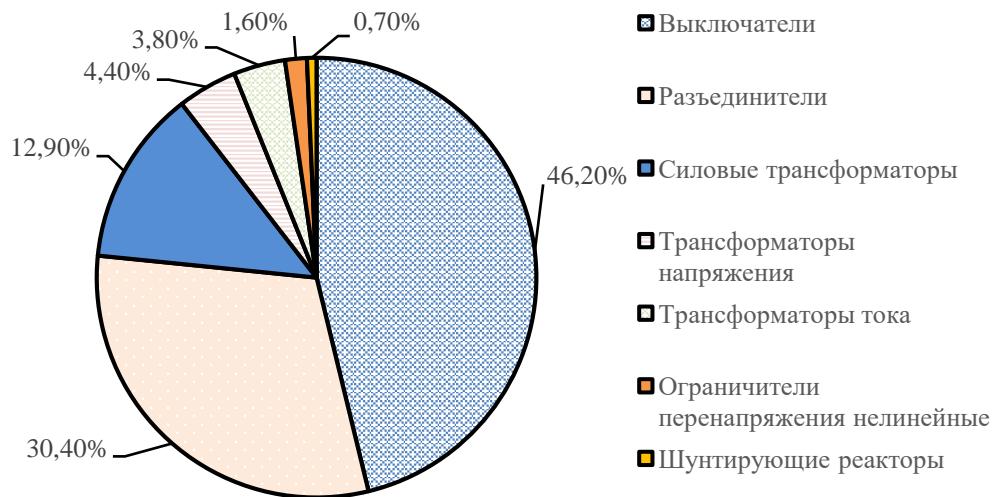


Рисунок 1 – Диаграмма повреждений различных видов основного электрооборудования ПС 35-750 кВ

СМСТ позволяет измерять фазные напряжения и токи в комплексном виде и частоту сети. Но ввиду недостаточной частоты дискретизации (50 кадров в секунду) технология СВИ не позволяет идентифицировать такие колебания, как высшие гармоники. Также технология СВИ не позволяет точно классифицировать повреждение. Кроме того, при разработке предиктивной модели на основе технологии СВИ необходимая точность модели может быть не достигнута. Помимо перечисленных проблем, необходимо производить расчёт параметров схемы замещения (СЗ) СТ в режиме реального времени. Именно поэтому была разработана технология *continuous point on wave* (CPOW), которая является производной технологии СВИ. На данный момент CPOW в России внедряется компанией «Энергосервис» в многофункциональное устройство ESM. Отличие между данными технологиями заключается в частоте дискретизации данных – частота дискретизации данных CPOW составляет 512-10000 измерений в секунду. Именно за счёт высокой дискретизации данных технология CPOW позволит расширить возможности СВИ. В статье описана значимость применения технологии CPOW для СМСТ.

Анализ проблематики

Поскольку при помощи СМСТ на базе СВИ невозможно четко классифицировать высшие гармоники, то возникновение дефекта изоляции СТ не может быть определено персоналом. Повреждение изоляции СТ приводит к: пробою изоляции, коротким замыканиям (КЗ), пожару стали, несимметричному режиму работы сети. Также при эксплуатации СТ происходит изменение его параметров СЗ, которые необходимо уточнять. Изменение режимных параметров может привести к увеличению потерь на холостой ход (ХХ), изменению напряжения КЗ и, соответственно, нарушению условий параллельной работы СТ. Также стоит отметить, что при переходе к

ремонту по состоянию для определения дефектов необходима точная модель, в противном случае неточная модель может привести либо к ложному оповещению персонала о дефекте, либо к необнаружению дефекта, следовательно, к аварийному останову СТ и экономическим потерям. Система СРОВ, безусловно, за счёт высокой частоты дискретизации позволяет решить данные проблемы. Но проблема СРОВ заключается в том, что высокая частота дискретизации приводит к большим потокам данных, которые на данный момент передавать невозможно. Для решения данного недостатка необходимо использовать математическую обработку цифровых сигналов. Стоит отметить, что необходимо разрабатывать нормативную документацию для внедрения технологии СРОВ, а также проработать вопрос о внедрении данной технологии для АО «СО ЕЭС».

Определение СЗ СТ на основе СВИ

Изначально параметры СЗ СТ определяются опытами ХХ и КЗ. Но согласно исследованиям инженерного центра «Энергосервис» [9] расчёт параметров СЗ СТ производится для Т-образной СЗ двухобмоточного трансформатора при помощи СВИ без вывода СТ из работы. Также расчёт производится на основе матричного исчисления, что позволяет повысить точность измерений. На рисунке 3 представлена Т-образная СЗ двухобмоточного СТ.

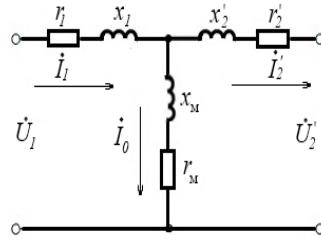


Рисунок 3 – Т-образная СЗ СТ

Согласно 1 закону Кирхгофа

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_1 - \dot{I}_2' \quad (1)$$

Согласно 2 закону Кирхгофа

$$\dot{U}_1(k) = \dot{U}_2'(k) + \dot{I}_2'(k) \underline{z}_2' + \dot{I}_1(k) \underline{z}_1 \quad (2)$$

Стоит отметить, что напряжение намагничивания на данном этапе не учитывается, так как оно пренебрежимо мало. Выражая комплексное сопротивление первичной обмотки, уравнение примет вид

$$\underline{z}_1 = \frac{\dot{U}_1(k) - \dot{U}'_2(k) - \dot{I}'_2(k) \underline{z}'_2}{\dot{I}_1(k)} \quad (3)$$

Далее происходит подбор такого измерения n , близкое к измерению k , и записывается 2 закон Кирхгофа

$$\dot{U}_1(k-n) = \dot{U}'_2(k-n) + \dot{I}'_2(k-n) \underline{z}'_2 + \dot{I}_1(k-n) \underline{z}_1 \quad (4)$$

Подставляя значение \underline{z}_1 и выражая \underline{z}'_2 , уравнение примет вид

$$\underline{z}'_2 = \frac{\dot{U}_1(k-n)\dot{I}_1(k) - \dot{U}_1(k)\dot{I}_1(k-n) + \dot{U}'_2(k)\dot{I}_1(k-n) - \dot{U}'_2(k-n)\dot{I}_1(k)}{\dot{I}_1(k)\dot{I}'_2(k-n) - \dot{I}_1(k-n)\dot{I}'_2(k)} \quad (5)$$

Значение \underline{z}_0 определяется согласно закону Ома

$$\underline{z}_0 = \frac{\dot{U}_0(k)}{\dot{I}_0(k)} = \frac{\dot{U}_1(k) - \dot{I}_1(k) \underline{z}_1}{\dot{I}_1(k) - \dot{I}'_2(k)} \quad (6)$$

Метод сжатия потоковых данных

Метод сжатия потоковых данных основан на применении субполюсного кодирования, который является частным случаем линейного преобразования [5], [10]. Данный метод кодирования основан на свёртке сигнала с несколькими полосовыми фильтрами и децимации результата. Сигналы энергосистемы представляются как разложение спектров основной частоты f_0 , а также гармонические составляющие f_1 , кратные основной частоте. В свою очередь основные частоты находятся в диапазоне отклонений W . Области между гармониками соответствуют интергармоникам. На рисунке 4 представлена схема данных сигналов.

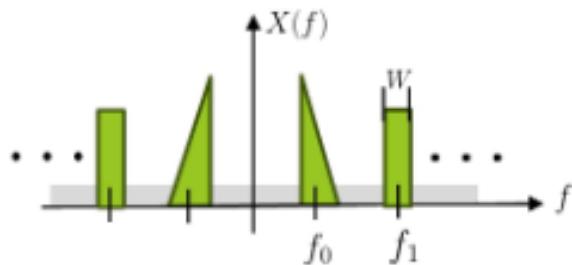


Рисунок 4 – Разложение сигналов энергосистемы

На рисунке 5 представлена схема сжатия спектров частоты.



Рисунок 5 – Сжатие спектров частоты

На вход поступает сигнал $x(t)$, далее проходит через фильтры $H = (H_e, H_1, \dots, H_n)$, которые выделяют спектр $x_k[n]$ в его базисное представление $y_k[n]$, рассчитываемое по формуле

$$y_k[n] = (x[n] \cdot e^{-jk\omega_0 n}) \otimes h_k[n], \quad (7)$$

$$\omega_0 = \frac{2\pi f_0}{f_s}$$

где f_s – частота дискретизации сигнала;

\otimes – оператор свёртки.

Интергармоники $y_e[n]$ представляются в виде

$$y_e[n] = x[n] - \sqrt{2} \operatorname{Re} \left(\sum_{k=1}^K y_k[n] \cdot e^{jk\omega_0 n} \right) \quad (8)$$

Если интергармоники отсутствуют, то $y_1[n]$ не равно нулю.

Далее сигнал проходит через детекторы активности (D_e, \dots, D_k) для определения сжатия от передачи на частоте Найквиста до полного сжатия, исключающего сжатие $y_k[n]$. Детектор выдаёт результат $\omega_k = 1$, если спектр активен, иначе – $\omega_k = 0$. После чего происходит сжатие сигнала по теореме в S_k раз. По теореме Найквиста – аналоговый сигнал может быть восстановлен по дискретным отсчётам, взятым с удвоенной частотой максимальной частоты спектра, S_k определяется по формуле

$$S_k = \left\lceil \frac{f_s}{W_k} \right\rceil \quad (9)$$

Если спектр активен, то сжатая последовательность данных примет вид

$$\tilde{x}_k[n] = \begin{cases} y_k[nS_k], & k=1, \\ \emptyset, & k \neq 1 \end{cases}, \quad (10)$$

где \emptyset означает, что данный поток данных не нужно сжимать и преобразовывать.

Далее потоки данных с пониженной частотой дискретизации преобразуются в битовый поток данных, что позволит передавать потоки данных. Раскодировка данных происходит по обратному принципу.

Анализ эффективности СРОВ. Тесты, проводимые в математической модели Matlab

Проводимые испытания выполнены в математической модели Matlab, которая представлена на рисунке 6.

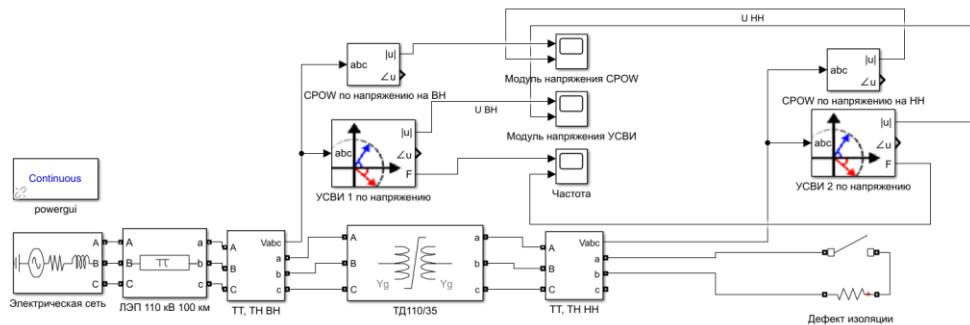


Рисунок 6 – Математическая модель

В данной модели исследованы бросок тока намагничивания (БТН) при включении СТ на ХХ и дефект изоляции, которые характеризуются возникновением токов и напряжений нулевой и обратной последовательности.

Для СТ была задана кривая намагничивания на рисунке 7.

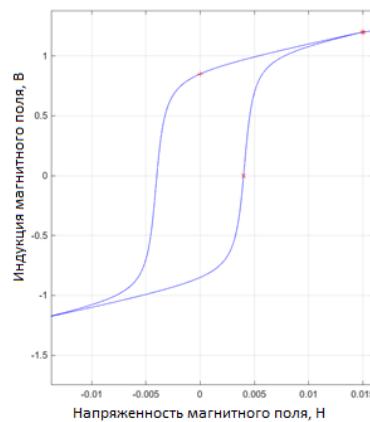


Рисунок 7 – Кривая намагничивания СТ

Дефект изоляции вызван замыканием ключа в моменты времени 0,21-0,24 с. На рисунке 8 представлены результаты измерения УСВИ по напряжению со стороны высокого и низкого напряжений СТ.

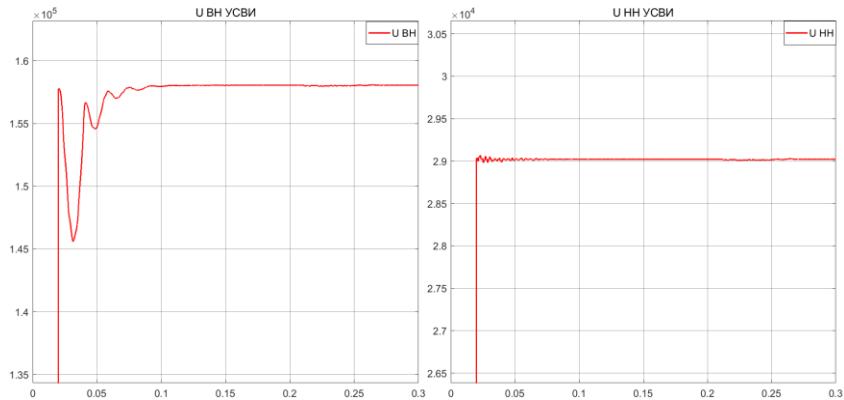


Рисунок 8 – Измерения УСВИ по напряжению СТ

Исходя из рисунка 8, до момента 0,1 с УСВИ был зафиксирован БТН, но при этом дефект изоляции не был обнаружен.

На рисунке 9 представлены результаты измерений СРОВ по напряжению обратной последовательности со стороны высокого и низкого напряжений СТ.

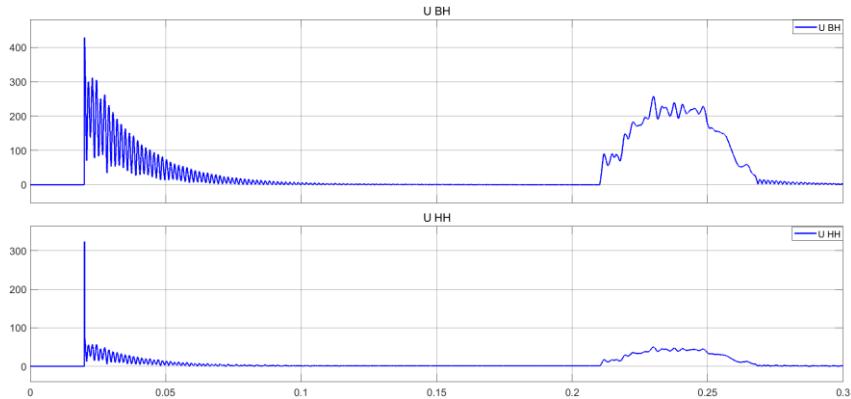


Рисунок 9 – Измерения СРОВ по напряжению СТ

Исходя из рисунка 9, измерения СРОВ со стороны высокого и низкого напряжений СТ показали детализированный процесс БТН, а также был зафиксирован дефект изоляции в промежутки времени 0,21-0,26 с.

На рисунке 10 представлены измерения СРОВ со стороны высокого и низкого напряжений обратной последовательности по 3 и 5 гармоникам.

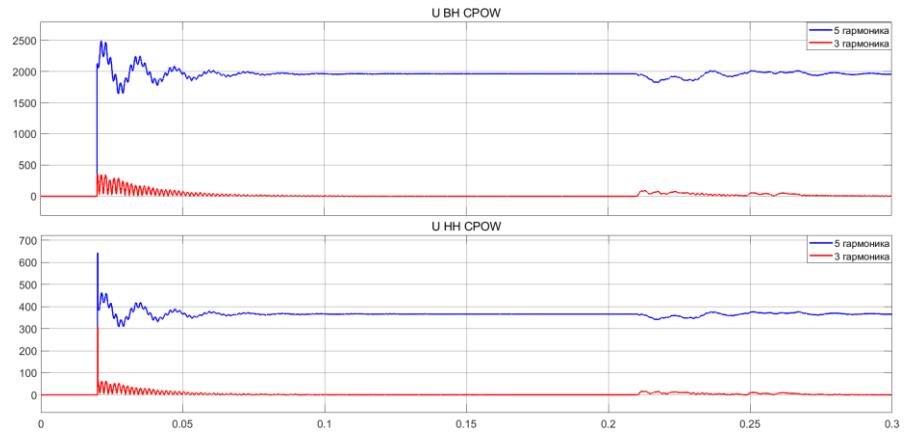


Рисунок 10 – Измерения CPOW по 3 и 5 гармоникам

Измерения, полученные при помощи CPOW, детальны для определения высших гармоник.

В заключение необходимо сказать, что применение технологии CPOW для СМСТ позволит расширить её возможности, что было доказано на примере БТН и созданного дефекта изоляции. Кроме того, данная технология может быть внедрена не только в СМСТ, но и в систему мониторинга переходных режимов (СМПР), что позволит проводить мониторинг высших гармоник, вызванных по причине роста возобновляемой энергетики. Для внедрения данной технологии необходимо проведение НИОКР, доказывающих эффективность CPOW, а также разработку новых нормативных актов, регулирующих применение технологии CPOW. Необходимо и применение новых подходов к обработке данных, позволяющих передавать данные с высокой частотой дискретизации. Совокупность данных решений позволит говорить о применимости технологии CPOW.

Вывод

В статье представлены результаты исследований внедрения технологии CPOW для СМСТ. Был проведён литературный обзор технологии CPOW. Было представлены математическое описание методов определения СЗ СТ и сжатия потоковых данных. Были исследованы характер БТН СТ и дефект изоляции, показаны возможности, благодаря которым технология CPOW позволяет дополнить СМСТ. Результаты исследований и проведённых тестов утверждают об эффективности расширения возможностей СМСТ при помощи технологии CPOW.

Список использованных источников

1. Ачитаев А.А., Перцевой М.О. Идентификация низкочастотных колебаний и синхронных качаний методами искусственного интеллекта / А.А. Ачитаев, М. О. Перцевой // Гидроэлектростанции в XXI веке: Сб. материалов X Всерос. науч.-практ. конф. молодых ученых, специалистов, аспирантов,

студентов и школьников: 24-28 апреля 2023 г.: сборник. – Саяногорск; Черемушки: СШФ СФУ, 2023. – С. 346-355.

2. Повреждаемость электрооборудования ПС напряжением 110-750 кВ в РФ / Научно-технический журнал «Энергия единой сети» [Электронный ресурс]. URL: <https://xn----glcfccctdci4bhow0as6psb.xn--p1ai/nomera-zhurnalov/2-7-2013-g/povrezhdaemost-elektrooborudovaniya-ps-napryazheniem-110-750-kv-v-rf/> (дата обращения: 09.11.2024).

3. Направления совершенствования функций релейной защиты за счет использования технологий синхронизированных векторных измерений / Мухлынин Н.Д., Ерохин П.М., Паздерин А.В. / Электротехнические Системы И Комплексы, 2022. – № 3 (56). – С. 4 – 11.

4. Fault location in meshed and active power distribution networks Madrid, Spain / Galvez C., Abur A. / IEEE, 2021. – С. 1–6.

5. Grid monitoring and protection with continuous point-on-wave measurements and generative AI / Tong L., Wang X., Zhao Q., 2024.

6. Shirsat A. [и др.]. 1 ConvEDNet: A Convolutional Energy Disaggregation Network Using Continuous Point-On-Wave Measurements Denver, CO, USA: IEEE, 2022. – С. 1–5.

7. Системы управления, мониторинга и защиты на основе синхронизированных векторных измерений / Пискунов С.А., Мокеев А.В., Ульянов Д.Н., Попов А.И., Родионов А.В. / Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2021. – С. 133–142.

8. Adaptive Subband Compression for Streaming of Continuous Point-on-Wave and PMU Data / Wang X., Liu Y., Tong L. / IEEE Transactions on Power Systems, 2021. – № 6 (36). С. 5612–5621.

СЕКЦИЯ КРУГЛЫЙ СТОЛ КС ГТС

УДК 69

СОВРЕМЕННАЯ КОНЦЕПЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА ВЕРТИКАЛЬНЫХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ БЕТОННЫХ ПЛОТИН МЕТОДОМ ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО НИВЕЛИРОВАНИЯ

А.В. Дейнеко¹, А.Н. Симутин²

¹ООО «Сигма Тай»

²ООО «Монитрон»

Аннотация. Вертикальные перемещения (осадки) являются ключевым показателем технического состояния ГТС. Развитие технологий мониторинга направлено на непрерывное измерение осадок. В докладе показаны принципы работы современного отечественного программно-аппаратного комплекса непрерывного автоматизированного телеметрического мониторинга осадок методом гидростатического нивелирования. Рассмотрены научноемкие методы автоматизированного анализа результатов мониторинга: прогнозные коридоры, МКЭ-модели, виртуальный мониторинг, регрессионные модели машинного обучения.

Ключевые слова: мониторинг вертикальных перемещений (осадок), гидростатическое нивелирование, цифровизация мониторинга, бетонные плотины.

THE MODERN CONCEPT OF AUTOMATED MONITORING OF VERTICAL DISPLACEMENTS OF CONCRETE DAMS USING THE HYDROSTATIC LEVELING METHOD

А.В. Deineko¹, А.Н. Simutin²

¹«Sigma Tau» LLC

²«Monitron» LLC

Annotation. Vertical displacements (settlements) are a key indicator of the technical condition of the hydraulic structures. The development of monitoring technologies is aimed at continuous measurement of settlements. The report shows

the operating principles of a modern home-made software and hardware complex for continuous automated telemetric monitoring of settlements using the hydrostatic leveling method. Science-intensive methods of automated analysis of monitoring results are considered: forecast corridors, FEM models, virtual monitoring, regression models of machine learning.

Keywords: monitoring of vertical displacements (settlements), hydrostatic leveling, digitalization of monitoring, concrete dams.

Измерение вертикальных перемещений (осадок) – нивелирование – играет центральную роль в мониторинге технического состояния ГТС. Это обусловлено фундаментальной взаимосвязью напряжений и деформаций согласно закону Гука, отсюда же происходит термин «напряженно-деформированное состояние» (НДС). Результаты измерения перемещений и деформаций используются для определения напряжений и запасов прочности, а постоянство перемещений и деформаций свидетельствует о том, что напряжения не меняются.

Наблюдения показывают, что даже стабильно эксплуатируемые ГТС во многих случаях имеют закономерные подвижки. Поэтому инженерный анализ результатов нивелирования является сложной задачей, т.к. необходимо получить ответ на вопрос, относятся ли наблюдаемые изменения осадок к нормальной работе сооружения, либо началось развитие аварии

На типичном примере бетонной плотины изменение осадок вызывается колебаниями гидростатической нагрузки и противодавления при изменении уровня бьефов, а также колебаниями температурного воздействия в силу сезонных изменений температуры воздуха и инсоляции.

К потенциально возможным неблагоприятным изменениям НДС, на своевременное выявление которых направлен мониторинг осадок на типичной бетонной плотине, следует отнести: увеличение противодавления при нарушении нормальной работы цементационной завесы и дренажа; осадки от разуплотнения основания по причине суффозии разного вида; осадки от накопления необратимых деформаций основания со стороны низовой грани из-за циклических сжимающих напряжений, вызываемых колебанием уровня верхнего бьефа; осадки от разуплотнения объемной структуры бетона тела плотины по причине коррозии бетона разного типа; нарушения сплошности плотины с подвижками по вертикальным межстолбчатым швам, подвижки по межсекционным швам; последствия сейсмического воздействия.

Мониторинг технического состояния ведется с целью обеспечения безопасного функционирования ГТС за счет своевременного обнаружения на ранней стадии негативных изменений технического состояния. Следует различать два аспекта мониторинга: собственно систематические измерения (наблюдения), и анализ их результатов. Своевременность обнаружения

деструктивных процессов зависит от цикличности обоих аспектов мониторинга.

Своевременность означает наличие резерва времени до момента потенциально возможной аварии, что позволяет осуществить контраварийные мероприятия. В результате снижается риск аварий и уменьшаются затраты на содержание ГТС: чем раньше обнаружен деструктивный процесс, тем меньше объем накопленных дефектов и повреждений, тем меньше объем ремонта.

Развитие технологий нивелирования направлено на переход к непрерывному мониторингу осадок на основе следующих принципов:

- непрерывная работа контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) в автоматизированном телеметрическом режиме;
- ускорение и автоматизация анализа результатов измерений с помощью автоматизированной системы диагностического контроля (АСДК), включая автоматизированную систему опроса КИА (АСО КИА), информационно-диагностическую систему (ИДС) с внедрением элементов искусственного интеллекта, подсистему тревожных уведомлений.

Учитывая, что в настоящее время типичная цикличность нивелирования на ГТС 3–4 раза в год, можно отметить, что цифровизация ведет к значительному прогрессу в области мониторинга.

Для нивелирования в галереях бетонных плотин и других ГТС применяется гидростатическое нивелирование. Оно использует систему сообщающихся сосудов (рис. 1). Уровень жидкости во всех сосудах в каждый момент времени уравновешивается на единой высотной отметке, а глубина жидкости в каждом сосуде изменяется в результате осадок.

Измерительные сосуды соединяются гибкими шлангами, трасса которых принимает любую форму в плане, например, следуя вдоль галерей, делая повороты для обхода препятствий или прохода через проемы. Применимость в условиях ограниченной видимости является важным преимуществом гидростатического нивелирования.

Рациональность применения гидростатического нивелирования для мониторинга осадок в галереях бетонных плотин подтверждает, в частности, многолетний опыт применения стационарных гидростатических нивелиров со снятием показаний ручным микрометром на уникальной арочно-гравитационной плотине Саяно-Шушенской ГЭС.

Изложенные выше принципы современного мониторинга применены на практике при создании отечественного программно-аппаратного комплекса непрерывного автоматизированного телеметрического мониторинга осадок методом гидростатического нивелирования (далее – ПАК ГН), разработанного компанией «Монитрон».

ПАК ГН построен на базе датчиков гидростатического нивелира цифровых ДГЦ-19 (производитель ООО «Монитрон»), которые являются утвержденным типом средства измерений (Госреестр СИ № 82892-21) и

отвечают требованиям ТСН-2001.18 «Автоматизированный геотехнический мониторинг. МРР-3.10-20».

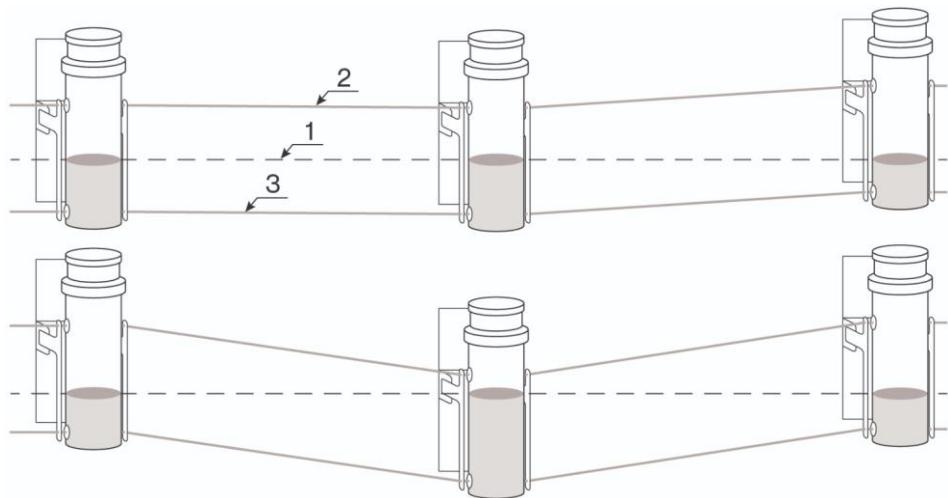


Рис. 1. Принцип гидростатического нивелирования:
1 – уровень жидкости; 2 – шланг воздушной трассы; 3 – шланг гидравлической трассы.

ДГЦ-19 является современным серийно выпускаемым геодезическим прибором межотраслевого назначения, специально разработанным с расширенным температурным диапазоном эксплуатации для применения в любых климатических условиях на всей территории России. Предел допускаемой абсолютной погрешности измерений вертикальных перемещений 0,1 мм при диапазоне измерений 100 мм. Цикличность 1 раз в минуту. Температурный диапазон эксплуатации от минус 65 до плюс 50 °С. Степень защиты оболочки IP 66. Маркировка взрывозащиты 1Ex db IIС T6 Gb X. Базовый срок службы 15 лет.

В датчике применяется оптико-электронный способ измерения [1]: излучатели формируют на поверхности зеркала жидкости визирные цели, которые отслеживает приемник. Жидкость применяется с низкой летучестью, чтобы исключить явление конденсации.

Накоплен опыт применения ДГЦ-19 (а также предшествующих моделей) в составе ПАК ГН на ряде объектов транспортной, гражданской и промышленной инфраструктуры, в частности, при строительстве метрополитенов в условиях стесненной городской застройки в Москве и Самаре [2–4]. Отметим опыт применения на гидротехнических объектах:

— действующий шлюз №9 канала им. Москвы (Карамышевский шлюз) при проходке под ним двух тоннелей метрополитена (2018–2019 годы);

— строящаяся Загорская ГАЭС-2 при проведении уникальных геотехнических работ по выравниванию здания ГАЭС методом компенсационного нагнетания (с 2023 года по настоящее время).

По умолчанию, ДГЦ-19 подключаются к интернету и передают данные на портал data.monitron.xyz, где данные становятся доступны в режиме реального времени.

Личный кабинет пользователя представляет собой ИДС в виде отечественного облачного интернет-сервиса, доступного через стандартный интернет-браузер (Яндекс-браузер, Chrome и т.п.) под управлением любой операционной системы (Windows, Linux и т.п.) без установки специализированного программного обеспечения на стороне пользователя. Поддерживаются мобильные платформы (Android, iOS). Можно предоставить онлайн-доступ всем участникам процесса мониторинга из любых организаций. Каждому пользователю назначается имя пользователя (логин) и пароль. Количество пользователей не ограничивается.

В ИДС предусмотрены функции для графического отображения осадок в плане и на графиках (рис. 2–3).

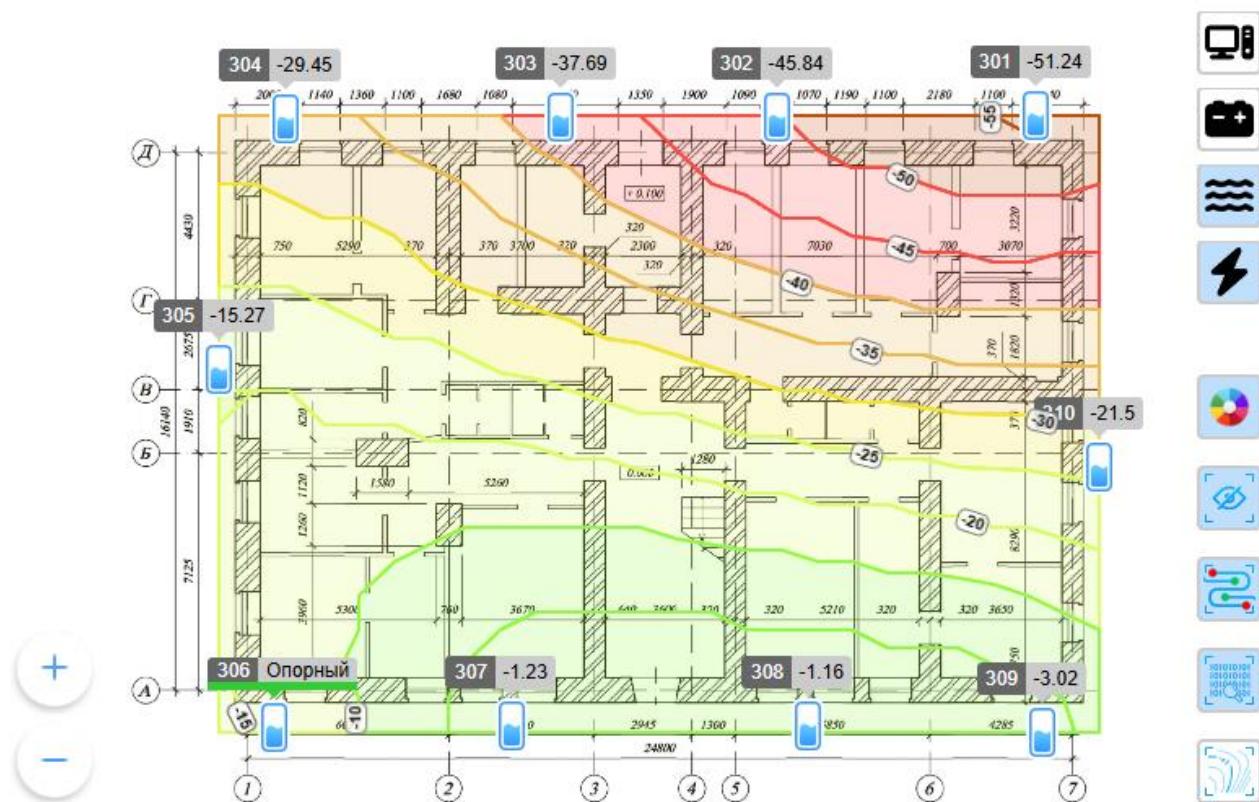


Рис. 2. Веб-интерфейс для просмотра распределения осадок на плане

Реализованы инструменты научёмкого анализа осадок: прогнозные коридоры, расчетные модели, виртуальный мониторинг, регрессионные модели машинного обучения.

Подход к анализу осадок зависит от их величины и причины проявления (рис. 4). Когда осадки происходят впервые (первый и второй тип на рис. 4),

эффективны расчетные методы, особенно математическое моделирование НДС методом конечных элементов (МКЭ). Когда вертикальные перемещения носят периодический знакопеременный характер (третий тип на рис. 4), находят применение многопараметрические регрессионные модели.

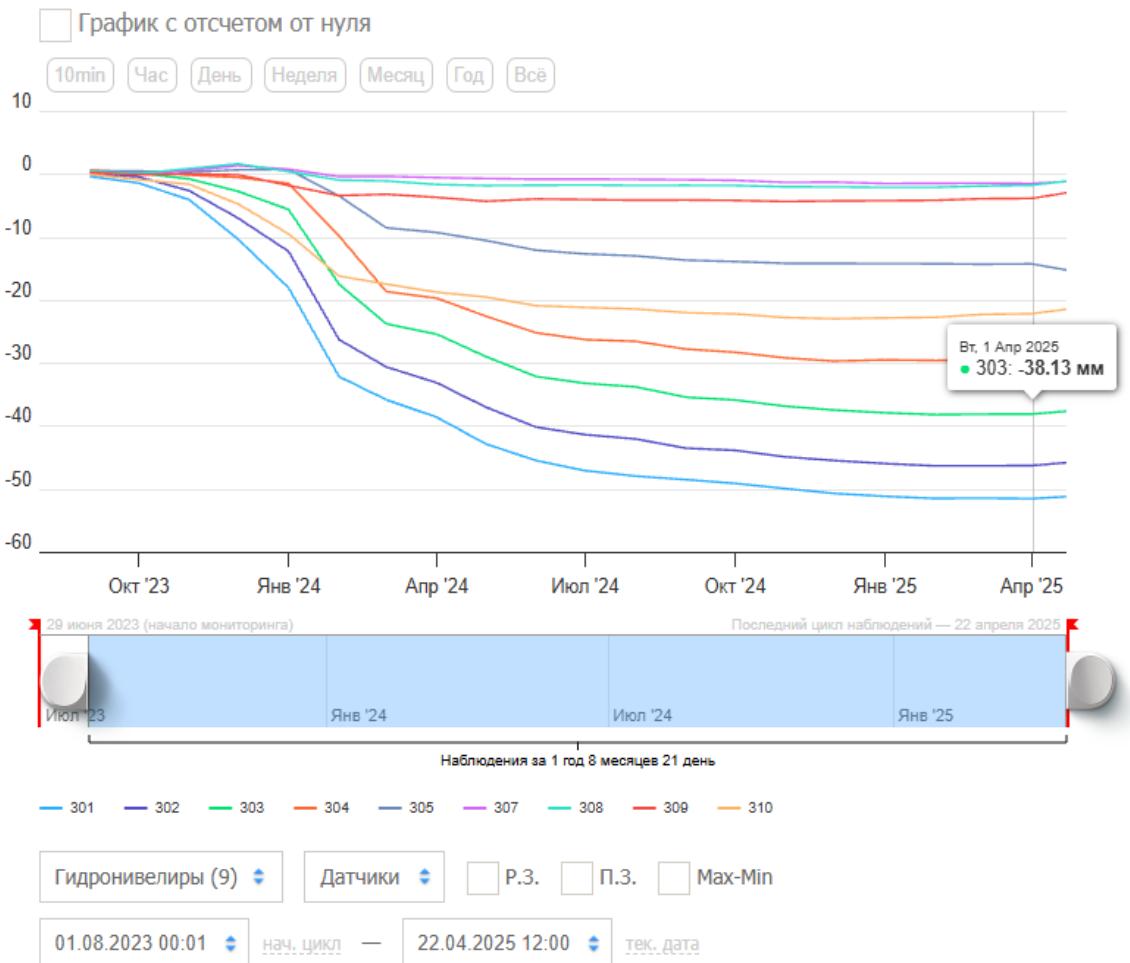


Рис. 3. Веб-интерфейс для просмотра графиков осадок



Рис. 4. Классификация вертикальных перемещений по величине и причине проявления

Прогнозный коридор – это прогноз (расчет) осадок, увязанный с характерными этапами строительства или эксплуатации. Границы коридора – это значение прогноза плюс минус допускаемая погрешность. Соответствие между расчетными этапами и календарным временем задается через параметры, общие для расчетов и мониторинга. Например, уровень верхнего бьефа. Прогнозный коридор показывает, насколько осадки по величине и характеру соответствуют инженерным представлениям, заложенным в прогноз (рис. 5).

Расчетные модели метода конечных элементов (МКЭ) широко применяются в области расчетного и научного обоснования проектов ГТС.

При использовании МКЭ-моделей, разработанных в ходе проектирования, необходимо учитывать особенности методики расчетов. На этапе проектирования характеристики материалов, нагрузки и воздействия принимают по неблагоприятной оценке (как правило, прочность минимизируют, а нагрузки максимизируют). Для мониторинга исходные данные принимают по реалистичной оценке, чтобы модель лучше отражала реальное НДС сооружения, и результаты расчетов соответствовали результатам натурных измерений.

В ИДС загружаются результаты в универсальном формате данных МКЭ-моделирования (рис. 6), что позволяет использовать различные расчетные программы (ANSYS, ABAQUS, ZSoil, Plaxis и т.п.).

Можно загрузить много сценарных вариантов МКЭ-расчетов. Далее автоматически определяется модель, наиболее близкая к фактическим результатам нивелирования. Если показания ДГЦ-19 – это результаты физического мониторинга в отдельных точках сооружения, то МКЭ-модель – это НДС во всем сооружении, а расчетные показатели в любой точке – это результаты *виртуального мониторинга*, которые можно отслеживать во времени. Таким образом, для виртуального мониторинга используется МКЭ-модель, по сути, откалиброванная по совпадению расчетных и фактических перемещений.

Регрессионные модели реализуются подсистемой искусственного интеллекта «Monitron AI» путем машинного обучения на основе предшествующего опыта эксплуатации ГТС. Сопоставляются нагрузки и воздействия, с одной стороны, и вертикальные перемещения, с другой стороны, чтобы модель обучилась прогнозировать отклик сооружения при таких же видах нагрузок и воздействий, но в новых комбинациях численных значений, которые прежде не встречались.

В дальнейшем, регрессионная модель определяет ожидаемое показание ДГЦ-19 для текущего момента времени при актуальных нагрузках и воздействиях. Учитывая допустимую погрешность, получается коридор ожидаемых перемещений (рис. 7). Если перемещения в ожидаемом диапазоне

– сооружение работает закономерно. В противном случае сооружение работает не как прежде, значит его техническое состояние изменилось.

Отклонение от проектного значения датчика Д-08 (мм)

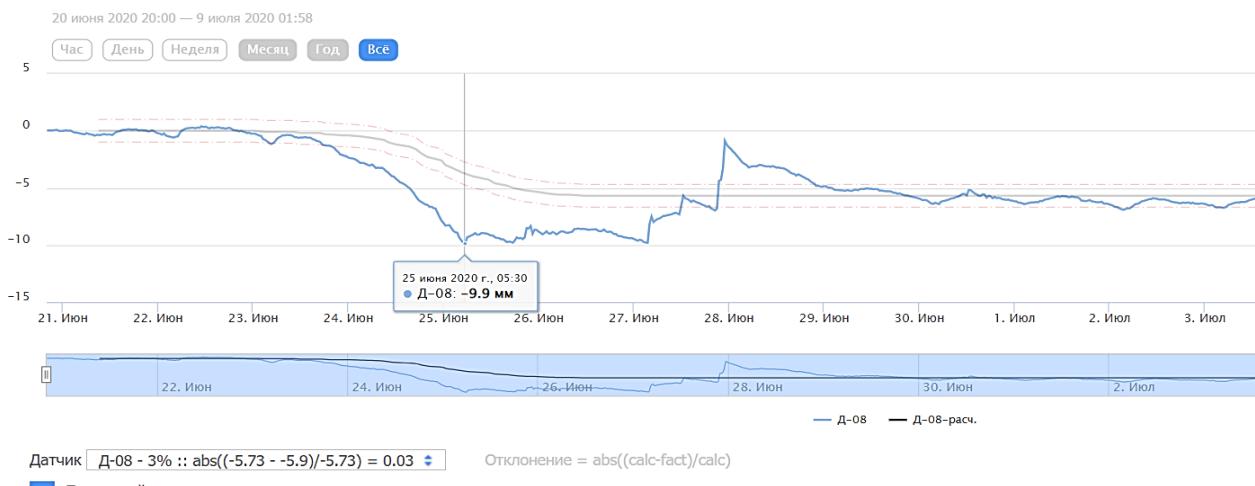


Рис. 5. Веб-интерфейс для отображения прогнозного коридора осадок

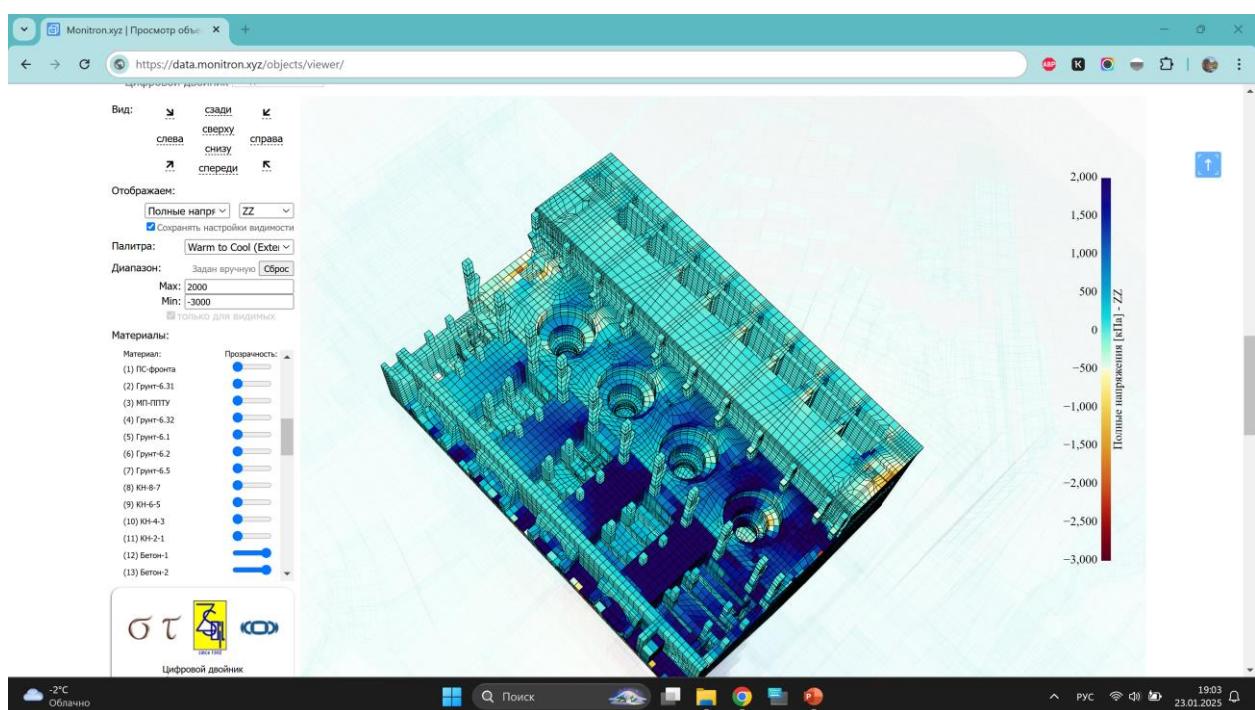


Рис. 6. Веб-интерфейс для отображения МКЭ-модели

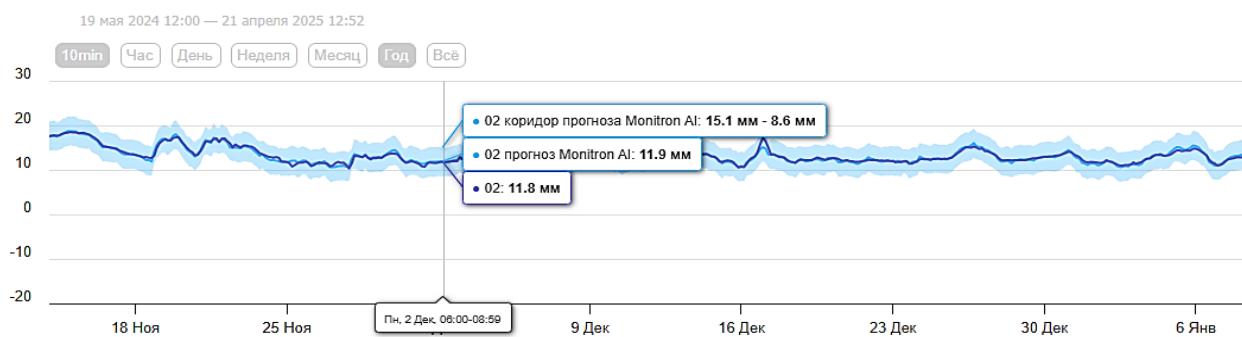


Рис. 7. Веб-интерфейс для отображение регрессионной модели искусственного интеллекта

По сути, регрессионная модель выступает в качестве роботизированного эксперта на облачном сервере ИДС, который оценивает осадки в режиме реального времени и, при необходимости, направляет оповещения (электронная почта, СМС-сообщение, звонок службы поддержки).

Выводы

1. Отмечается переход к технологиям непрерывного мониторинга вертикальных перемещений (осадок).
2. В галереях бетонных плотин и других ГТС рационально применение автоматизированного гидростатического нивелирования.
3. Современный уровень мониторинга ГТС обеспечивается отечественным программно-аппаратным комплексом непрерывного автоматизированного телеметрического мониторинга осадок методом гидростатического нивелирования, разработанного компанией «Монитрон» на базе датчиков гидростатического нивелира цифровых ДГЦ-19 собственного производства.

Список использованных источников

1. Патент № 2748721 Российской Федерации, МПК G01C 9/18 (2006.01), G01C 9/18 (2020.08). Датчик гидростатического нивелира с расширенным диапазоном работы: 2020125940 : заявл. 04.08.2020 : опубл. 31.05.2021 / Буюкян С.П., Кузянов Н.А., Медведев Г.М., Симутин А.Н.; патентообладатель ООО «Монитрон». – 7 с.: ил.
2. Симутин А.Н., Дейнеко А.В., Зерцалов М.Г. Опыт использования отечественной автоматизированной системы гидростатического нивелирования «Монитрон» при мониторинге гидротехнических сооружений // Гидротехническое строительство. – 2021. – № 5. – С. 14–19.

3. Медведев Г.М. Мильчевский П.С., Хотеев Е.А. Применение системы «Монитрон» в московском строительстве // Транспортное строительство. – 2021. – № 2. – С. 15-17.

4. Симутин А.Н., Медведев Г.М., Хотеев Е.А., Дейнеко А.В. Опыт применения российских автоматизированных датчиков гидростатического нивелира при мониторинге вертикальных перемещений // Фундаменты. – 2022. – № 2. – С. 21–24.

УДК 620.9*621.311

СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ ЗА СОСТОЯНИЕМ И ВЕРТИКАЛЬНЫМИ ПЕРЕМЕЩЕНИЯМИ КОМПЕНСАТОРНЫХ СЕКЦИЙ НАПОРНЫХ ВОДОВОДОВ ЗАГОРСКОЙ ГАЭС

М.В. Левин¹

¹Филиал АО «Институт Гидропроект» – «НИИЭС»

Аннотация. Целью работы является разработка рабочей документации на создание системы автоматизированного контроля за состоянием и вертикальными перемещениями компенсаторных секций напорных водоводов.

Ключевые слова: Загорская ГАЭС, напорные водоводы, компенсаторные секции, вертикальные перемещения, АСДК КИА ГТС, датчики измерения угла наклона – наклономеры, датчики линейных перемещений, датчики щелемеры.

M.V. Levin¹

JSC "Institute Hydroproject" – "NIIES"¹

CREATION OF AN AUTOMATED CONTROL SYSTEM FOR THE CONDITION AND VERTICAL MOVEMENTS OF COMPENSATORY SECTIONS OF PRESSURE WATER PIPELINES OF THE ZAGORSKAYA PSPP

Annotation. The purpose of the work is to develop working documentation for the creation of a system for controlled monitoring of the condition and vertical movements of compensatory sections of pressure water pipelines.

Keywords: *Zagorskaya PSPP, pressure water conduits, compensatory sections, vertical movements, ASDC KIA GTS, sensors for measuring the angle of inclination - inclinometers, linear displacement sensors - gap gauges.*

Компенсаторные секции (КС-0 и КС-18) напорных водоводов №№ 1-6 Загорской ГАЭС расположены в примыкании к водоприёмнику и зданию ГАЭС, где происходят относительные вертикальные перемещения. Конструкция компенсаторов по типу шарнирно опёртой мостовой балки, позволяет переводить вертикальные перемещения в горизонтальные. Швы с начальным зазором 100 мм между секцией КС-0 и водоприемником (КС-18 и зданием ГАЭС) перекрыты металлическими компенсаторами.

Напорные водоводы Загорской ГАЭС вводились поэтапно, начиная с 30.12.1985 по 25.08.2000.

Компенсатор у водоприёмника представляет собой две железобетонные балки-стенки БМ-4 и БМ-4н высотой 10,0 м, длиной по верху 22,72 м и по низу 18,42 м. Одним концом (шарнирная неподвижная опора) балки-стенки опираются на концевой участок водоприёмника, другим концом (качающаяся шарнирная опора) – на опору компенсатора ОК-2, расположенную на свайном фундаменте. У здания ГАЭС компенсатор включает две балки-стенки переменной высоты (от 11,134 м у опоры ОК-1 до 9,325 м у здания ГАЭС) и переменной длины (от 22,38 по верху до 18,03 м по низу). Балки-стенки соединены между собой в нижнем поясе девятью поперечными железобетонными балками БМ-1 и БМ-2 переменной высоты от 120 до 200 см. На девяти поперечных балках лежат две продольные балки БМ-3 высотой 80 см и шириной 85 см каждая, на которые опираются звенья секций КС-0 и КС-18.

Армирование конструкций компенсаторов выполнено арматурой класса АШ. Марка бетона по прочности конструкций компенсаторов М-300, Мрз-300 (класс бетона В25, F300).

В рамках реконструкции проводилась подрубка бетона секций КС-0 на НВ № 1 в 2005 г., НВ № 2 в 2004 г., НВ № 3 в 2006 г., НВ № 4 в 2008 г для обеспечения зазора между опорой ОК-2 и балкой БМ-4.

Принципы построения и архитектура автоматизированной системы диагностического контроля состояния гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) заключаются в следующем:

- Система АСДК включает в себя автоматизированную систему опроса датчиков (АСО КИА) и информационно-диагностическую систему (ИДС) БИНГ-3.
- АСО КИА осуществляет сбор, хранение и сквозную передачу данных от первичных датчиков до центрального сервера сбора данных. На выходе из сервера сбора данных АСО КИА интегрируется с ИДС БИНГ-3. При этом в целом АСДК ГТС представляет собой АС «открытого» типа, что обеспечивает

возможность поэтапного развития системы, взаимозаменяемость аппаратных и программных средств и совместимость с АСУ другого уровня.

- АСО КИА представляет собой распределенную систему дистанционного контроля, которая построена по технологии «промышленной сети», что обеспечивает надежную защиту от помех, удешевление и упрощение работ по монтажу и эксплуатации системы автоматики.
- «Промышленная сеть» в составе АСО КИА осуществляет физическое объединение измерительных, коммуникационных и управляющих устройств и позволяет использовать открытые программно-логические протоколы обмена информацией.
- Применяются датчики промышленного (серийного) типа, имеющие высокие метрологические характеристики и обеспечивающие выходной сигнал унифицированного вида.
- Автоматизированная система диагностического контроля безопасности (АСДК) ГТС удовлетворяет требованиям по функциональности, надежности и экономичности.

АСДК ГТС структурно включает в себя следующие элементы:

- нижний уровень – контрольно-измерительная аппаратура (КИА): датчики, измерительные устройства;
- средний уровень – система телекоммуникаций, преобразования и передачи информации в цифровом коде на центральный блок сбора данных АСО КИА;
- верхний уровень – программно-технический комплекс, содержащий центральный блок автоматизированного опроса АСО КИА и информационно-диагностическую систему контроля безопасности сооружений (ИДС) с соответствующим компьютерным и программным обеспечением.

На нижнем уровне АСДК использует непосредственно измерительные устройства с датчиками, которые регистрируют физические процессы и воздействия на сооружения. В системе автоматизации применяются: датчики измерения угла наклона, датчики линейных перемещений. Основным требованием к датчикам является их унифицированный аналоговый, цифровой или радиочастотный выход стандартного вида и взаимозаменяемость. Таким требованиям на сегодня удовлетворяет большинство датчиков серийного промышленного производства.

Средний уровень АСДК ГТС включает в себя средства коммутации датчиков, для передачи сигналов от датчиков на центральный блок системы автоматизированного опроса КИА. Для объединения датчиков в линию связи с промышленным интерфейсом используются разветвители RS-485, располагаемые возле каждого измерительного устройства. В качестве интерфейса используется в стандартный промышленный интерфейс RS-485 как наиболее широко распространенный в современных системах телекоммуникаций.

Верхний уровень системы АСДК ГТС представляет собой программно-технический комплекс, включающий контроллер ввода-вывода данных, центральный блок на базе промышленного сервера сбора данных, базовое и специализированное программное обеспечение для управления автоматизированным опросом датчиков и автоматизированные рабочие места с комплексом программ в составе ИДС контроля безопасности ГТС. Информационно-диагностическая система представляет собой заключительное звено АСДК ГТС. Она взаимодействует с системой АСО КИА на программном уровне по локальной компьютерной сети гидроэлектростанции.

Структурно АСО КИА компенсаторных секций включает в себя 5 цифровых сегментов, проходящих по кабельным линиям до шкафа разветвителя, где объединяются за счет активных повторителей интерфейсов, что позволяет на выходе получить 2 сегмента.

Разбивка представляет собой следующее: 3 сегмента на компенсаторных секциях у водоприемника (1 - сегмент наклономеры, 2,3- й сегмент датчики перемещений компенсаторных секций и контроль деформационных швов на водоводах (щелемеры)), и 3 сегмента на компенсаторных секциях у здания ГАЭС (4-й сегмент - наклономеры, 5,6-й сегмент датчики перемещений компенсаторных секций и контроль деформационных швов на водоводах (щелемеры))).

Согласно Техническому заданию на проектирование в систему автоматизации включены следующие виды измерительных устройств:

Автоматизируемая КИА:

- датчики измерения угла наклона;
- датчики линейных перемещений;

Количественно автоматизируемая КИА включает в себя:

- 24 шт. датчики измерения угла наклона;
- 32 шт. датчики линейных перемещений (щелемеры);
- 48 шт. датчики линейных перемещений (контроль перемещения компенсаторных секций):

- 2 шт. интеллектуальный источник питания

Всего в АСО КИА войдет цифровых измерительных каналов – 105.

Измерительные устройства в соответствии с их расположением коммутируются группами в шкаф разветвитель (ШР), внутри которого установлены активные повторители интерфейса и интеллектуальный блок питания на 24В постоянного тока.

Все сегменты дополнительной КИА Загорской ГАЭС объединяются в ШР, для сокращения количества сегментов. Далее от ШР информационные кабели идут до ШО, который в данном проекте актуализируется и заменяет уже существующий. От ШО информация передается в ЦП АСДК который так же существующий.

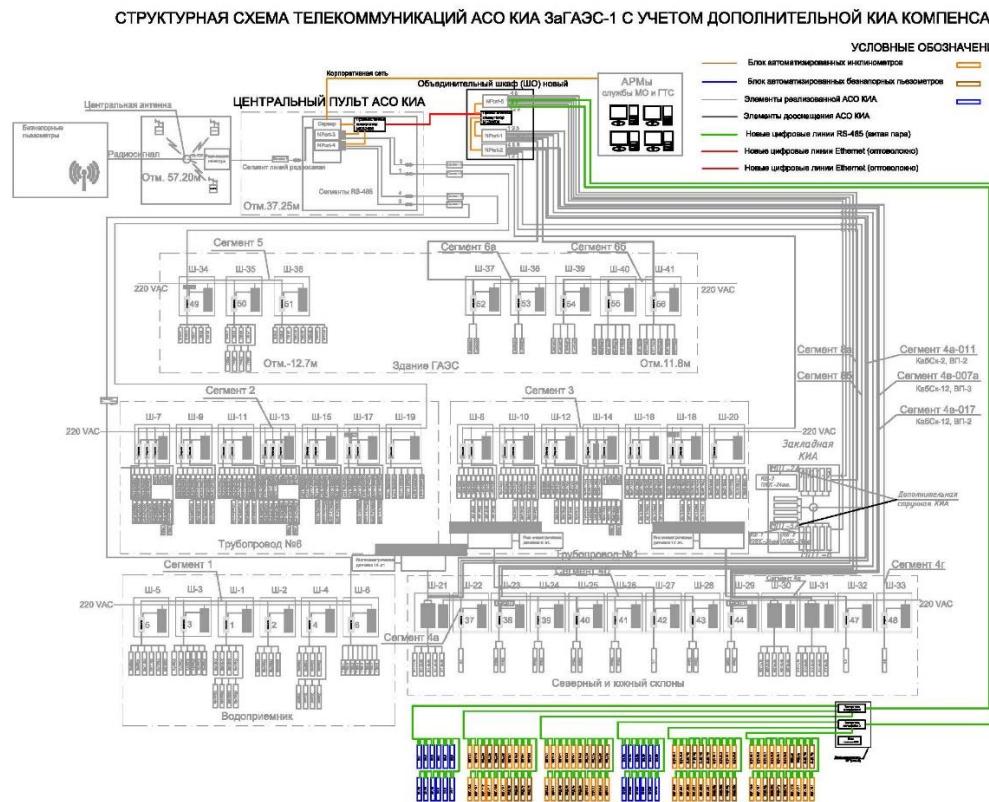


Рисунок 1 - Структурная схема АСО КИА дополнительной КИА

Питание ШР осуществляется от существующего КШ-4, для этого в него добавляется двухполюсный автоматический выключатель 3А С S202 6кА.

Вся кабельная продукция, намеченная к использованию, состоит из многопроволочных жил секторной или круглой формы, в поливинилхлоридной изоляции пониженной горючести с пониженным газо-дымовыделением. Расчет сечения жил произведен по длительно допустимому току для каждого отдельного участка цепи. В качестве проверки выбранного сечения выполнена проверка по потерям напряжения.

Список использованных источников

1. Комплект рабочей документации «Разработка рабочей документации на размещение дополнительной КИА для контроля перемещений компенсаторных секций напорных водоводов № 1-6» / Пояснительная записка / Филиал АО «Институт Гидропроект» - «НИИЭС» / 1100-289-2022/6-ТПиР-2022/П2 – Москва, 2022.
2. Комплект рабочей документации «Разработка рабочей документации на размещение дополнительной КИА для контроля перемещений компенсаторных секций напорных водоводов № 1-6» / Конструктивные и объемно-планировочные решения / Филиал АО «Институт Гидропроект» – «НИИЭС» / 1100-289-2022/6-ТПиР-2022/КР. – Москва, 2022.

ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ ФАЗОПОВОРОТНОГО ТРАНСФОРМАТОРА НА ВОТКИНСКОЙ ГЭС

А.С. Брилинский^{1,2}, Л.С. Смирнова¹, Г.Д. Мамонтов^{1,2}, И.Р. Готоуллин¹

¹АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы»

²Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого

Аннотация. В настоящей статье рассматриваются варианты схемы подключения фазоповоротного трансформатора на Воткинской ГЭС. Установка данного оборудования направлена на увеличение пропускной способности КС «Урал – Запад» и обладает важным значением для надежности и эффективности ЕЭС России.

С учетом имеющегося опыта проектирования ФПТ, авторами статьи предлагается установка на Воткинской ГЭС двух ФПТ с асимметричным регулированием напряжения. Описываются конструкция, схема соединений, принципы выбора основных параметров, а также предлагается схема подключения ФПТ, учитывающая особенности расположения оборудования на территории Воткинской ГЭС.

Ключевые слова: фазоповоротный трансформатор, вольтодобавочный трансформатор, параметры, контролируемое сечение, схема подключения, угол.

FEATURES OF SELECTING PARAMETERS OF PHASE-SHIFTING TRANSFORMER AT VOTKINSKAYA HPP

A.S. Brilinskiy^{1,2}, L.S. Smirnova¹, G.D. Mamontov^{1,2}, I.R. Gotoullin¹

¹JSC «Scientific and Technical Center of Unified Power System»

²Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University

Annotation. This article considers variants of the connection scheme of the phase-shifting transformer at Votkinsk HPP. Installation of this equipment allows to increase the capacity of the controlled section “Ural-West” and has an important significance for the reliability and efficiency of the UES of Russia.

Taking into account the available experience of PST projecting, the authors of the article propose to install two PSTs with asymmetric voltage regulation at Votkinsk HPP. The authors describe the construction, connection scheme, principles

of selecting the main parameters, and propose a connection scheme of PSTs, taking into account the specifics of the equipment location in the territory of Votkinsk HPP.

Keywords: *phase-shifting transformer, volt-additive transformer, parameters, controlled section, wiring diagram, angle.*

Введение

Крупные энергетические системы находятся в состоянии постоянного развития. Естественные изменения, связанные с подключением или отключением потребителей, вводом или выводом объектов генерации, строительством сетей, экономическими процессами со временем значительно меняют режимы работы энергосистемы и приводят к возникновению проблемы неравномерной загрузки существующей сети при естественном потокораспределении.

Подобная ситуация возникала, например, при строительстве электропередачи 500 кВ Житикара-Ульке (2007 г.) в целях обеспечения энергетической независимости Западной зоны ЕЭС Казахстана от импорта электроэнергии из России [1]. Данная электропередача при традиционном исполнении оказывалась «электрически шунтирована» линиями юга России и не могла быть загружена. Другим примером является недоиспользование пропускной способности линий высокого класса напряжения (500 кВ) вблизи Волжской ГЭС (2019 г.), вследствие роста токовой загрузки шунтирующих линий электропередачи более низкого напряжения (110–220 кВ) [2]. В обоих случаях задача оптимизации потокораспределения была успешно решена за счет применения фазоповоротных трансформаторов (ФПТ) [1, 2], что подтверждает эффективность данной технологии и возможность ее использования в других частях энергосистемы.

В настоящее время в СиПР ЕЭС России на 2025–2030 годы утверждены планы по установке двух ФПТ 220 кВ мощностью 501 МВА каждый на Воткинской ГЭС [3]. Данный проект направлен на обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России и обладает синергетическим эффектом при решении целого ряда задач. При этом место расположения Воткинской ГЭС и особенности ее распределительного устройства (РУ) накладывают специфические требования по выбору параметров ФПТ и его размещению на территории электростанции.

Характеристика схемы выдачи мощности Воткинской ГЭС

В настоящий момент установленная мощность Воткинской ГЭС составляет 1120 МВт. На станции установлены 10 гидроагрегатов с поворотно-лопастными турбинами: ПЛ-661-ВБ-930 (3 шт.) и ПЛ-30/5059-В-930 (7 шт.) [3]. Агрегаты отличаются по мощности: 8 – мощностью по 115 МВт, 2 – мощностью по 100 МВт. В 2025 и 2026 годах запланирована замена ГГ-6 и ГГ-9 соответственно на новые гидроагрегаты мощностью 115 МВт. По окончании

модернизации в 2026 году установленная мощность Воткинской ГЭС будет составлять 1150 МВт. Выдача мощности Воткинской ГЭС осуществляется на напряжении 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ.

Электрическая связь ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ выполнена через автотрансформаторные группы 2АТГ, 3АТГ типа 3×АОРДЦТ-167000/500/200-У1 суммарной мощностью 501 МВА каждый. К обмоткам НН с номинальным напряжением 13,8 кВ каждой автотрансформаторной группы присоединено по два генератора.

Электрическая связь ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ осуществляется через автотрансформаторы 5АТ, 6АТ типа АТДЦТ-300000/220/110-У1 суммарной мощностью 600 МВА. К обмоткам НН с номинальным напряжением 13,8 кВ каждого из автотрансформаторов присоединено по одному генератору.

Электростанция выдает мощность в сеть по трем ВЛ 500 кВ, пяти ВЛ 220 кВ и десяти ВЛ 110 кВ. Существующая схема выдачи мощности Воткинской ГЭС представлена на рисунке 1.

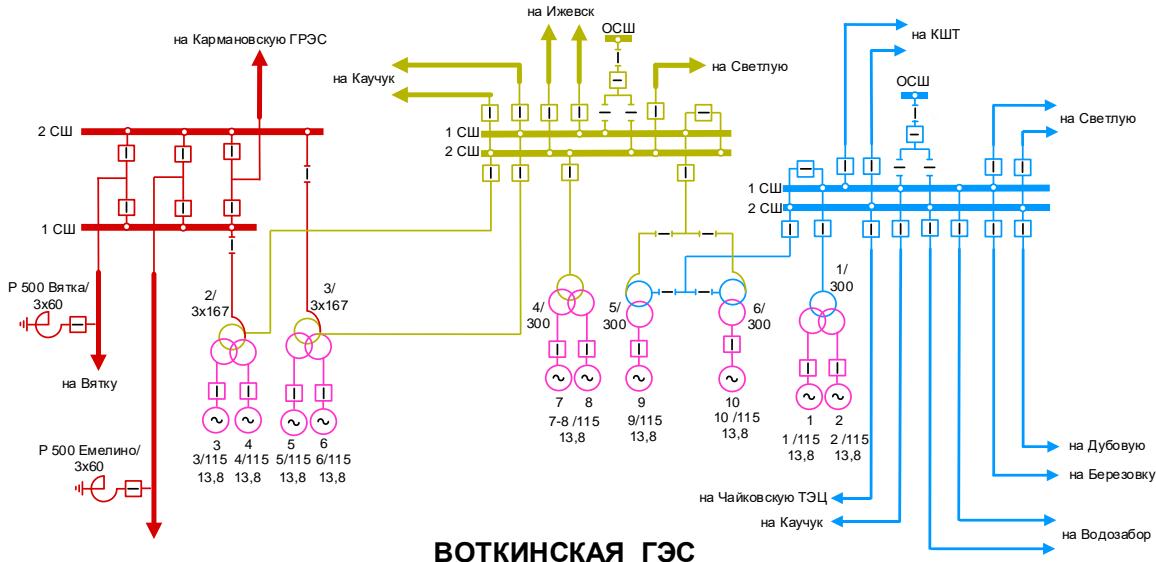


Рисунок 1 – Существующая схема выдачи мощности Воткинской ГЭС

Проблема энергорайона размещения Воткинской ГЭС

Воткинская ГЭС участвует в покрытии пиков суточного графика нагрузки и входит в оперативный резерв ОЭС Урала при различных нарушениях и отклонениях от планового режима. Электростанция участвует в регулировании частоты и перетоков активной мощности в ряде контролируемых сечений (КС), из которых наиболее значимым является КС «Урал – Запад».

В настоящее время проблема энергорайона размещения Воткинской ГЭС заключается в ограничении максимально допустимого перетока (МДП) активной мощности в КС «Урал – Запад» в нормальной, единичных и двойных ремонтных схемах низкой пропускной способностью шунтирующих связей

220 кВ: транзитами Воткинская ГЭС – ПС 500 кВ Удмуртская, Воткинская ГЭС – ПС 500 кВ Вятка, ВЛ 220 кВ Удмуртская – Ижевск и Удмуртская – Комсомольская

Схема прилегающей к Воткинской ГЭС основной системообразующей сети 220 кВ и выше с рассматриваемыми КС представлена на рисунке 2.

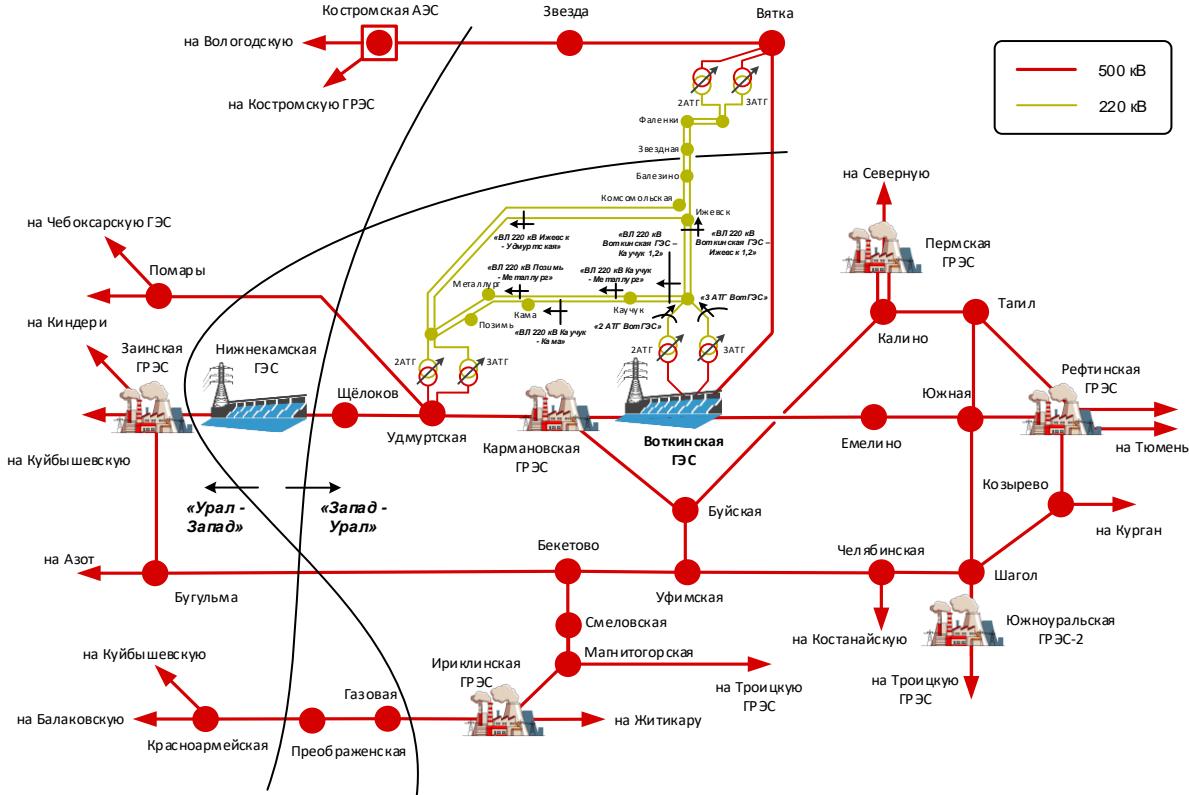


Рисунок 2 – Схема прилегающей к Воткинской ГЭС основной системообразующей сети 220 кВ и выше и рассматриваемых КС [5, 6]

Наиболее тяжелыми являются режимы, сопровождающиеся двумя факторами: большой величиной перетока в КС «Урал – Запад» (свыше 2 ГВт) и одновременной высокой загрузкой Кармановской ГРЭС ($P_{УСТ} = 1901$ МВт) и Воткинской ГЭС ($P_{УСТ} = 1150$ МВт), находящихся на расстоянии 70 км друг от друга. При участии в покрытии суточных пиков данные электростанции создают «локальный максимум генерации» до 3 ГВт, приводящий к токовой перегрузке электросетевого оборудования прилегающей сети 220 кВ.

По оценкам [3], недоиспользование пропускной способности КС «Урал – Запад» является причиной неоптимальной загрузки электрических станций ЕЭС России и приносит ежегодный убыток населению и промышленным потребителям в размере 227–1359 млн руб (в ценах 2022 г.). Одновременно с этим недополучают выручку собственники электростанций ОЭС Урала и ОЭС Сибири с низкой себестоимостью выработки электроэнергии, которые не могут в полной мере участвовать в покрытии пиков потребления европейской части России. Эффект недополучения выручки распределяется между

электростанциями ООО «БГК», ПАО «РусГидро», АО «Интер РАО – Электрогенерация», ООО «СГК» и другими. С технической точки зрения остается снижена энергетическая эффективность и системная надежность ЕЭС России.

В настоящее время для обеспечения допустимой токовой загрузки элементов сети 220 кВ осуществляется контроль восьми частичных КС (рисунок 2). Перегрузка ЛЭП 220 кВ в послеаварийных режимах (ПАР) устраняется работой АОПО с действием на разгрузку Воткинской ГЭС и Кармановской ГРЭС. Из-за существующей проблемы генерирующее оборудование данных электростанций подвержено повышенному риску отключения в ПАР.

В качестве экономически и технически эффективного мероприятия по увеличению пропускной способности КС «Урал – Запад» [3] рассмотрим установку ФПТ на Воткинской ГЭС.

Выбор первичных параметров ФПТ и опыт Волжской ГЭС

Главным (первичным) параметром ФПТ, определяющим его конструкцию, схему подключения и зависимые (вторичные) параметры, является диапазон регулирования угла. Данный параметр зависит от цели применения ФПТ в сети и выбирается на основании расчетов установившихся режимов.

Задача установки ФПТ на Воткинской ГЭС заключается в повышении МДП в КС «Урал – Запад» за счет устранения ограничений по критериям токовых перегрузок элементов шунтирующей сети 220 кВ. Согласно результатам расчетов установившихся режимов, выполненных при характерных нагрузках Воткинской ГЭС, Кармановской ГРЭС, Ижевской ТЭЦ-1 и Ижевской ТЭЦ-2, необходимый и достаточный диапазон регулирования угла ФПТ составляет 0-35 электрических градусов.

Зная необходимый диапазон изменения угла, рассмотрим опыт применения ФПТ на Волжской ГЭС, где похожая проблема неравномерной загрузки сети 220 и 500 кВ была решена за счет установки фазоповоротного комплекса (ФПК) [1], состоящего из автотрансформатора (АТ) и вольтодобавочного трансформатора (ВДТ) (рисунок 3).

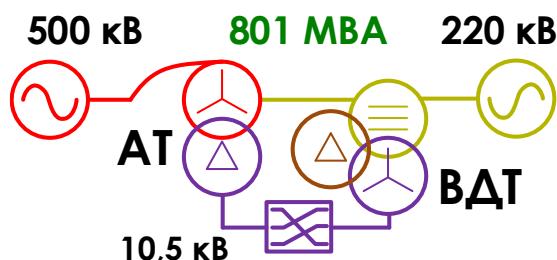


Рисунок 3 – ФПК, эксплуатируемый на Волжской ГЭС

Проанализируем возможность применения аналогичного решения на Воткинской ГЭС (рисунок 4).

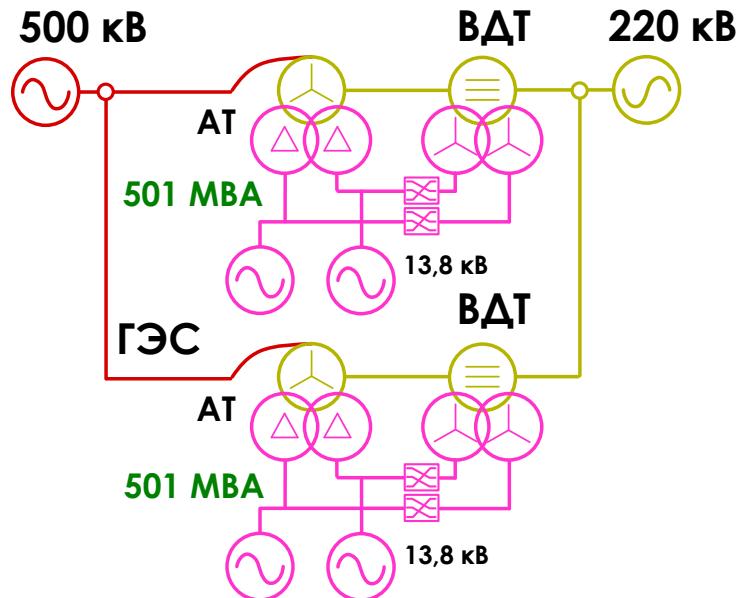


Рисунок 4 – Вариант установки ФПК на Воткинской ГЭС

На этом этапе следует обратить внимание на ряд принципиальных различий между Воткинской и Волжской ГЭС.

Во-первых, 2АТГ, 3АТГ Воткинской ГЭС расположены в непосредственной близости от машинного зала. Это означает, что для подключения возбуждающей обмотки ВДТ, место под установку которого есть только на ОРУ 220 кВ, потребуется дополнительное сооружение четырех трехфазных надводных переходов 13,8 кВ от выводов обмоток НН АТГ до ВДТ. Сооружение таких длинных переходов низкого класса напряжения технически трудно реализуемо и потребует значительных вложений в обеспечение электродинамической стойкости обмоток, питающих токопроводов и прочего оборудования, что экономически нецелесообразно.

Во-вторых, есть зависимость работы ВДТ от режима генерирующего оборудования. Наиболее тяжелым является режим с отключенными генераторами одной АТГ и работающими генераторами другой АТГ: ВДТ при этом загружаются несимметрично и подвержены протеканию уравнительных токов. Дополнительно стоит отметить, что мощность обмоток НН АТГ Воткинской ГЭС составляет 135 МВт. Следовательно, при питании ВДТ от шинного моста 13,8 кВ и выведенных обоих генераторах теоретически может быть обеспечена максимальная типовая мощность ВДТ 270 МВт. Данная мощность соответствует углу фазового сдвига около 31° [4], которого недостаточно для решения режимных задач. Более того, любое отличие

нагрузок между ГГ-3, ГГ-4, ГГ-5, ГГ-6 будет приводить к неравномерной загрузке шинных мостов 13,8 кВ и самих ВДТ.

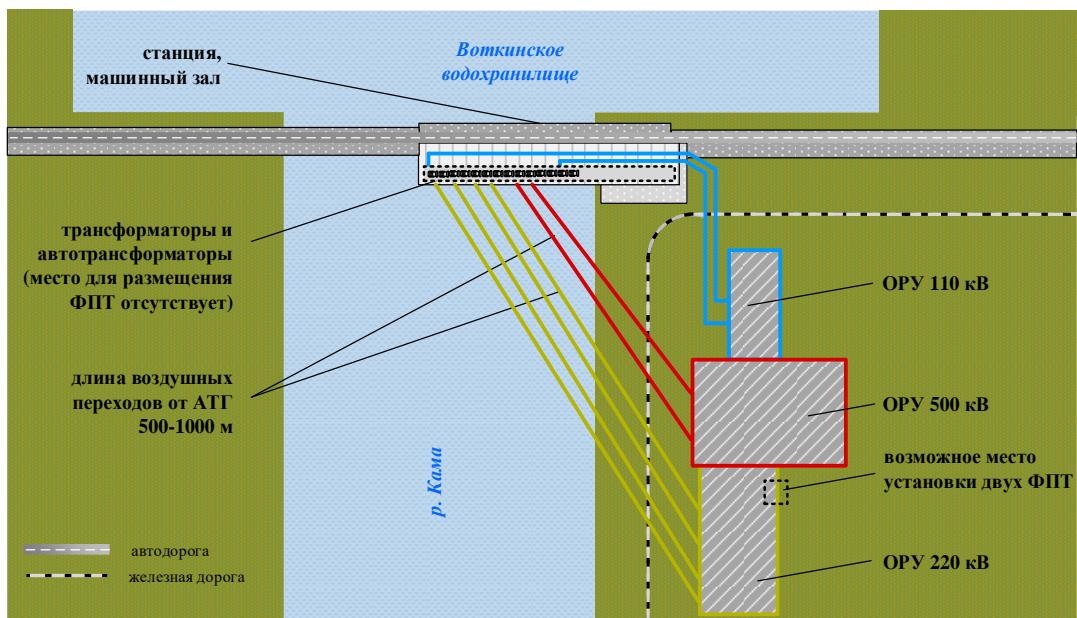


Рисунок 5 – Схематичное расположение объектов на Воткинской ГЭС

Таким образом, сооружение ФПТ на Воткинской ГЭС по схеме, аналогичной Волжской ГЭС, технически и экономически нецелесообразно. В связи с этим предлагается рассмотреть применение ФПТ иной конструкции [7].

Конструкция и вторичные параметры ФПТ

Наиболее гибким и рациональным вариантом решения в текущих обстоятельствах может послужить сооружение на Воткинской ГЭС двух ФПТ с асимметричным регулированием напряжения (далее – асимметричный ФПТ) (рисунок 6, а) [7]. ФПТ данной конструкции может быть изготовлен с требуемым диапазоном регулирования угла, удовлетворяя условиям размещения в РУ Воткинской ГЭС.

Предлагаемый ФПТ представляет собой единое устройство, которое состоит из возбуждающей (ВО) и регулировочной (РО) обмоток, а также магнитопровода. ВО собрана в треугольник и связана с РО посредством магнитной связи. Для осуществления возможности регулирования угла сдвига между напряжениями РО ФПТ снабжена устройством РПН. Векторная диаграмма напряжений ФПТ в режиме холостого хода представлена на рисунке 6, а.

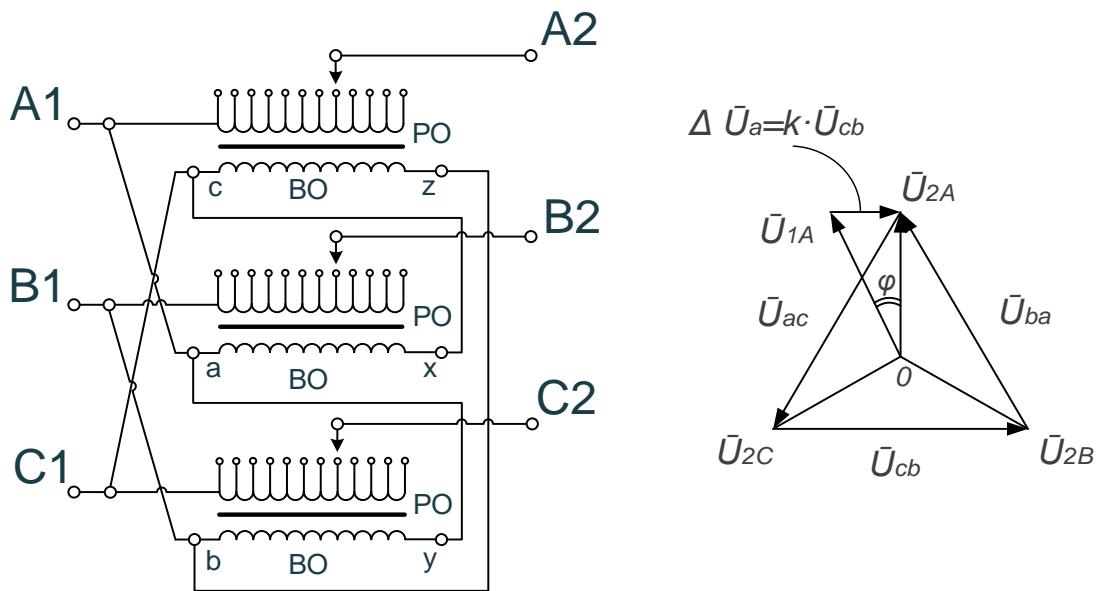


Рисунок 6 – Электрическая схема соединений а) и векторная диаграмма холостого хода б)
асимметричного ФПТ 220 кВ

В симметричном режиме схема замещения фазоповоротного комплекса (рисунок 7) состоит из приведенного индуктивного сопротивления и комплексного коэффициента трансформации (у ФПТ данной конструкции вещественный коэффициент равен единице и не зависит от номера отпайки РПН [7]).

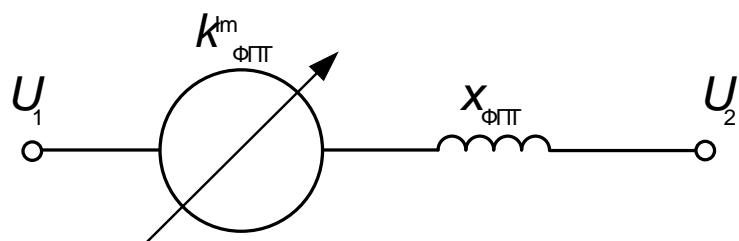


Рисунок 7 – Эквивалентная схема замещения ФПТ

Так, при отпайке 0 РПН ФПТ сопротивление и модуль мнимого коэффициента трансформации равны нулю (ФПТ зашунтирован), а при отпайке 17 РПН ФПТ – максимальны (таблица 0).

Таблица 1 – Параметры ФПТ

№ отпайки РПН ФПТ	0	9	17
Сопротивление, Ом	0	3,88	13,83
Модуль мнимого коэффициента трансформации	0	0,37	0,69
Угол, °	0	20	35

Согласно схеме (рисунок 6, а), ВО рассчитывается на номинальное напряжение 242 кВ, РО на напряжение 97 кВ, которое определяется заданным максимальным углом ФПТ в режиме холостого хода и вычисляется через соотношение витков между ВО и РО:

$$U_{\text{ном_РО}} = U_{\text{ном}} \frac{w_{\text{РО}}}{w_{\text{ВО}}} = 242 \text{ кВ} \cdot \frac{289}{721} = 97 \text{ кВ.} \quad (1)$$

Величина номинального входного тока ФПТ выбирается равной номинальному току вывода обмотки СН АТГ, подключенного последовательно с ФПТ. Номинальный входной ток ФПТ вычисляется по формуле:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{AT}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{501 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 242 \text{ кВ}} = 1195 \text{ А.} \quad (2)$$

Согласно требованиям к вновь устанавливаемому оборудованию [8], ФПТ не должен ограничивать допустимые токовые нагрузки АТГ с учетом перегрузочной способности.

Номинальный ток обмотки РО вычисляется из распределения входного тока между обмотками:

$$I_{\text{ном_РО}} = I_{\text{ном}} \left(1 + 3 \left(\frac{w_{\text{РО}}}{w_{\text{ВО}}} \right)^2 \right)^{(-1/2)} = 981,6 \text{ А} \quad (3)$$

ФПТ по аналогии с автотрансформаторами характеризуются номинальной (проходной) мощностью $S_{\text{ном}}$ и типовой мощностью $S_{\text{тип}}$. Номинальная (проходная) мощность проектируемого ФПТ выбирается равной номинальной мощности соответствующей АТГ. Типовая мощность – это мощность, которая передается между обмотками только посредством электромагнитного поля. Данная мощность определяет угол фазового сдвига, именно она указывается в обозначении типа ФПТ. При этом РО, включенная последовательно, рассчитывается на проходную мощность 501 МВА, которая может передаваться через нее при работе на 0-ой отпайке РПН ФПТ (рисунок 6, а). ВО рассчитывается только на типовую мощность 285,7 МВА, которая вычисляется по формуле:

$$S_{\text{тип}} = 3U_{\text{ном_РО}} I_{\text{ном_РО}} = 285,7 \text{ МВА.} \quad (4)$$

Схема подключения ФПТ

Принципиальная схема электрических соединений Воткинской ГЭС с учетом подключения предлагаемых ФПТ представлена на рисунке 8. При данном способе подключения ФПТ могут быть размещены вблизи ОРУ 220 кВ без сооружения дополнительных связей 13,8 кВ (рисунок 5). Установка ФПТ на стороне 220 кВ последовательно 2АТГ и 3АТГ Воткинской ГЭС позволяет осуществлять независимое регулирование транзитного перетока через сеть 220 кВ, не препятствуя выдаче мощности ГГ-3, ГГ-4, ГГ-5, ГГ-6.

В силу отсутствия необходимости раздельной коммутации ФПТ и АТГ, а также ограниченности места в РУ 220 кВ Воткинской ГЭС, установка новых выключателей не предусматривается. Вывод в ремонт одного из ФПТ планируется осуществлять с помощью разъединителей (1), (2) путем вывода в ремонт соответствующей АТГ. После вывода в ремонт ФПТ ввод в работу данной АТГ осуществляется с учетом коммутации шунтирующего разъединителя (3), при условии перевода положения РПН ФПТ второй АТГ на нулевую отпайку (отсутствие регулирования по углу).

Важно отметить, что работа с двумя включенными АТГ и одним ФПТ не допускается по условию нарушения работы релейной защиты и больших уравнительных токов.

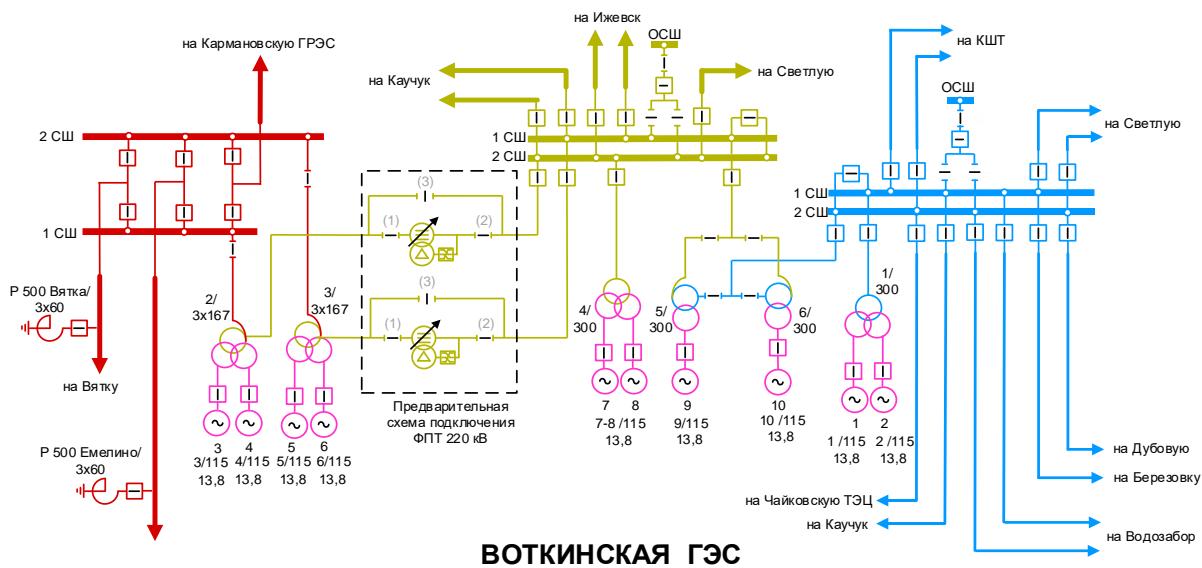


Рисунок 8 – Схема подключения двух ФПТ Воткинской ГЭС

Недостатком ФПТ предложенной конструкции является повышение напряжения на холостом ходу при больших углах регулирования (рисунок 6, б). Вопросы реализации режимов холостого хода при больших углах регулирования (свыше 16°) и исследование возможности оптимизации схемы ФПТ будут рассмотрены авторами в последующих публикациях.

Заключение

На основании анализа схем ФПТ, установленных на Волжской ГЭС (2019 г.) и ПС 500 кВ Ульке (2007 г.), для повышения пропускной способности в КС «Урал – Запад» авторами статьи предложена установка на Воткинской ГЭС двух ФПТ с асимметричным регулированием напряжения. Основные параметры устройства были определены на основании расчетов установившихся электроэнергетических режимов и статической устойчивости. При этом выбранная конструкция и схема подключения ФПТ учитывает особенности расположения оборудования на территории Воткинской ГЭС.

Материалы настоящей статьи могут быть использованы при выборе параметров ФПТ на Воткинской ГЭС, установка которых запланирована в СиПР ЕЭС России на 2025–2030 годы [3].

Список использованных источников

1. Евдокунин Г., Николаев Р., Искаков А., Оспанов Б., Утегулов Н. Фазоповоротный трансформатор впервые в СНГ применен в Казахстане // Новости Электротехники. – 2008. – № 6 (48). – С. 12–16.
2. Фазоповоротный трансформатор в схеме выдачи мощности крупной гидроэлектростанции. / А.С. Брилинский, Г.А. Евдокунин, В.А. Крицкий, Ю.В. Матвиенков, Л.С. Смирнова, А.П. Сидельников // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 1(80). – С. 6-14.
3. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2024 г. № 2328 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы». – Текст : электронный. – URL: https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/808/Prikaz-ME-ot-29.11.2024-_2328-ob-utverzhdenii-SiPR-EES-na-2025_2030-PUBLIKATSIYA.pdf (дата обращения: 17.01.2025).
4. Особенности применения фазоповоротных комплексов в электроэнергетических системах. / А.С. Брилинский, В.А. Крицкий, Л.С. Смирнова // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 1(78). – С. 6-10.
5. Карта-схема ЕЭС России и некоторых стран СНГ [Электронный ресурс] – URL: <https://frexosm.ru/power/> (дата обращения: 13.04.2025).
6. Лисицын А.А. Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) как активный элемент управления режимами и уставками ПА [Электронный ресурс] – URL: https://www.ntcees.ru/presentation/Lisitsyn_Tat_EnergyExpo-2024.pdf (дата обращения: 13.04.2025).
7. Брилинский А.С., Евдокунин Г.А., Мингазов Р.И., Петров Н.Н., Чудный В.С. Совместное регулирование потоков мощности и ограничение

токов короткого замыкания с помощью фазоповоротного трансформатора / Электрические станции / Энергопрогресс 2017. № 7. С. 20 – 29.

8. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_304807/ (дата обращения: 01.04.2025).

СТУДЕНЧЕСКИЙ ТРЕК
БУДУЩЕЕ ГИДРОТЕХНИКИ ГЛАЗАМИ
БУДУЩИХ ГИДРОТЕХНИКОВ

УДК 627.8

**НАТУРНЫЕ НАБЛЮДЕНИЯ ЗА СОСТОЯНИЕМ
ГРУНТОВЫХ ПЛОТИН**

П.А. Сусина¹

Научный руководитель Т.Ю. Толошинова¹

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

Аннотация. Натурные наблюдения являются важнейшей частью обеспечения безопасности гидротехнических сооружений, подверженных влиянию различных неблагоприятных факторов на протяжении всего жизненного цикла. Статья посвящена исследованию некоторых видов натурных наблюдений. Рассмотрена контрольно-измерительная аппаратура (КИА), используемая в данных наблюдениях, способы ее размещения и анализ данных полученных с ее помощью. В результате данной работы была разработана схемы размещения КИА на проектируемых грунтовых плотинах Удоканской ГЭС, а также состав натурных наблюдений за данными плотинами.

Ключевые слова: натурные наблюдения, контрольно-измерительная аппаратура, элементы диагностирования, геодезические наблюдения, осадки, горизонтальные смещения, фильтрация, положение кривой депрессии.

MONITORING OF THE STATE OF SOIL DAMS

P.A. Susina¹

Scientific supervisor T.Yu. Toloshinova¹

¹Sayano-Shushensky Branch of the Siberian Federal University

Annotation. Monitoring are an essential part of ensuring the safety of hydraulic structures affected by various adverse factors throughout the entire life cycle. The article is devoted to the study of some types of monitoring. The instrumentation used in these observations, methods of its placement and analysis of data obtained with its help are considered. As a result of this work, schemes for the

placement of instrumentation on the planned soil dam of the Uukan hydroelectric station were developed, as well as the composition of field observations of this dam.

Keywords: monitoring, instrumentation, diagnostic elements, geodetic monitoring, settlements, horizontal displacements, filtration, depression curve position.

Введение

Гидротехнические сооружения в течение всего жизненного цикла подвержены влиянию различных нагрузок и воздействий, таких как гидростатическое давление, фильтрация, температурные колебания и т. д. Для безопасной эксплуатации, предотвращения повреждений и аварий проводятся натурные наблюдения за техническим состоянием сооружений.

Анализируя профиль грунтовой плотины с учетом размера, конструктивных особенностей плотины, класса ответственности, инженерно-геологические, гидрологические и климатические условий эксплуатации были выявлены элементы диагностирования, состояние которых в значительной степени определяют ее надежность и безопасность [1].

Далее для каждого элемента были подобраны параметры диагностирования, количество и расположение измерительных створов, виды наблюдений, состав и расположение контрольно-измерительной аппаратуры. Особое внимание уделено положениям по анализу результата наблюдений для оценки состояния грунтовых плотин по осадкам, горизонтальным смещениям, положению кривой депрессии и т. д. Также был разработан состав натурных наблюдений и схемы расположения КИА в поперечном и продольном разрезе для проектируемых грунтовых плотин.

Перечень элементов диагностирования на примере проектируемой грунтовой плотины Удоканской ГЭС

Для грунтовых плотин, входящих в состав Удоканского гидроузла, относящемуся ко II классу ответственности, выбраны следующие элементы диагностирования:

- противофильтрационный элемент (суглинистое ядро);
- грунтовое тело плотины;
- верховой откос;
- низовой откос
- гребень плотины;
- защитное крепление верхового откоса.
- берма со стороны нижнего бьефа

Каждый элемент диагностирования должен характеризоваться одним или несколькими диагностическими параметрами.

Выбор параметров контроля для каждого элемента диагностирования

Состояние и надежность выбранных элементов диагностирования определяются и контролируются следующими параметрами и признаками (таблица 1).

Таблица 1. Элементы диагностирования и их параметры диагностики

Элементы диагностирования плотины	Диагностические параметры
Противофильтрационный элемент (суглинистое ядро)	Горизонтальные смещения, потери напора на ядре, пьезометрические напоры перед и за ядром
Грунтовое тело плотины (верховая и низовая призмы)	Пьезометрические напоры, положение кривой депрессии, осадка, фильтрационный расход
Верховой откос	Очертания поверхности, просадки, трещины, оползни
Низовой откос	Очертания поверхности, промоины, оползни, выход фильтрации на откос
Гребень плотины	Осадка, просадка, оползни, трещины
Защитное крепление верхового откоса.	Толщина слоя крепления
Берма со стороны нижнего бьефа	Осадка, просадка, оползни, трещины высасывание профильтровавшейся воды

Геодезические наблюдения

Основными задачами натурных наблюдений деформаций грунтовых плотин являются: проведение визуальных и инструментальных наблюдений за развитием во времени осадок, деформаций оснований и откосов под влиянием внешних воздействий, оценка надежности ГТС по контролируемым параметрам. [2]

В состав инструментальных наблюдений входят геодезические методы измерений. Основным геодезическим методом является геометрическое нивелирование высотных знаков, составляющих геодезическую основу в районе гидроузла.

Геодезическая высотная основа состоит из сети реперов и марок, предназначенных для передачи фактических высотных отметок и для контроля осадок плотины. [2]

Контроль за осадками грунтовой плотины

Осадки грунтовой плотины измеряются с помощью планово-высотных марок. В продольном направлении измерительные створы располагаются через

40 метров (рис. 1). Планово-высотные марки расположены в поперечном направлении по гребню плотины (3 шт.) и низовой берме (1 шт.) (рис. 2).

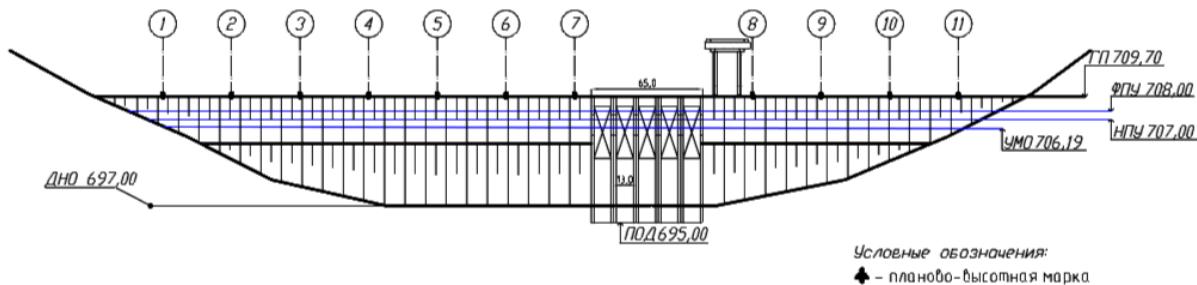


Рисунок 1 – Схема расположения измерительных створов в продольном разрезе со стороны верхнего бьефа

Анализ состояния плотины по осадкам

Для анализа пространственной работы плотины и для оценки образования трещин измеряют осадки по продольным створам. С этой целью составляются кривые графиков хода осадок по каждой высотной марке, далее проводится анализ очертания этих графиков. Существуют следующие характерные случаи изменения осадок во времени: нормальный, аномальный и аварийный.

Нормальный ход развития осадок плотины характеризуется его плавностью, увеличением осадок в начале и далее равномерное затухание. Аномальный ход осадки плотины не всегда является признаком неблагоприятной работы плотины и основания или нарушения их целостности, необходимо найти фактор, повлиявший на осадку плотины. [3]

Горизонтальные смещения

Плановые смещения гребня и бермы плотины следует определять методом визирных створов, так как сооружение имеет прямолинейную продольную ось.

Метод основан на использовании визирных марок — специальных знаков, которые устанавливаются на опорных пунктах створа. При установке оптических приборов (теодолитов) на одном из пунктов и визировании на другой опорный пункт коллимационная плоскость приборов совмещается со створной плоскостью. Отклонения от прямолинейности (нестворности) измеряются с помощью отсчетных устройств зрительной трубы или подвижной марки.

На грунтовых плотинах Удоканской ГЭС визирные створы совмещаем с продольным створом за пределами проезжей части гребня. При этом марки совмещаются с планово-высотными марками, которые располагаются на гребне и низовой берме. Каждая марка в этих точках служит одновременно для измерений осадок в продольном и поперечном направлениях, а также для контроля горизонтальных смещений плотины.

Анализ состояния плотины по горизонтальным смещениям

Для анализа составляют графики схожие с графиками осадок, смещения во времени соответствуют поднятию и опусканию уровня водохранилища: при повышении уровня верхнего бьефа смещение в сторону нижнего бьефа, при снижении - в сторону верхнего бьефа. Признаком опасных процессов является отсутствие стабилизации.

Фильтрационные наблюдения

Для наблюдений за положением кривой депрессии в теле фильтрующей плотины применяем безнапорные пьезометры.

Измерительный параметр безнапорных пьезометров — уровень воды в пьезометрической трубе. Для его определения используют механические средства измерения глубины поверхности воды с помощью индикаторов акустического или электроконтактного типа.

Конструкция безнапорного пьезометра включает трубу, фильтр, расположенный на нижнем конце трубы, и оголовок.

Контроль за фильтрационным расходом

Для замера величин фильтрационного расхода на открытых дренажах устанавливаем мерные водосливы трапецидального профиля. Установка водомерных устройств должна предусматриваться проектом.

Измерения скорости фильтрации в теле плотины или в основании проводятся методами термокаротажа, индикаторами или радиоактивными изотопами с применением парных пьезометров, установленных на удалении друг от друга по одной линии тока. Скорости воды в дренажных линиях открытого типа (или в трубах значительного диаметра), имеющих доступ для наблюдателей, измеряются гидрометрическими измерительными приборами и способами. [4]

Анализ состояния фильтрационного расхода

Фильтрационных расход при неизменном состоянии плотины зависит от напора на плотину, следовательно, должен повторять кривую сработки-наполнения УВБ. Странят график изменения фильтрационных расходов во времени при одинаковых УВБ фильтрационные расходы должны уменьшаться, так как происходит уплотнение грунта в теле плотины. Закономерность изменения фильтрационного расхода через плотину от действующего напора, наличие явлений изменения расходов, не мотивированных изменениями напора.

Контроль за положением кривой депрессии в теле плотины

Для наблюдений за положением кривой депрессии в теле фильтрующей плотины применяем трубные пьезометры. Первый по линии тока измерительный прибор устанавливается на гребне плотины вблизи бровки напорного откоса. Последний - у входа фильтрационного потока в дренаж, а промежуточные делят расстояние между крайними приборами на несколько частей

Анализ состояния плотины по положению кривой депрессии

Каменно-набросная плотина Удоканской ГЭС с суглинистым ядром имеет ряд характерных зон: в верховой призме кривая депрессии горизонтальна, резкой потери напора в районе крепления верхового откоса нет, так как устроен обратный фильтр; в пределах ядра резкое понижение кривой депрессии до УНБ.

- Фактическая кривая депрессии должна быть расположена ниже расчетной кривой.

- Так как грунты плотины со временем уплотняются, то кривая депрессии со временем должна опускаться

- Уклон кривой депрессии должен соответствовать расчётному, так как увеличение уклона свидетельствует об увеличение градиента напора, который должен быть меньше допустимого для данного типа грунта, чтобы не происходил суффозионный процесс

- Проводят сравнение теоретической и фактической кривой депрессий, различия должны быть объяснены, при необходимости внесены корректизы в эксплуатацию плотины

Чтобы выполнять анализ фильтрационных измерений, необходимо не только объяснять и рассматривать изменения для своего сооружения, но и рассмотреть результаты по другим грунтовым плотинам, причем разной конструкции, также сравнить с данными для грунтовой плотины аналогичной конструкции - должны быть совпадения, поэтому для оценки состояния грунтовых плотин привлекают специализированные организации.

Химический состав воды

Определение химического состава воды фильтрационного потока осуществляется по результатам химического анализа проб воды, взятых из пьезометров, дренажных устройств и мест сосредоточенного выхода грунтовой воды и одновременно из водохранилища.

Отбор проб воды на химический анализ проводится в соответствии с проектом, как правило, 2-4 раза в год, обязательно в период минимальных (весной) и максимальных уровней воды в водохранилище. Периодичность отбора проб корректируется на основании опыта эксплуатации. Цикл отбора проб не должен превышать нескольких дней. Из безнапорных пьезометров пробы отбираются пробоотборником-желонкой или скважинным батометром.

При лабораторном анализе проб воды следует определять: содержание водородных ионов, свободной углекислоты, сухой остаток, бикарбонатную щелочность, содержание ионов кальция, магния, натрия и калия, хлора, сульфатного иона, сероводорода. Определение производится не позднее, чем через день после отбора проб. Полученные в результате лабораторного анализа проб компоненты (в мг/л или мг-экв/л) записываются в табличной форме в журнал. [3]

Анализ состояния плотины по химическому составу воды

Наличие и увеличение элементов в пробах воды - это опасные факторы, характеризующие возможные процессы износа и супфозий. Так превышение количества железа в воде внутри плотины верхового откоса относительно водохранилища, говорит о коррозии арматуры плит крепления верхового откоса.

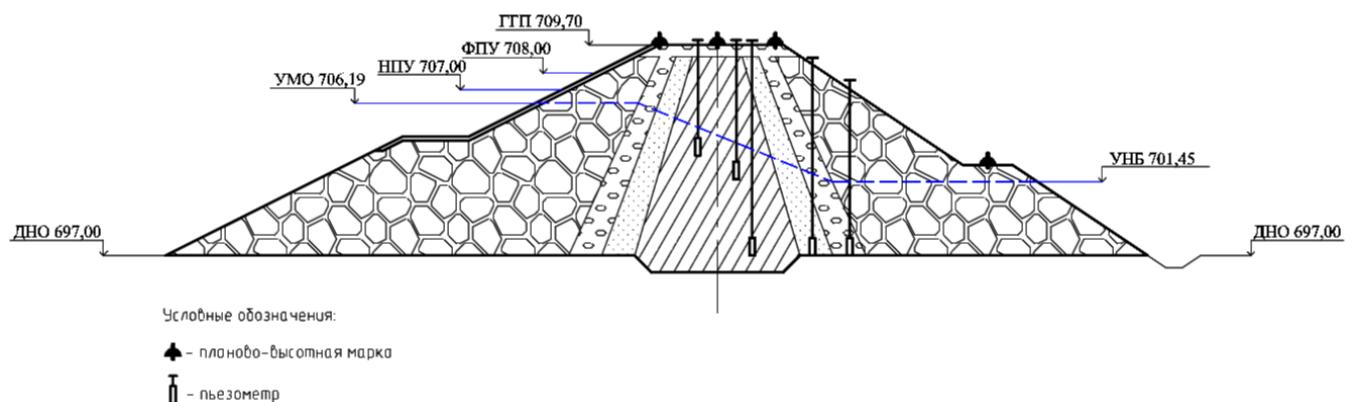


Рисунок 2 – Схема размещения КИА в поперечном разрезе

Состав натурных наблюдений Удоканского гидроузла

Таблица 2. Состав натурных наблюдений Удоканского гидроузла

Внешние воздействия и наблюдения	Виды измерений (наблюдений)	Способы и средства измерений	Рекомендуемая периодичность	Контролируемые показатели
Деформирование плотины	Геодезические	Нивелирование	1 раз в квартал	Планово-высотные перемещения геодезических знаков
		Метод визирных створов	1-4 раза в месяц	Относительные горизонтальные смещения характерных точек плотины
	Визуальные	Выявление трещин, местных деформаций	1 раз в квартал	Инвентаризация трещин, просадочных воронок, промоев; очертания поверхностей
Фильтрационный режим в плотине	Пьезометрические	Пьезометрическая сеть	2 раза в месяц	Поверхность кривой депрессии; пьезометрические уровни
	Расходомерные	Объемные, мерные водосливы	2 раза в месяц	Фильтрационные расходы
	Химические	Пробы воды	2 раза в год	Механический и химический составы фильтрующейся воды

Вывод

В результате работы были рассмотрены виду натурных наблюдений за грунтовыми плотинами, подобраны элементы диагностирования и их параметры. Подобран состав контрольно-измерительной аппаратуры, рассмотрены рекомендации по ее расположению. Составлены схемы расположения КИА на проектируемой Удоканской ГЭС. Также разработан состав натурных наблюдений за грунтовой плотиной данной ГЭС.

Список использованных источников

1. Рекомендации по натурным исследованиям и диагностике грунтовых плотин, расположенных в зоне вечной мерзлоты: П81-2001 / ВНИИГ. 2001 [Электронный ресурс]. – Санкт-Петербург, 2001. – URL: <https://gostrf.com/normadata/1/4293812/4293812050.htm> (дата обращения 12.01.2025).
2. Рекомендации по проведению натурных наблюдений за осадками грунтовых плотин: П87-2001 / ВНИИГ. 2001 [Электронный ресурс]. – Санкт-Петербург, 2001. – URL: <https://snip.ruscable.ru/Data1/50/50840/index.htm> (дата обращения 16.01.2025).
3. Рекомендации по диагностическому контролю фильтрационного режима грунтовых плотин: П71 -2000 / ВНИИГ. 2000 [Электронный ресурс]. – Санкт-Петербург, 2000. – URL: <http://gost.gtsever.ru/Data2/1/4293812/4293812286.htm> (дата обращения 27.01.2025).
4. СТО 70238424.27.140.035-2009 Гидроэлектростанции. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования [Электронный ресурс]. – Москва, 2009. – URL: <https://www.sertrb.ru/docviewer.php?/document/1200093524> (дата обращения 3.02.2025).

УДК 725.1*725.9

ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНОЕ РЕШЕНИЕ ГЭС

А.В. Вахрушев¹, П.Н. Романова¹

Научный руководитель Е.В. Середкина¹

кандидат архитектуры, доцент

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

Аннотация. Проектирование гидроэлектростанции является сложной многогранной задачей, при решении которой необходимо, глубокое понимание

технических, экологических и социальных факторов, детальная разработка объемно-планировочных и архитектурных решения зданий и сооружений.

При проектировании ГЭС, необходимо начинать с предварительных исследований и анализа потенциала местности для строительства, оценки доступных ресурсов и изучения гидрологических условий. Важным аспектом является также оценка воздействия на окружающую среду, что включает в себя изучение экосистем, которые могут быть затронуты строительством и эксплуатацией станции. Необходимы социальные исследования, касающиеся влияния на местное население и его интересы.

Ключевые слова: объемно-планировочное решение, архитектура ГЭС, художественный стиль, туризм, социальные исследования, гидроэлектростанция, возобновляемая энергия, фасады зданий и сооружений, интерактивные пространства, архитектурно-планировочные решения.

VOLUMETRIC PLANNING SOLUTION HPP

A.V. Vakhrushev¹, P.N. Romanova¹

Associate professor E.V. Seredkina¹

Candidate of Sciences in Architecture, Associate Professor

¹Sayano-Shushensk branch Siberian Federal University

Annotation. *Designing a hydroelectric power plant is a complex multifaceted task, the solution of which requires a deep understanding of technical, environmental and social factors, detailed development of space-planning and architectural solutions for buildings and structures. When designing a hydroelectric power plant, it is necessary to begin with preliminary studies and analysis of the potential for construction, assessment of available resources and study of hydrological conditions. An important aspect is also an environmental impact assessment, which includes a study of ecosystems that may be affected by the construction and operation of the plant. Social studies are needed regarding the impact on the local population and its interests.*

Keywords: *space-planning solution, hydroelectric power station architecture, artistic style, tourism, social research, hydroelectric power station, renewable energy, facades of buildings and structures, interactive spaces, architectural planning solutions.*

Важным этапом в процессе создания гидросооружения является разработка объемно-планировочных и архитектурных решений.

Объемно-планировочные решения играют ключевую роль в создании эффективной и безопасной гидроэлектростанции и включают в себя проектирование основных зданий и сооружений ГЭС, таких как:

гидротехнические сооружения (плотины, водосбросы, водоприемники и другие конструкции, которые обеспечивают управление водными потоками); энергетические установки (проектирование турбин, генераторов и вспомогательных систем, необходимых для преобразования гидроэнергии в электрическую); административные и вспомогательные здания (офисы, склады, мастерские и другие помещения, необходимые для функционирования станции).

Архитектурные решения должны учитывать не только функциональность, но и эстетические аспекты. Важно, чтобы здания и сооружения гармонично вписывались в окружающий ландшафт, были приспособлены для промышленного туризма.

Основные аспекты архитектурного проектирования ГЭС включают:

- Эстетика: использование современных архитектурных форм и материалов, которые будут соответствовать окружающей среде.
- Функциональность: проектирование помещений с учетом их назначения и удобства для работников.
- Безопасность: обеспечение надежности конструкций и защитных систем для предотвращения аварий и катастроф.

Таким образом, объемно-планировочные и архитектурные решения являются основополагающими для успешного проектирования гидроэлектростанции. Они требуют комплексного подхода и учета множества факторов, что в конечном итоге влияет на эффективность и безопасность работы ГЭС.

При строительстве гидросооружений необходим учет социальных аспектов, которые помогают создать положительный имидж проекта ГЭС и обеспечивают его поддержку со стороны местного населения.

Строительство гидроэлектростанции часто влечет за собой переселение местного населения, изменение образа жизни и экономической активности. Поэтому важно проводить консультации с местными жителями и учитывать их интересы при разработке проекта. Основные социальные аспекты при строительстве и эксплуатация ГЭС: влияние на образ жизни местное население, проживающих в районе строительства; создание рабочих мест (анализ возможностей трудаоустройства местных жителей на этапе строительства и эксплуатации); внедрение социальных программы (разработка инициатив, направленных на поддержку местного населения и улучшение его жизненных условий).

В настоящее время накоплен огромный опят по вопросам переселения населения с затапливаемых территорий. Тем не менее на сегодняшний день большинство работ освещает вопросы строительства, эксплуатации ГЭС, и недостаточно полно проработана тема о проблемах переселения населения из зоны создания водохранилища гидроэлектростанции.

Необходимо более детально изучить спрос и потребности населения, для разработки архитектурных и объемно-планировочные решения проектуемых населенных мест вблизи ГЭС, проводя анализ всех потребностей региона.

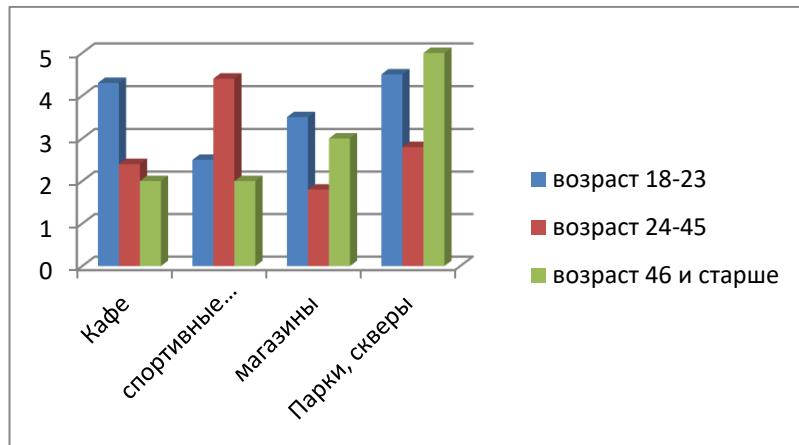


Рис. 1. Удовлетворенность населения объектами социальной инфраструктуры

При выборе вариантов художественных решений необходимо учесть и то факт, что современный населенный пункт построенный на базе ГЭС должен формироваться с учетом корпоративных элементов стиля, прослеживающегося от отдельных элементов зданий и сооружений, до застройки в целом. В то же время архитектурное оформление должно быть мобильным, удобным, а так же недорогим в исполнении и эксплуатации. Этим требованиям, полностью отвечает принцип использования в оформлении зданий, сооружений и городских пространств интерактивных элементов. Особенностью интерактивной среды является и её способности формирования общественного пространства быстро трансформирующегося под определенные цели и задачи.



Рис. 2. Пример решения фасада административно-производственного здания ГЭС

Явления интерактивности в архитектурной среде несут с собой ряд положительных качеств:

- интерактивность способствует повышению уровня комфорта. Один и тот же универсальный многофункциональный объект может быть настроен в соответствии с разными потребностями и целями;
- интерактивность среды, благодаря специальным устройствам общественного информирования (различные общественные события и праздники, адресная реклама, информация об объектах туризма, культуры и т. д.).

Формирование объемно-планировочного решения ГЭС, художественных и архитектурно-планировочных приемов благоустройства территории должно соответствовать главным принципам освоенного пространства, учитывающих весь спектр социально-экономических вопросов, психологических предпочтений населения.

Проектирование и эксплуатация гидроэлектростанций — это сложный процесс, который требует комплексного подхода и учета множества факторов. Успешная реализация проекта ГЭС способствует развитию энергетической инфраструктуры и устойчивого развитие региона. При этом гидроэлектростанции являются не только эффективными источниками чистой энергии, но и оказывают эмоциональное воздействие на человека. В концепции сооружения должна быть заложена идея интеграции в окружающую среду, создание комфортных условий для работы, туризма и рекреации. Облик ГЭС должен соответствовать современным архитектурным тенденциям и быть актуальным на протяжении всего срока эксплуатации.

Список использованных источников

1. СП 42.13330.2011. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений: актуализированная редакция СНиП 2.07.01- 89 – утв. Приказом Минстроя России от 30.12.2016 – 125 с.
2. Богославчик, П.М. Гидротехнические сооружения. – Рецензенты: Э.И. Михневич, В.В. Ивашечкин. – Минск: БНТУ, 2014. – 224 с.
3. Щавелев, Д.С. Гидротехнические установки. – Ленинград: Энергоиздат, Ленинградское отделение, 1987. – 520 с.
4. Ерахтин, Б.М. Строительство гидроэлектростанций в России / Б.М. Ерахтин, В.М. Ерахтин. - М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2007. - 732 с.

ПЕРЕКРЫТИЕ РУСЛА РЕКИ

Д.И. Голубцов¹

Научный руководитель Т.Ю. Толошинова¹

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

Аннотация. Перекрытие русла реки представляет собой важную составляющую процесса строительства гидроузла и одну из самых сложных задач. Основной целью данного мероприятия является перенаправление речного потока в новое русло, что создает условия для сухого, более удобного и качественного выполнения строительных работ на сооружениях. Процесс перекрытия русла обычно включает четыре ключевых этапа: подготовку нового пути для отвода воды, предварительное сужение русла, подготовку к закрытию прорана и непосредственное закрытие прорана.

Эффективность перекрытия реки зависит в первую очередь от удачного выбора времени, метода и схемы исполнения работ. Эти факторы зависят от гидрологических характеристик водоема, геологических условий и рельефа местности, климатических условий региона, особенностей строительных объектов, возможностей строительной компании и требований пользователей водных ресурсов к режиму потока.

Строительство гидроузлов, как правило, ведется в течение всего года и круглосуточно, поэтому среди специалистов по гидростроительству существует мнение, что на данном этапе работы есть лишь два праздничных момента: перекрытие русла реки и запуск первого агрегата. Все остальные дни – это обычные рабочие будни. В день закрытия прорана все строительные мероприятия останавливаются, за исключением самого процесса остановки течения реки в старом русле. Множество зрителей и гостей, включая важных персон, присутствуют при этом значительном событии. После завершения перекрытия проводятся торжественные мероприятия. В XX веке перекрытие водоёмов с высоким притоком, таких как Волга, Кама, Днепр, Енисей, Обь, Вахш, Зея и других, представляло собой непростую инженерную задачу.

Ключевые слова: перекрытие русла, гидроузел, проран, фронтальный способ, пионерный способ, расход воды, крупность камня, гидравлический расчет, строительный период, банкет.

BLACKING OF THE RIVERDET

D.I. Golubtsov¹

Scientific supervisor T.Yu. Toloshinova¹

¹*Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University*

Annotation. Blocking the riverbed is an important component of the construction process of a waterworks and one of the most difficult tasks. The main purpose of this event is to redirect the river stream to a new channel, which creates conditions for dry, more convenient and high-quality construction work on structures. The process of riverbed closure usually includes four key stages: preparation of a new water drainage path, preliminary narrowing of the channel, preparation for the closure of the well and the immediate closure of the well.

The effectiveness of river closure depends primarily on the correct choice of time, method and scheme of work. These factors depend on the hydrological characteristics of the reservoir, geological conditions and terrain, climatic conditions of the region, the characteristics of construction sites, the capabilities of the construction company and the requirements of users of water resources to the flow regime.

The construction of waterworks is usually carried out throughout the year and around the clock, so there is an opinion among specialists in hydraulic engineering that at this stage of work there are only two festive moments: the closure of the riverbed and the launch of the first unit. All other days are normal working days. On the day of the closure of the proran, all construction activities are stopped, with the exception of the very process of stopping the flow of the river in the old channel. Many spectators and guests, including important people, are present at this significant event. After the closure is completed, celebrations are held. In the twentieth century, damming reservoirs with high inflows, such as the Volga, Kama, Dnieper, Yenisei, Ob, Vakhsh, Zeya and others, was a difficult engineering task.

Keywords: riverbed closure, hydraulic structure, waterworks, wreaching gap, closure gap, frontal method, pioneer method, water discharge, flow rate, stone size, rock size, hydraulic calculation, construction period, embankment, rockfill dump.

Способ перекрытия реки выбирают на основании анализа гидрологических, геологических и топографических условий створа с учетом технической оснащенности строительства. В современном гидротехническом строительстве применяются преимущественно два универсальных способа перекрытия: фронтальный и пионерный, а также два специальных — безбанкетный и направленным взрывом. В определенных условиях могут использоваться и другие способы.

Таблица 1 – Примеры способов перекрытия русла реки гидроэлектростанций.

Гидроэлектростанция, река	Способ перекрытия	Расход м ³ /с	Материал перекрытия	Дата перекрытия
Реки с размываемым руслом				
Каневская, Днепр	Базбанджетный	706	Песок	09.1972
Новосибирская, Обь	Пионерный	1120	Горная масса	10.1956
Горьковская, Волга	Фронтальный	1300	Камень, кубы	08.1955
Камская, Кама	Фронтальный	1400	Горная масса, кубы	10.1953
Каховская, Днепр	Фронтальный	1700	Горная масса, тетраэдры	07.1973
Чебоксарская, Волга	Пионерный	3000	Горная масса, тетраэдры	11.1980
Саратовская, Волга	Фронтальный	4200	Камень, тетраэдры	10.1967
Реки с не размываемым руслом				
Чиркейская, Сулак	Взрывом	70	Горная масса	10.1967
Усть-Хантайская, Хантайка	Пионерный	365	Горная масса, негабариты	10.1967
Красноярская, Енисей	Пионерный	540	Горная масса, тетраэдры	03.1963
Зейская, Зея	Пионерный	1100	Горная масса, негабариты	10.1972
Саяно-Шушенская, Енисей	Пионерный	1200	Горная масса, негабариты	10.1975
Братская, Ангара	Фронтальный	3200	Камень, негабарит	06.1959

Наиболее распространенными способами перекрытия русла реки являются фронтальный и пионерный способы отсыпки каменного банкета в воду.

Однако при фронтальном методе, который основан на принципе равномерной по всей ширине перекрываемого потока подаче камня, необходим мост или какое-либо другое средство для подачи материала по всему фронту реки, что ограничивает область его применения.

При пионерном способе, основанном на боковом сужении потока за счет подачи в него негабаритного материала путем создания постепенно выдвигаемого в поток банкета, узок фронт работ, так как сброс материала ведут лишь на торцовый откос банкета, что снижает интенсивность перекрытия и увеличивает его продолжительность. Бурное развитие землеройной техники для производства земельно-скальных работ: автосамосвалов грузоподъемностью 40 и 100 тн, больших экскаваторов и т.п, привело к увеличению производительности и снижению стоимости этих работ, и сделало пионерный способ наиболее производительным. Таким способом выполнялось перекрытие реки при строительстве Саяно-Шушенской, Красноярской, Богучанской ГЭС.

Влияние некоторых факторов на выбор способа перекрытия:

- Гидрологические условия или влияние расхода воды в реке во время перекрытия русла.

Размеры водопропускных сечений и конструкций, ограждающих котлован, объемы работ по строительству этих сооружений и их стоимость напрямую связаны с величиной расчетного строительного расхода. Если указанный расход будет занижен, это может привести к повреждениям перемычек, затоплению котлованов, нарушению работы сооружений, которые находятся в процессе строительства, и остановке производства работ. В некоторых случаях такие ошибки могут причинить вред ближайшим населённым пунктам и предприятиям, расположенным в НБ.

Расходы воды в реке влияют на выбор времени перекрытия, способа перекрытия, крупности и объемов камня.

Время перекрытия всегда выбирают по минимальным значениям расходов реки во время сужения русла и закрытия прорана для уменьшения перепада уровней при перекрытии, что снижает необходимую крупность камня.

Необходимое количество и размеры камня для перекрытия реки являются результатом гидравлического расчета перекрытия. Они должны быть заготовлены заранее: необходимой крупности и в нужных объемах.

Так как реки РФ имеют ярко выраженные межени и паводки, то перекрытия назначают в период осенней или зимней меженей. Соответственно расход при закрытии прорана перекрытия будет соответствовать расходу месяца перекрытия.

Гидравлические расчеты перекрытия русла позволяют определить крупность и объем камня для каждой ширины сужения русла.

- Скорость течения и перепад.

Чем выше скорость течения реки, тем больше будет перепад уровней, тем более крупный камень должен быть использован. Анализ выполненных перекрытий указывает на то, что максимальный напор при перекрытии, от которого будут зависеть скорости течения перекрываемого потока, не должен быть больше 1 или 2-х метров. При перепаде в 1 м крупность камня для закрытия прорана будет составлять 1,0 м и более.

- Рельеф местности (горы, равнины).

Горный рельеф: в горных районах реки часто имеют узкие долины и крутые склоны: соответственно небольшие расходы реки, но значительные скорости течения. Перекрытие русла в таком рельефе может потребовать применения камней большой крупности, либо негабаритов из других материалов, большого веса.

Узкий створ позволяет использовать направленный взрыв для перекрытия русла реки, что было применено на Чиркейской ГЭС. При взрыве

перекрывается все русло реки, поэтому на период строительства вода реки отводится через специальное сооружение: строительный туннель, канал и т.п.

Равнинный рельеф: На равнинах реки обычно имеют широкие долины и пологие берега, расходы реки большие, но скорости течения и перепады меньше, чем в горных реках. Перекрытие русла в равнинных условиях менее критично: можно применить пионерный способ сужением русла реки с двух сторон, что ускорит процесс.

- Тип грунта на дне и берегах реки.

Скальные породы: Скальный грунт обладает высокой прочностью и устойчивостью к внешним воздействиям. Перекрытие русла на скальном грунте обеспечивает неразмываемость русла при больших скоростях, снижая риски смещения и разрушения рядом расположенных сооружений.

Нескальные породы: Нескальный грунт имеет значительно меньшие неразмывающие скорости потока, поэтому лучше использовать фронтальный способ перекрытия русла, тогда образуются меньшие перепады и скорости потока.

Таким способом перекрывали Нижегородскую ГЭС. При строительстве этой плотины русло Волги перекрывали с помощью крупных камней и специализированных железобетонных блоков. Их сбрасывали в воду с грузовиков МАЗ-205, которые работали с специально оборудованного понтонного моста. С этого моста самосвалы начали формировать каменную насыпь – дамбу, двигаясь от берегов к центру реки. В тот день в русло было засыпано 16 тысяч кубометров камня. Этот процесс занял 10 часов и стартовал 24 августа 1955 года. После завершения работ началось наполнение Горьковского водохранилища. В итоговом результате во время перекрытия Волги, в основание плотины было сброшено 1670 камней и 1200 бетонных кубов.

- Положение банкета

Чтобы снизить мощность потока, создающегося в проране на завершающем этапе перекрытия, необходимо расположить его на менее глубоком участке русла или же искусственно уменьшить глубину прорана, при этом используя, например, негабарит с плавучих средств.

- Размеры банкета

Размеры банкета зависят от ширины перекрываемого русла реки. Ширина перекрываемого русла связана со способом пропуска строительного расхода реки. Топографические особенности местности также влияют на выбор способа пропуска расходов реки в период строительства в зависимости от компоновки основных сооружений:

Пойменная компоновка. Этот тип компоновки подразумевает размещение основных бетонных сооружений (например, водосливной плотины, здания ГЭС, водозаборов и шлюзов) в пойме одного или обоих берегов реки. В русле реки находится земляная плотина. Данная схема чаще

всего используется для низконапорных гидроузлов на реках с рыхлыми, легко размываемыми грунтами и при наличии поймы. Расходы реки в период строительства пропускают непосредственно через русло реки, а перекрывать приходится всю ширину русла реки.

Русловая компоновка. В данном устройстве бетонные конструкции гидроузла (плотина и здание ГЭС) располагаются в пределах естественного русла. Этот метод актуален для рек без поймы с узкими руслами и крепкими берегами. Он чаще всего встречается в высоконапорных гидроузлах с бетонными плотинами. Эта компоновка предусматривает два способа пропуска расходов реки: с сужением русла и без сужения русла. Перекрытие с сужением русла реки будет осуществляться через уменьшенную ширину русла, что потребует меньшие объемы материалов. Перекрытие без сужения русла требует строительства дополнительных сооружений для пропуска расходов реки в период строительства: строительных туннелей и каналов, а перекрывать придется всю ширину реки.

Деривационная компоновка. В данном случае бетонные сооружения (здание ГЭС, водосбросы) размещаются в верхнем и нижнем узле сооружений, соединяемых деривацией. Русло реки перекрывают в верхнем узле сооружений, используя при этом способы, как для русловой компоновки.

- Инновационные способы перекрытия русел рек

Инновационные способы перекрытия русел рек оформлены множеством патентов.

Одним из ключевых нововведений является использование разнообразных типов грунта при отсыпке банкетов, которые получают при разработке котлованов, что помогает снизить общий объем необходимых материалов и тем самым оптимизировать расходы. Такой подход также способствует сокращению времени, необходимого для завершения строительных операций, что делает эти технологии особенно привлекательными для применения в условиях ограниченного бюджета и сжатых сроков. Другое направление: применение искусственных материалов и конструкций.

Так как к перекрытию русла необходимо подготовиться заранее: определить ход работы по перекрытию, выбрать места расположения банкета и прорана, защитить дно прорана от размывов, выбрать порядок сужения русла, время перекрытия водоотводящего тракта, организацию замыкания прорана и гидрологических наблюдений за ходом перекрытия, определить потребности в материалах для перекрытия и места расположения карьеров грунта, складов камня нужных размеров и бетонных негабаритов; подготовку транспортных коммуникаций, сетей энергоснабжения, освещения и связи, поэтому основной задачей подготовки к перекрытию является возможность рассчитать условия перекрытия заранее.

Разработаны способы гидравлического расчета перекрытия русел фронтальным и пионерным способами. В книге [1] приведены порядок расчета перекрытия русла реки для фронтального и два варианта для пионерного способа. Для одного варианта перекрытия пионерным способом выполнен пример расчета: перекрытие реки Иртыш для Бухтарминской ГЭС.

В данной магистерской диссертации предусмотрена разработка методики расчета по второму варианту перекрытия русла реки Гилной для Гилной ГЭС, выполнение расчета обоими вариантами и анализ результатов расчетов.

Описание порядка выполнения работ по первому варианту расчета:

- задаются пятью этапами перекрытия
- по каждому этапу производится расчет скорости потока, которая будет соответствовать данному этапу.
- определяют требуемую крупность камня по каждому этапу.
- определяют объемы камня по каждому этапу;
- определяют время перекрытия по каждому этапу;
- определяют технологию создания необходимых запасов камня и материалов в карьере или в буртах для выполнения работ;
- подбирают пор необходимого количества техники и персонала для перекрытия.

Существует множество книг, в которых подробно рассматриваются различные методы перекрытия русла реки с акцентом на экономию материалов и сокращение сроков выполнения работ. Эти издания представляют собой ценные источники информации для инженеров, проектировщиков и специалистов в области гидротехнического строительства. В них обсуждаются подходы к выбору типа перекрытия, анализируются преимущества и недостатки различных конструктивных решений, а также приводятся примеры успешных проектов.

Особое внимание уделяется вопросам рационального использования ресурсов, что позволяет существенно снизить затраты и повысить эффективность строительных процессов для перекрытия русел рек.

Это исследование позволит получить пример расчета перекрытия русла еще одним способом, оценить удобство разных способов и разработать условия применения каждого способа.

Список использованных источников

1. Ерахтин Б.М., Ерахтин В.М. Строительство гидроэлектростанций в России. Учебное-справочное пособие для вузов и инженерных гидростроителей. – Москва: Издательство Ассоциации строительных вызов, 2007 – 732 с.

2. Патент № 1209755 Союз Советских Социалистических Республик (СССР), МПК: E02B 7/06. Способ перекрытия русла реки: № 3783975 : заявл. 22.08.1984: опубл. 07.02.1986 / Докучаев С.М, Дубинчик Е.И, Карпов Е.П, Омаров Г.А, Осадчий Л.Г, Савченко Н.Г, 1986.– 3 с.– URL: <https://patents.su/> (дата обращения: 10.10.2024).

3. Патент № 1392187 Союз Советских Социалистических Республик (СССР), МПК: E02B 1/00, E02B 7/06. Способ перекрытия прорана русла реки при возведении перегораживающего сооружения: № 3951943 : заявл. 05.09.1985: опубл. 30.04.1988 / Куракина Э.В., Заирова В.А., Воликов Т.Е., 1988. – 3 с. – URL: <https://patents.su/> (дата обращения: 05.11.2024).

4. Николаев Ю.Г., Якобсон А.Г. Пропуск расходов реки при гидротехническом строительстве. Учебное пособие. – Москва: Энергия, 1978 – 320 с.

5. Лапин Г.Г. Организация гидротехнического строительства. Практическое пособие для проектировщиков, строителей и студентов вузов. – Москва, 2021. – С. 78–87. – URL: <https://mgsu.ru/> (дата обращения: 14.03.2025).

УДК 627.833

ОСОБЕННОСТИ МАНЕВРИРОВАНИЯ ЗАТВОРАМИ ВОДОСЛИВНОЙ ПЛОТИНЫ ЗЕЙСКОЙ ГЭС ПРИ ВЫСОКИХ ПАВОДКАХ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Н.С. Ларин¹

Научный руководитель А.А. Камзолкин²

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

²АО НИЦ СтаДио

Аннотация. В настоящее время на множестве гидроузлов России применяется водопропускные сооружения срок эксплуатации, которых либо приближается к своему концу. Либо давно превышен. Этот факт неизбежно оказывается на состоянии и эффективности работы затворов этих гидроузлов. В этой статье будут рассмотрены общие особенности маневрирования затворами, так и частный случай Зейского гидроузла с предложением по повышению эффективности маневрирования затворами водосливной части плотины.

Ключевые слова: Пропуск половодий, регулировка, надежность, затвор, модернизация, срок эксплуатации.

FEATURES OF MANEUVERING THE SPILLWAY GATES AT THE ZEYA HPP DAM DURING HIGH FLOODS AND WAYS TO IMPROVE EFFICIENCY

N.S. Larin¹

Scientific supervisor A.A. Kamzolkin²

¹*Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University*

²*JSC NIC Studio*

Annotation. At present, a large number of hydroelectric facilities in Russia use culverts structures whose service life is either approaching its end or has been exceeded for a long time. This fact inevitably affects the condition and efficiency of operation gates of these hydrosystems. In this article we will consider both the general peculiarities maneuvering of gates, as well as a particular case of the Zeya hydroscheme with a proposal to improve the efficiency of gate maneuvering at the spillway part of the dam. To improve the efficiency of maneuvering the gates of the spillway part of the dam.

Key words: Flood passage, adjustment, reliability, shutter, modernization, service life

Общие особенности, регулирующие маневрирование затворами

В группе компаний РусГидро пропуск половодий регулируется набором стандартов организаций где установлены требования к работе гидромеханического оборудования ГЭС, одним из основных требований является требование о безаварийности режимов работы механического оборудования.

Деятельность в сфере использования механического оборудования ГТС в группе компаний РусГидро регулируется стандартами, и приказами различных государственных служб, которые нормируют детали этой деятельности.

Режим управления затворами зависит от условий верхнего и нижнего бьефов, согласованности работы с другими элементами гидроузла, конструкции затворов и механизмов их подъема. Важно учитывать связь с соседними гидроузлами, возможные аварийные ситуации и прогнозируемые изменения гидравлических и геологических условий.

Маневрирование затворами осуществляется в различных конфигурациях. Среди них отмечают ручное, полуавтоматическое, автоматическое. Эти перемещения осуществляются различного рода механизмами, среди которых подъемно-опускные (дожимные) тяговые органы, приводы, различного рода подъемные средства.

Маневрирование затворами осуществляется как механизмами неподвижными, так и подвижными, в зависимости от требований которые ставятся перед затворами и их конструкционными особенностями.

Тяги соединяют затворы с подъемными механизмами и бывают гибкими (тросы, цепи) или жесткими (винты, рейки, штанги). Узлы подвески совмещают с опорными конструкциями. В гидроподъемниках тяга представлена штоком или тросами, связывающими затвор с механизмом. Для фиксации затворов используются подхваты, которыедерживают поднятые конструкции; наиболее надежны двухпорные варианты. Захватные балки применяются для подъема затворов и шандоров, предотвращая перекос с помощью направляющих. Для герметичного закрытия затворов используют дожимные грузы, такие как чугунные или железобетонные элементы.

Особенности маневрирования затворами на Зейском гидроузле.

Исследуя вопрос безопасности и безаварийности работы механического оборудования ГЭС стоит обратиться к опыту эксплуатации Зейского гидроузла.

Зейский гидроузел — это гидроэлектростанция в Амурской области мощностью 1330 МВт. Водохранилище Зейского гидроузла составляет 68 куб. км., площадь водосбора более 82 тыс. квадратных километров.

Начать рассмотрение особенностей маневрирования затворами ВСП Зейской ГЭС стоит с разбора того какие затворы и механизмы маневрирования применяются.

На водосливной плотине Зейской ГЭС применяются 8 (по кол-ву поверхностных отверстий) основных затворов. Пролёт в свету 12 м, высота отверстия 9,5 м, расчетный напор 9,5 м. По конструкции затворы металлические плоские скользящие многоригельные. Каждый затвор состоит из 3х жёстких отправочных марок. Каждая марка состоит из 2х ригелей, 4х стрингеров, 4х диафрагм, 2 опорно-концевых стоек и обшивки, расположенной с напорной стороны, марки соединены сваркой, вес одной 16 т. Передача нагрузки на бетон производится с помощью специальных полозьев, закрепленных на опорно-концевых стойках болтами. Полозья представляют собой металлическую обойму, в которой установлены пластины из материала «Маслянит-Д» с закреплением клиньями на винтах.

Направление движения затвора в пазах осуществляется боковыми упорами. Уплотнения находятся со стороны ВБ.

Подъем и опускание затворов осуществляется козловыми кранами ВБ с помощью траверсы, для крепления оной к затвору на нем предусмотрены штанги, выведенные до верха бычков плотины.

Предусматриваются ступенчатые открытия: 1,38; 2,38; 5,21; 6,38; 9. Для этого в штангах предусмотрены (согласно заданным открытиям отверстия для установки затвора на подхваты).

Как описано в отчете о экспедиции по исследованию наводнения от 2013 года, с энергетическим использованием водохранилище предназначено для противопаводкового регулирования рек Зея и Амур. Ввиду климатических особенностей распределение атмосферных осадков в течение года неравномерно, что в отдельные годы приводит к катастрофическим наводнениям. Из последних лет в 2007 и 2013 году максимальный приток составлял 15200 и 11700 м куб./сек.

Ввиду технических особенностей при пропуске такого рода объемов паводков существует проблема маневрирования плоскими затворами водосливной части плотины

Наиболее явно себя проявила проблема с маневрированием затворами ВСП в 2013 году, когда при пропуске паводка и подъёме уровня ВБ до 319,84 маневрирование затворами было затруднено потоком воды. Если затвор невозможно закрыть при пропуске паводка, это может привести к превышению ФПУ и потенциальному повреждению или даже разрушению плотины, так как для поддержания рекомендованных уровней верхнего бьефа необходимо постоянно маневрировать затворами. Такого рода явление, можно классифицировать как отказ оборудования, что напрямую влияет на его надежность и безопасность.

Так же это напрямую нарушает требование приказа №1070, а именно «При маневрировании затворами их движение должно происходить беспрепятственно, без рывков».

Потенциальные способы решения проблемы.

Рассмотренные выше существующие способы и методы маневрирования затворами позволяют нам провести анализ проблемы и подобрать наиболее рациональное решение данной проблемы.

Хотя наиболее простым и доступным кажется применение дожимного груза, применение оного не гарантирует решение проблемы в полной мере, а также оно связано с потенциальным превышением грузоподъёмности крана гребня плотины, что может потребовать его модификации или замены, для удовлетворения новых требований к грузоподъёмности. Данное решение было предложено «Ленгидропроектом», но принято к реализации не было по совокупности причин, перечисленных далее по тексту.

Модификация или замена самого затвора связанные с увеличением его веса так же неизбежно подпадают под вышеуказанные проблемы. Что приводит к мысли о том, что решение проблемы лежит в несколько иной плоскости, нежели чем изменение веса затвора.

Как было упомянуто выше на маневрирование затвором влияет увеличение сил трения при давлении массы воды на затвор, как при его поднятии, так и его опускании, что подводит к методу изменения закладных частей и/или опорно-ходовых частей, передающих нагрузку на тело плотины, а именно на изменение в части трущихся пар. Таким образом в этой работе

предлагается, замена антифрикционных материалов в закладных частях затвора, с целью улучшения его маневренных характеристик при пропуске паводков.

Как упомянуто выше, затворы, произведенные в 1980х проектировались исходя из тех технологий, которые были доступны в то время, за долгие годы эксплуатации материаловедение, и в частности исследования в сфере антифрикционных материалов шагнули далеко вперед. Если у применяемого сейчас «Маслянита-Д» коэффициент трения 0,14, то у материалов на основе фторопласта он варьируется от 0,1 до 0,04.

Так же стоит отметить что ввиду длительности срока эксплуатации, и превышения срока эксплуатации, контактные поверхности полозьев деградировали и потеряли в своих свойствах. Все эти особенности неизбежно влияют на безопасность и надежность маневрирования затворами.

Анализ эффективности данного метода повышения надежности и безопасности маневрирования затворами является наиболее целесообразным путем численного моделирования процесса подъёма-опускания в программном комплексе Ansys, с отражением изменений в данных процессах.

Выводы:

1. Были описаны общие особенности, влияющие на маневрирование затворами в целом.
2. Были рассмотрены особенности маневрирования затворами ВСП Зейского гидроузла, с описанием существующей проблемы.
3. Были предложены потенциальные решения данной проблемы.

Список использованных источников

1. Итоги работы комплексной экспедиции по исследованию зон наводнения 2013 года на территории Дальневосточного федерального округа и рекомендации органам государственной власти по предупреждению чрезвычайных ситуаций, вызванных крупномасштабными наводнениями, Москва, 30 июля 2014 года / ФГБУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ), 2014. – М.: Всероссийский научно-исследовательский институт по проблемам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций МЧС России, 2014. – 85 с.
2. Дмитриева, Г.Н. Исторические аспекты борьбы Зейской ГЭС с паводковыми наводнениями / Г.Н. Дмитриева // Теория и практика общественного развития. – 2012. – № 4. – С. 197-199.
3. Евдокимов, С. В. Особенности и проблемы эксплуатации механического оборудования гидротехнических сооружений ГЭС / С.В. Евдокимов, А.А. Романов, А.А. Орлова // Традиции и инновации в строительстве и архитектуре. Строительство и строительные технологии: Сборник статей 79-ой всероссийской научно-технической конференции 18–22 апреля 2022 года / Под редакцией М.В. Шувалова, А.А. Пищулева, А.К.

Стрелкова. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2022. – С. 420-428.

4. Приказ Минэнерго РФ от 04.10.2022 N 1070 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757, от 12 июля 2018 г. N 548". – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_433519/ (дата обращения: 15.04.2025).

УДК.69.04

АНАЛИЗ И ВЫЯВЛЕНИЕ ПРИЧИН ДЕФОРМАЦИЙ ДРЕНАЖНОЙ ДАМБЫ ХВОСТОХРАНИЛИЩА

С.В. Манакова¹

Научный руководитель Е.Ю. Затеева¹
кандидат технических наук

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

Аннотация. Объектом исследования является дренажная дамба хвостохранилища хвостов флотации золотоизвлекательной фабрики.

На многих промышленных предприятиях, производство которых связано с необходимостью постоянного наличия емкости для хранения, накопления, отстаивания, очищения технической воды, или пульпы, выполняются гидротехнические сооружения, обеспечивающие эти потребности цикла производства. Одними из основных объектов таких гидротехнических сооружений (далее по тексту - ГТС) являются грунтовые дамбы, или плотины - так называемые основные напорные ГТС. Опыт эксплуатации на различных предприятиях напорных ГТС показывает, что в их телах и основаниях могут проходить разные процессы, включая деформационные, за которыми необходимо постоянно вести наблюдения (мониторинг).

Следует отметить, что контроль за деформационными явлениями (мониторинг) ведется разными способами с использованием различной контрольно-измерительной аппаратуры (далее по тексту - КИА), приборов и систем. В настоящее время широкое распространения получает Автоматизированная система диагностического контроля (далее по тексту - АСДК), которая включает систему автоматического опроса дистанционной контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на

сооружении, и выполняет одновременно сравнительный анализ результатов наблюдений с критериями безопасности, на основании чего автоматически диагностируется состояние дамбы (плотины).

Анализ осуществляется путем диагностики, зафиксированных с помощью КИА, фактических показателей состояния сооружений. При этом КИА устанавливается как на поверхности, так и в теле дамбы, для всестороннего мониторинга процессов, протекающих на разных конструктивных уровнях сооружения, и максимально достоверно определить причины, вызывающие смещения и деформации сооружения, а также дальнейшего предупреждения, а при необходимости и стабилизации, или полного прекращения указанных деструктивных явлений.

Анализ и выявление причин деформационных процессов грунтовых сооружений – это важные элементы в обеспечении безопасности гидротехнических сооружений, для осуществления которых необходимо выполнять регулярные натурные наблюдения.

Ключевые слова: дренажная дамба, хвостохранилище, гидротехнические сооружения, состояние, устойчивость, фильтрация, контроль, мониторинг, поверхностные марки, инклинометры, свойства грунтов, деформации.

ANALYSIS AND IDENTIFICATION OF THE CAUSES OF DEFORMATIONS IN THE DRAINAGE DAM OF A TAILINGS STORAGE FACILITY

S.V. Manakova¹

Scientific Supervisor E.Yu. Zateeva¹

Candidate of Technical Sciences

¹Sayano-Shushensky Branch of Siberian Federal University

Annotation. The object of the research is the drainage dam of the tailings storage facility containing flotation tailings from a gold processing plant.

At many industrial enterprises whose operations require constant storage, accumulation, settling, or treatment of process water or slurry, hydraulic structures are constructed to meet these production cycle needs. One of the main types of such hydraulic structures (hereinafter referred to as HS) are earth dams or embankments—so-called main pressure hydraulic structures. Operational experience at various enterprises has shown that different processes, including deformation processes, can occur within the body and foundation of such structures, requiring continuous monitoring.

It is worth noting that deformation monitoring is carried out using various

methods and types of control and measuring equipment (hereinafter referred to as CME), instruments, and systems. Nowadays, Automated Diagnostic Monitoring Systems (hereinafter referred to as ADMS) are becoming widespread. These systems include automated interrogation of remote CME installed on the structure and simultaneously perform comparative analysis of monitoring data against safety criteria, allowing the dam (or embankment) condition to be diagnosed automatically.

Analysis is carried out by diagnosing actual condition indicators recorded by CME. CME is installed both on the surface and within the dam body to provide comprehensive monitoring of processes occurring at different structural levels of the facility. This enables a highly reliable determination of the causes of displacements and deformations, as well as facilitates timely warning, stabilization, or even complete cessation of these destructive processes if necessary.

The analysis and identification of the causes of deformation processes in earth structures are crucial for ensuring the safety of hydraulic structures and require regular field monitoring.

Keywords: drainage dam, tailings storage facility, hydraulic structures, condition, stability, filtration, control, monitoring, surface markers, inclinometers, soil properties, deformations.

Документы, регулирующие правовые нормы в выбранной области исследований

Необходимость проведения исследований процессов, протекающих в грунтовых дамбах и плотинах, а также требования по ведению мониторинга состояния этих сооружений регламентируются множеством правовых и строительных норм, но основными **нормативно-правовыми актами** являются: Федеральный закон от 21.07.1997 № 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений» [12], СП 58.13330.2019. Свод правил «Гидротехнические сооружения. Основные положения» [13] и Федеральные нормы и правила в области безопасности гидротехнических сооружений «Требования к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений» [14] (далее по тексту - ФНП), в частности:

✓ Федеральный закон №117-ФЗ регламентирует обеспечение безопасности ГТС через декларацию безопасности, с обоснованием уровня безопасности сооружения, соблюдение критериев и мероприятий по предотвращению ЧС, и предписывает владельцу и эксплуатирующей организации выполнять мониторинг безопасности ГТС на всех стадиях жизненного цикла сооружения.

✓ Свод правил СП 58.13330.2019 определяет задачи и направления проектирования ГТС, разработку программы контроля (мониторинга), учитывающую особенности проектируемого сооружения, необходимость установки и номенклатуру контрольно-измерительной аппаратуры, перечень нагрузок и показателей, учитываемых при проектировании

соответствующего сооружения.

✓ ФНП регламентируют обязанности владельца ГТС обеспечивать исправность и надежность сооружения путем технического обслуживания, соблюдения критериев безопасности, выполнения программы контроля, включая контроль за внешними нагрузками и показателями безопасной работы сооружения с помощью средств измерений, путем регулярных натурных наблюдений, в том числе за температурным режимом и деформациями грунтовых сооружений.

Краткий обзор некоторых исследований деформаций грунтовых плотин и дамб на основе геодезического мониторинга и методов прогнозирования, опубликованных в разное время в разных информационных источниках

Ниже приведен обзор некоторых исследований деформаций грунтовых плотин и дамб с использованием геодезического мониторинга и методов прогнозирования, опубликованных в различных источниках на протяжении разного времени:

1. В 2021 году в Сборнике «Известия Томского политехнического университета» с статье Ефремова Е.Ю. [1] был рассмотрен вопрос о процессе деформирования грунтовой дамбы при заполнении хвостохранилища. Автор статьи провел наблюдения за деформациями с применением геодезических методов (нивелирование, ГНСС) и выявил зависимость оседаний плотины от скорости и объема заполнения накопителя, а также оценил влияние исследуемых процессов на устойчивость дамбы.

2. В статье научного сотрудника Горного института КНЦ РАН Запорожца Д.В. (2019) [2] из «Международного журнала гуманитарных и естественных наук» проведен анализ использования программных продуктов для обработки результатов геодезического мониторинга дамбы хвостохранилища. Применение программных продуктов позволило улучшить точность и достоверность оценки состояния сооружения и как следствие повысило оперативность реагирования на появление деструктивных процессов.

3. Студентом 2 курса отделения геологии национального исследовательского Томского политехнического университета Маракулиным Д.А. (2020) [5] в работе по анализу деформаций горных пород описан метод применения статических и динамических способов в изучении деформационных процессов, протекающих в массивах горных пород. В проведенных исследованиях ключевую роль сыграла анизотропность свойств горных пород, учет которой необходим для обеспечения безопасности сооружений как при их проектировании и строительстве, так и во время их эксплуатации.

4. В 2002 году в научно-практическом журнале «Аллея Науки» [6] научными сотрудниками Пимшиной Т.М. и Магомедовым Г.Р. были исследованы различные источники ошибок средств измерений при выполнении мониторинга за сооружениями. Кроме этого, было изучено влияние внешних факторов на точность определения деформационных процессов в грунтовой плотине. В результате проведенной диагностики, сделан вывод о целесообразности применения не только непрерывного автоматизированного, но и ручного периодического мониторингов.

5. В 2008 году в журнале «Гидротехническое строительство» [7] была опубликована статья Жарницкого В.Я. и Жарницкой Н.Ф. о прогнозе деформаций грунтовых плотин методом вероятностного прогноза осадок. В результате выполненных исследований сделан вывод, что ключевым фактором, влияющим на появление и величину осадок является уплотнение грунтов.

6. В 2014 году в журнале «Инженерно-строительный журнал» [8] напечатана статья авторов Мирсаидова М.М. и Султанова Т.З. об оценке напряженно-деформированного состояния грунтовых плотин. В статье приводятся результаты исследований динамического поведения и напряженно-деформированного состояния высоких грунтовых плотин. Основное направление исследований базировалось на оценке нелинейно-вязкоупругих свойствах грунтов и неоднородных конструктивных особенностях сооружений, что напрямую влияет на характер и тип возникающих в сооружениях деформаций.

7. В статье «Анализ деформаций тела грунтовой плотины» [9], автора Рахманова С.О. описываются результаты изучения конструктивных особенностей и технологии эксплуатации грунтовой плотины Куйбышевского гидроузла. В статье уделено большое внимание зависимости деформационных явлений от динамики и режима эксплуатации этого сооружения.

8. В 2015 году в журнале «Вестник СГАСУ. Градостроительство и архитектура» [10], 2015, №1, опубликована статья автора Бальзанникова М.И., в которой автор путем проведенного анализа вывел взаимосвязь различных условий эксплуатации плотины Куйбышевской ГЭС, и деформационных процессов в плотине и предложил мероприятия по улучшению её надежности.

9. В журнале «Вестник ВРО РААСН» [11] напечатана статья о деформационных процессах в теле грунтовой плотины Куйбышевской ГЭС авторов Бальзанникова М.И. и Рахманова С.О. Авторами выполнены исследования причинно-следственной связи деформаций плотины от условий эксплуатации сооружения, а также рекомендованы способы повышения безопасности эксплуатации указанной плотины.

Таким образом, обзор публикаций подтверждает важность выполнения мониторинга напорных грунтовых сооружений, для изучения и анализа их деформаций, что в свою очередь позволит определить причину возникновения

деформаций с последующим принятием мер (решений) по стабилизации или полному устранению зафиксированного негативного процесса.

Вектор исследования деформаций грунтовой дамбы, принятый для работы

Как неоднократно уже упоминалось выше в настоящей статье, исследования деформаций и ведение мониторинга грунтовых плотин и дамб представляют собой важное направление в геотехнической инженерии. Поэтому для анализа деформаций дренажной дамбы выбрано одно из направлений в исследованиях деформаций грунтовых плотин, относящееся к расследованию причин возникновения деформаций в дамбах, построенных в суровых климатических условиях, в частности на мерзлых грунтах, на основе результатов натурных наблюдений с использованием контрольно-измерительной аппаратуры, а также к оценке устойчивости и фильтрационной прочности дамбы расчетным методом, учитывающим фактическую конструкцию и геологию дамбы.

Цель работы: анализ и выявление причин деформаций дренажной дамбы хвостохранилища на основании ретроспективного анализа результатов инженерно-геологических изысканий и выполненных расчетов устойчивости дамбы в разные годы ее эксплуатации; изучения проектной, исполнительной и эксплуатационной документации по ГТС; анализа мониторинговых данных, в том числе результатов геодезического и геотехнического контроля состояния ГТС, а также выполненных поверочных расчетов и оценок.

Анализ деформационных процессов в теле дренажной дамбы

В качестве объекта исследования деформационных процессов, протекающих в теле и основании грунтовых напорных сооружений выбрана дренажная дамба хвостохранилища хвостов флотации ЗИФ (рисунок 1), по конструкции относящаяся к грунтовым напорным сооружениям, а по классификации к сооружениям I класса (чрезвычайно-высокой опасности).

В разные годы эксплуатации хвостохранилища на дренажной дамбе фиксировались различного рода деформации в виде трещин, просадок, промоин, выпора и сползания грунта. Кроме того, в периоды активного таяния снега и в теплое время года со стороны низового откоса дренажной дамбы отмечались участки выхода фильтрационных вод с признаками супфозии.

С целью обеспечения устойчивости дренажной дамбы хвостохранилища, на основании оценок и расчетов, выполненных специализированными организациями, разрабатывались проектные решения и мероприятия по обеспечению надежности и безопасности ГТС (выполаживание откосов дамб, устройство дренажных элементов в конструкции дамб обвалования в виде геотекстильного полотна со стороны верхового откоса, намыв пляжа со стороны верхового откоса, формирование пригрузочных призм низового откоса дамбы и пр.).

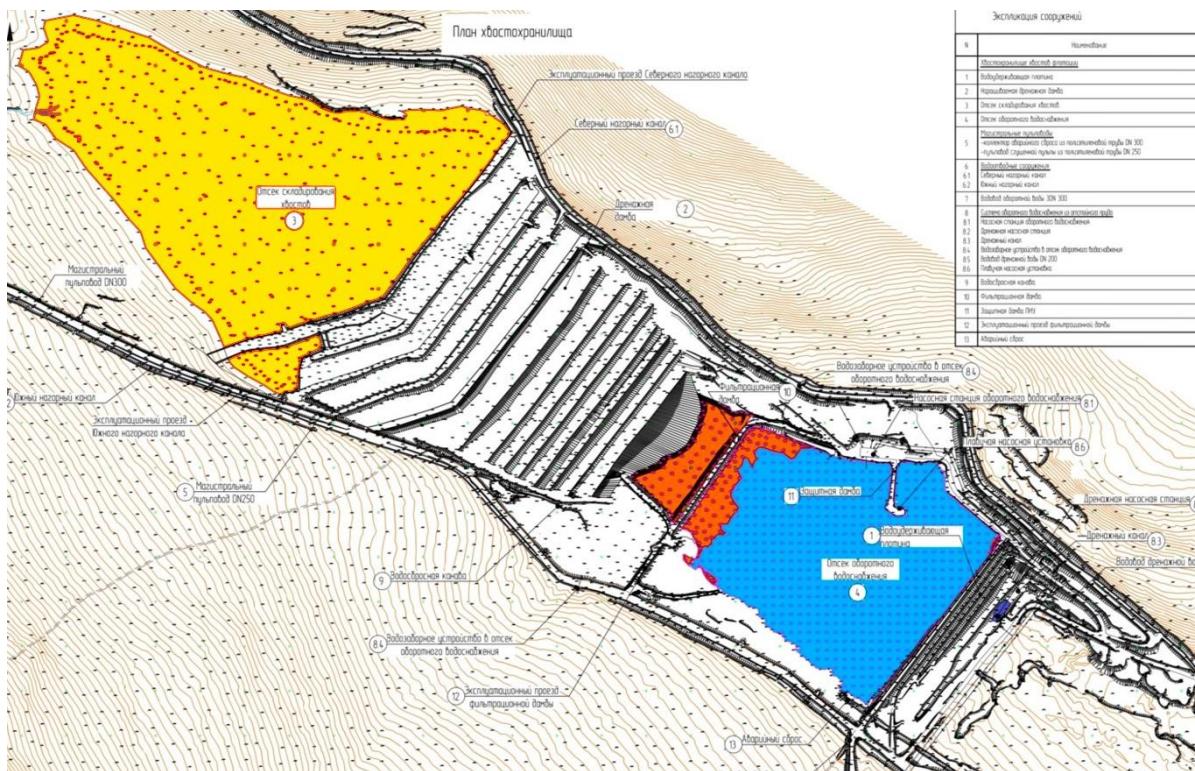


Рисунок 1. План ГТС хвостохранилища хвостов флотации ЗИФ

Так как дамба и по настоящее время является эксплуатируемой и за ней ведется постоянный контроль, то для выполнения выбранного направления исследования деформационных процессов в ее теле в качестве исходных данных использованы следующие сведения:

1. результаты инженерно-геологических изысканий и данные о климатических особенностях территории расположения сооружений;
2. результаты мониторинговых данных, проводимых специалистами предприятия, в частности:

- визуальных наблюдений за сооружениями;
- контроля заполнения емкости хвостохранилища, водный баланс;
- контроля фильтрационного режима сооружения по пьезометрическим скважинам;
- инструментальных наблюдений за деформациями по поверхности маркам;
- геотехнического мониторинга за сооружениями по инклинометрическим скважинам.

Кроме анализа вышеперечисленных данных выполнены расчеты устойчивости и противофильтрационной прочности тела и основания дамбы с учетом фактических параметров и состояния сооружения.

Проведенный **анализ мониторинговых** данных показал, что деформации дренажной дамбы фиксировались на протяжении всего периода

эксплуатации хвостохранилища. При этом ранее скорости смещений поверхностных марок на дренажной дамбе были медленнее, чем в настоящее время, когда увеличились и скорости заполнения емкости хвостохранилища, темпы намыва хвостов и наращивание ярусов наращивания, что повлекло к увеличению скоростей осадки ярусов наращивания (недостаточное уплотнение при обводнении), и как следствие увеличились скорости смещения грунтов дренажной дамбы (особенно в весенний период и в теплое дождливое время года, с затуханием в зимний период года). Кроме того, величины горизонтальных смещений значительно превышают осадки грунта, и наблюдается высокая скорость горизонтальных смещений верхних дамб обвалования дренажной дамбы.

В результате анализа данных мониторинга отмечен сдвиг («сползание») сооружения по наклонному основанию, в том числе по толще мерзлых намывных грунтов (тип деформации – контактный оползень).

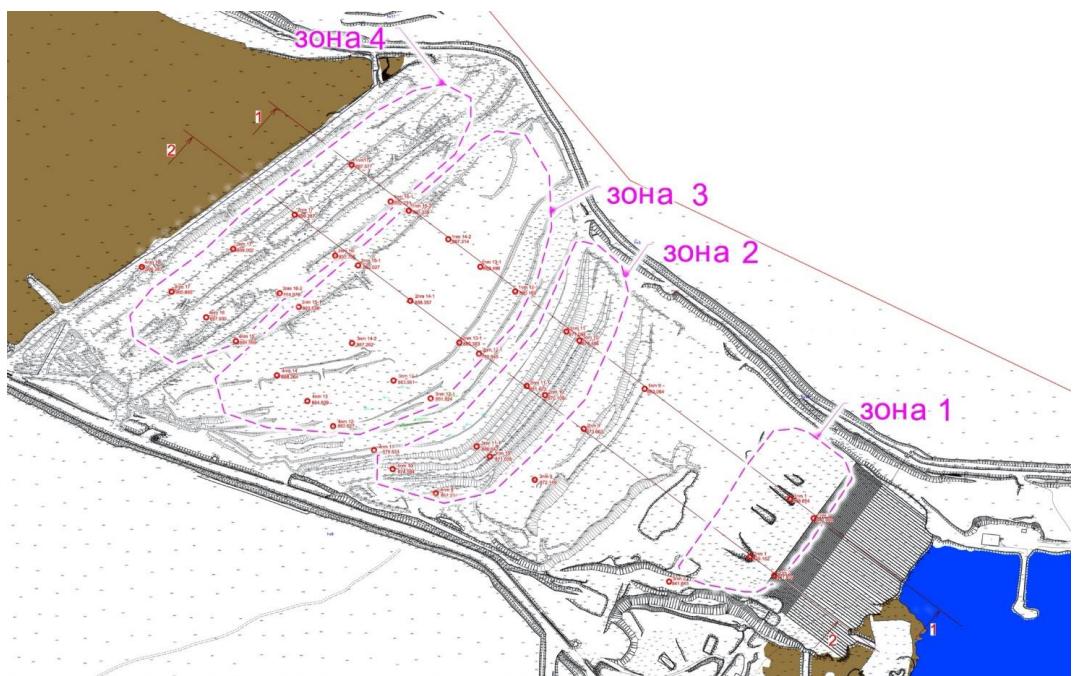


Рисунок 2. План дренажной дамбы с указанием границ зон деформирования по данным геодезического мониторинга

Пояснения к рисунку 2:

- зона 1 – пригруз – в нижней части дренажной дамбы происходит незначительная плавная осадка грунта при разнонаправленном направлении векторов смещения в плане;
- зона 2 – в районе 10 очереди наращивания по поверхностным маркам, отмечается незначительный выпор грунта, при незначительных горизонтальных смещениях за весь период наблюдений;

- зона 3 – на участке в районе 12, 13 и 14 очередей наращивания отмечается выдавливание (выпор) грунта, при значительной величине вертикальных смещений; горизонтальный вектор смещения марок носит хаотичный характер;
- зона 4 – в верхней части дренажной дамбы в районе 15-17 очередей наращивания происходит осадка грунта и горизонтальное смещение дамбы в направлении общего склона.

Выполненный в работе расчет устойчивости и фильтрационной прочности тела и основания дамбы, учитывающий фактические параметры и состояние сооружения, демонстрирует, что дренажная дамба хвостохранилища находится в состоянии предельного равновесия (расчетные коэффициенты запаса устойчивости 16 и 17 яруса при основном сочетании нагрузок по наиболее напряженным поверхностям скольжения близки к единице).

Выводы по анализу деформационных процессов

Выполненные оценки данных натурных наблюдений, а также расчеты указывают на наличие деструктивных деформационных процессов в теле дамбы, связанных с наличием мерзлых грунтов, подвергаемых циклам заморозка – оттаивание, что приводит к деформационным явлениям и снижают прочность и устойчивость дамбы. Поэтому, для безопасной эксплуатации ГТС хвостохранилища следует:

1. в период паводка (максимальных нагрузок на сооружения) необходимо по возможности снизить сброс хвостов в хвостохранилище и усилить ведение мониторинга за дренажной дамбой;
2. при ведении мониторинга уделять особое внимание 16 и 17 ярусам;
3. рассмотреть возможность усилить (нарастить) пригруз низового откоса до обеспечения стабильности и безопасности дренажной дамбы;
4. установить створ грунтовых (глубинных) реперов на участке дамбы с максимальной высотой для дополнительной оценки деформационных процессов в ее теле.

Список использованных источников

1. Ефремов Е.Ю. Анализ процесса деформирования грунтовой дамбы при заполнении чаши хвостохранилища / Е.Ю. Ефремов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 178–185. – URL:https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/67867/1/bulletin_tpu-2021-v332-i6-18.pdf (дата обращения: 12.03.2025)
2. Запорожец Д.В. Визуализация деформаций насыпного гидротехнического сооружения по результатам многолетнего геодезического мониторинга / Д.В. Запорожец // Международный журнал гуманитарных и естественных наук – 2019 – № 12-2. – С. 39. International Journal of Humanities

and Natural Sciences – 2019. – vol.12-2. – P.39. – URL: <http://intjournal.ru/wp-content/uploads/2020/01/Zaporozhets.pdf> (дата обращения: 12.03.2025)

3. Новоселов Б.А., Новоселов Д.Б. Геодезический контроль строительства и эксплуатации главного корпуса обогатительной фабрики «Распадская» / Б.А. Новоселов, Д.Б. Новоселов // Геодезия, геоинформатика, картография, маркшейдерия – Новосибирск: СГГА – 2012 – Т. 1. – С. 66-71. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17936565> (дата обращения: 12.03.2025)

4. Гуляев Ю.П. Прогнозирование деформации сооружений на основе результатов геодезических наблюдений / Ю.П. Гуляев // Монография – г. Новосибирск: СГГА – 2008. – С. 256.

5. Маракулин Д.А. Анализ методов изучения деформационных процессов, возникающих при разработке горных пород/ Д.А. Маракулин // Национальный исследовательский Томский политехнический университет – Томск, 2020. – С. 28-37. – URL: https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/55291/1/bulletin_tpu-2019-v330-i6-19.pdf (дата обращения: 12.03.2025)

6. Пимшина Т.М., Магомедов Г.Р., Наблюдения за деформациями гидротехнических сооружений в горной местности. УДК 528.48/ Т.М. Пимшина, Г.Р. Магомедов // Аллея Науки. – 2022. – №5. – С. 68. – URL: https://alley-science.ru/domains_data/files/1May2022/NABLYuDENIYa%20ZA%20DEFORMACIYaMI%20GIDROTEHNICHESKI%20SOORUZHENIY%20V%20GORNOY%20MESTNOSTI.pdf (дата обращения: 12.03.2025).

7. Жарницкий В.Я., Жарницкая Н.Ф. Оперативно-вероятностный метод прогноза деформации тела грунтовой дамбы / В.Я. Жарницкий, Н.Ф. Жарницкая // Гидротехническое строительство. – 2008. – №4. – С. 48-51.

8. Мирсаидов М.М. Султанов Т.З. Оценка напряженно-деформированного состояния грунтовых плотин с учетом нелинейного деформирования материала и конечных деформаций / М.М. Мирсаидов, Т.З. Султанов // Инженерно-строительный журнал. – 2014. – №5. – 2014. – С. 73-81. – URL: [https://engstroy.spbstu.ru/userfiles/files/2014/5\(49\)/08.pdf](https://engstroy.spbstu.ru/userfiles/files/2014/5(49)/08.pdf) (дата обращения: 12.03.2025)

9. Рахманов С.О. Анализ деформаций тела грунтовой плотины/ С.О. Рахманов // Природоохранные и гидротехнические сооружения: проблемы строительства, эксплуатации, экологии и подготовки специалистов – г. Самара – 2014. – С.451-455. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=22467111> (дата обращения: 12.03.2025)

10. Бальзанников М.И. Анализ результатов обследований деформации тела грунтовой плотины руслового гидроузла / М.И. Бальзанников // Вестник СГАСУ. Градостроительство и архитектура. – 2015. – №1. – С. 62-70.

11. Бальзанников М.И. Рахманов С.О. О деформации тела грунтовой плотины русловой гидроэлектростанции / М.И. Бальзанников, С.О. Рахманов

// Вестник ВРО РААСН – 2015. – №18. – С. 103-107. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=25761926> (дата обращения: 12.03.2025)

12. Российская Федерация. Законы. О безопасности гидротехнических сооружений. Федеральный закон от 21.07.1997 № 117-ФЗ: Принят Государственной Думой 23 июня 1997 года. –URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15265 – URL: (дата обращения: 12.03.2025)

13. Свод правил. СП 58.13330.2019. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-20036: утверждены приказом Минстроя России от 16 декабря 2019 № 811. – URL: <https://loggers.ru/proektirovanie-asdk/СП%2058.13330.2019%20-%20Свод%20правил.%20Гидротехнические%20сооружения.%20Основные%20положения.pdf> (дата обращения: 12.03.2025)

14. Электронный фонд правовых и нормативных технических документов: Федеральные нормы и правила в области безопасности гидротехнических сооружений: Требования к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений (за исключением судоходных и портовых гидротехнических сооружений): утверждены приказом Ростехнадзора от 08.05.2024 № 151: Зарегистрированы в Минюсте России 31.05.2024 N 78405. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1306091179> – текст: электронный. (дата обращения: 12.03.2025)

УДК 627.8

ПРИКЛАДНАЯ КВАЛИМЕТРИЯ: ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ ЭКСПЕРТНЫМ МЕТОДОМ

В.А. Рожнов¹

Научный руководитель Е.Ю. Затеева¹
кандидат технических наук

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

Аннотация. В современном мире надёжность и безопасность работы гидротехнических сооружений (ГТС) имеет особую значимость. Многие из них относятся к особо опасным и уникальным объектам, гидротехническим сооружениям I и II классов (чрезвычайно высокой и высокой опасности). Разрушение таких ГТС может привести к чрезвычайным ситуациям регионального и федерального масштабов и причинению очень большого социального и материального ущерба, в том числе национальной экономике.

© Рожнов В.А., 2025

Статья посвящена развитию экспертного метода (метода экспертных оценок), применяемого в соответствии с действующими нормативными документами для оценки состояния и уровня безопасности ГТС, назначения и уточнения состава и значений (формулировок, признаков) качественных диагностических показателей состояния – критерии безопасности ГТС. Достижение этой цели предусматривается путём применения методов прикладной квалиметрии - науки, которая использует количественные оценки качеств объектов для обоснования и принятия решений. Объектом исследования выбраны грунтовые плотины, так как они, по сравнению с бетонными ГТС, имеют большее (а в целом ряде случаев - преобладающее) число качественных показателей, требующих оценки.

Ключевые слова: гидротехнические сооружения, обследование, диагностические показатели, критерии безопасности, экспертный метод, прикладная квалиметрия, анкетирование.

APPLIED QUALIMETRY: ASSESSING THE TECHNICAL CONDITION AND SAFETY LEVEL OF HYDRAULIC STRUCTURES BY MEANS OF THE EXPERT METHOD

V.A. Rozhnov¹

Scientific supervisor E.Yu. Zateeva¹

Candidate of Technical Sciences

¹Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

Annotation. In the modern world, the reliability and safety of hydraulic structures is of particular importance. Many of them are particularly dangerous and unique objects, hydraulic structures of classes I and II (extremely high and high danger). The destruction of such hydraulic structures can lead to emergencies of regional and federal scale and cause very great social and material damage, including to the national economy.

The article is devoted to the development of an expert method (the method of expert assessments), used in accordance with current regulatory documents to assess the state and level of safety of hydraulic structures, the appointment and clarification of the composition and values (formulations, signs) of qualitative diagnostic indicators of the condition - safety criteria of hydraulic structures. Achieving this goal is envisaged through the application of methods of applied qualimetry, a science that uses quantitative assessments of the qualities of objects to justify and make decisions. The object of the study is soil dams, since they, in comparison with concrete dams, have a larger (and in a number of cases, a predominant) number of qualitative indicators that require assessment.

Keywords: *hydraulic structures, inspection, diagnostic indicators, safety criteria, expert method, applied qualimetry, questionnaire survey.*

Гидротехнические сооружения, бетонные и грунтовые плотины - это технически сложные системы. К основной особенности этих объектов следует отнести длительность и многоэтапность "жизненного" цикла при постоянно меняющейся нормативной базе и множестве применяемых на каждом этапе теорий и подходов. Блок-схема "жизненного" цикла гидротехнического сооружения приведена на рисунке.

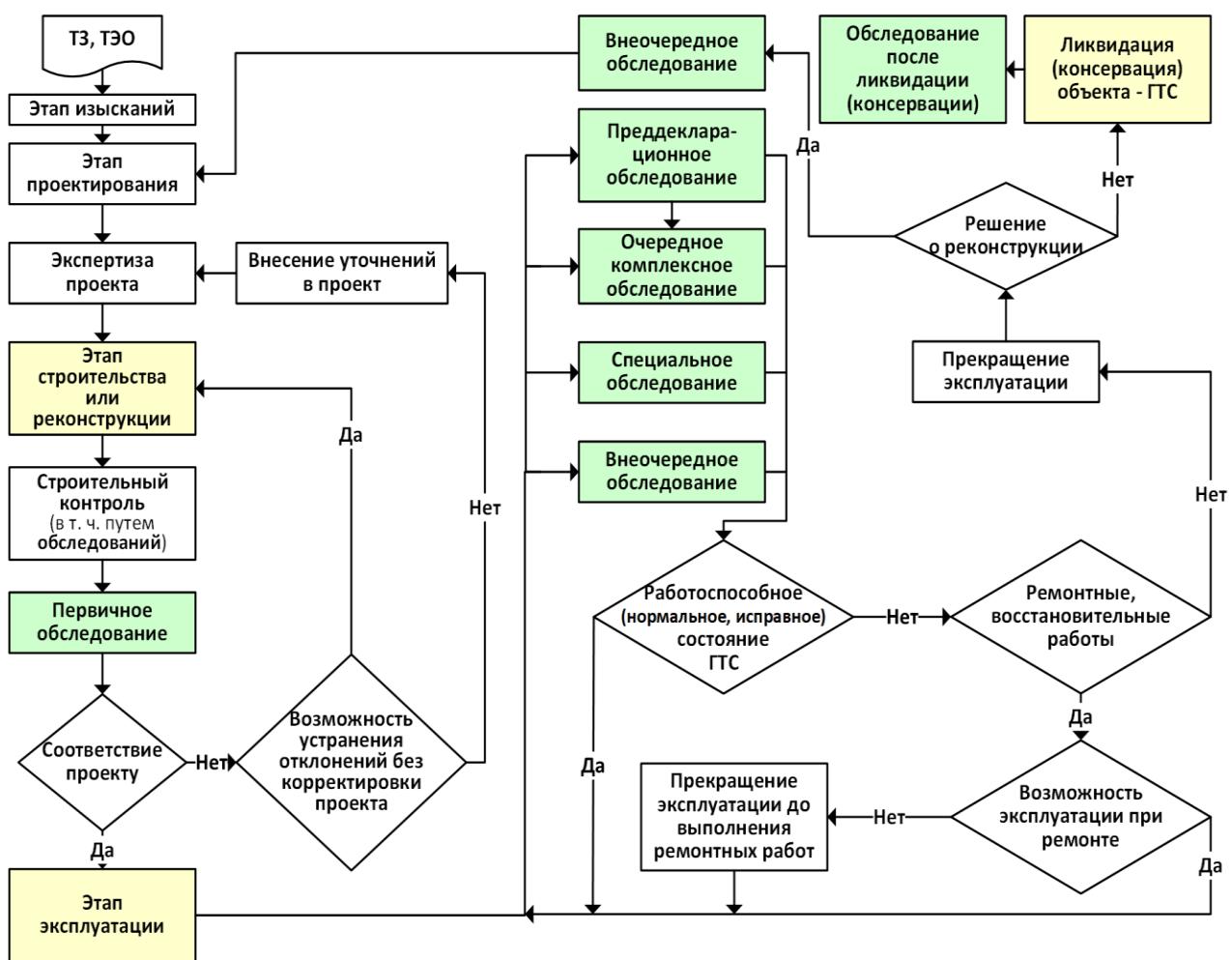


Рисунок – Блок-схема "жизненного" цикла гидротехнического сооружения

Из блок-схемы видно, что практически каждый этап "жизненного" цикла гидротехнического сооружения сопровождается крайне ответственной процедурой – обследованием. Данное понятие включает в себя комплекс мероприятий по определению и оценке качественных и количественных характеристик состояния сооружения, его пригодности, работоспособности, определяющих возможность его дальнейшей эксплуатации, с разработкой

необходимых мероприятий, обязательных для выполнения владельцами гидротехнических сооружений. Итоговая оценка по результатам обследований этих сооружений осуществляется экспертым методом, применение которого предусмотрено для гидротехнических объектов действующими нормативными документами для определения категории их технического состояния, уровня безопасности и качественных диагностических показателей - критериев безопасности. Важно выполнить эту оценку максимально точно, объективно и эффективно, так как она в целом ряде случаев способна сыграть решающую роль в обеспечении безопасности гидротехнических сооружений [1].

Здесь стоит отметить, что экспертные оценки по ряду причин могут обладать некоторой предвзятостью. Например, на объективность может повлиять низкая квалификация экспертов или субъективное отношение к оцениваемому критерию лиц, принимающих решение, которыми в случае преддекларационного обследования являются председатель комиссии и его заместитель, как правило, назначаемые из числа ответственных работников организации – владельца гидротехнического сооружения. Проблему для объективности экспертной оценки создает и история нормативной базы по безопасности гидротехнических сооружений, характеризующейся широким разнообразием подходов и не содержащей в настоящее время никаких конкретно указанных рекомендаций по обработке результатов качественных оценок состояния и уровня безопасности гидротехнических сооружений численными методами. Такие численные методы были разработаны только для гидротехнических сооружений морского транспорта в РД 31.3.3-97 [2], ГОСТ Р 54523-2011 [3], применялись ограниченно, для оценки физического износа и сохранности бетонных и металлических конструкций (пирсов, причалов, подпорных стенок) и не получили своего развития, а также применения для грунтовых гидротехнических сооружений (дамб, плотин).

В соответствии с нормативно-техническими документами при проведении мониторинга технического состояния гидротехнических сооружений в период эксплуатации наряду с измерениями количественных диагностических показателей надлежит по результатам визуальных наблюдений определять качественные диагностические показатели (признаки) технического состояния ГТС. Состав и критериальные значения качественных диагностических показателей предупреждающего (К1) и предельного (К2) уровней также устанавливают с использованием экспертного метода. В дальнейшем, значения качественных показателей используются экспертными комиссиями для установления категории технического состояния ГТС и уровня их безопасности, согласно действующим нормативным подходам, пример применения которых приведён в таблице.

Таблица – Зависимость категории технического состояния и уровня безопасности ГТС от соответствия объекта диагностирования качественным критериям безопасности, на примере гребня грунтовой плотины

Контролируемые качественные показатели и их критериальные значения			
Объект диагностирования, категория технического состояния и уровня безопасности	Работоспособное (нормальное, исправное) состояние Нормальный или пониженный уровень безопасности (ограничивается К1)	К1 – переход в частично неработоспособное (потенциально опасное, неисправное) состояние Неудовлетворительный уровень безопасности	К2 – переход в неработоспособное (предаварийное) состояние Опасный уровень безопасности
Гребень грунтовой плотины	Отсутствие признаков просадок грунта, поперечных, продольных и криволинейных трещин, локальных оползней	Возникновение / появление (начальная стадия, признак проявления, при отсутствии развития) просадок грунта, поперечных, продольных и криволинейных трещин, оползневых цирков	Развитие во времени (более явное проявление, появление новых) просадок, поперечных, продольных и криволинейных трещин, оползней

Из таблицы видно, что используемые формулировки для качественных критериев безопасности (признаки, свидетельствующие о переходе ГТС из одного технического состояния в другое) определяются понятиями субъективного характера, такими как "возникновение / появление" (для предупреждающего уровня К1) и "развитие во времени" (К2), дефектов и негативных процессов, без указания конкретных, определяемых визуально (глазомерно) величин, что не позволяет персоналу, эксплуатирующему ГТС, а также экспертам и другим лицам, принимающим решение однозначно судить о соответствии ГТС тому или иному уровню критериев безопасности. А от этого напрямую зависит итоговая оценка уровня безопасности ГТС и, соответственно, меры, которые владелец ГТС обязан предпринять (вплоть до наложения ограничений на режим работы ГТС) для приведения сооружения к нормальному уровню безопасности.

Кроме этого, действующие в настоящее время нормативно-технические документы устанавливают лишь общий (не исчерпывающий) и неоднозначный (существенно различающийся) состав объектов диагностирования – конструктивных элементов ГТС и качественных показателей их состояния –

отличительных признаков, однозначно влияющих на надежность и безопасность сооружения и, при развитии, способных привести к значительным повреждениям ГТС и аварийной (чрезвычайной) ситуации. Такие показатели, именуемые диагностическими и подлежащие включению в состав критериев безопасности ГТС, предусмотрено назначать на стадии разработки проекта и в дальнейшем регулярно уточнять, а при необходимости дополнять, в том числе исходя из опыта эксплуатации сооружения.

Успешно помогающий в реализации этого требования подход с использованием опыта эксплуатации аналогичных сооружений не нашел своего продолжения в качестве нормативного после отмены с 01.01.2021 г. РД 03-443-02" [4].

Для заполнения обозначенных выше пробелов в нормативной базе магистрантами Саяно-Шушенского филиала СФУ проводится научно-исследовательская работа, направленная на повышение объективности и точности экспертного метода при оценке технического состояния ГТС и назначении / уточнении их критериев безопасности. Достижение этой цели предусматривается путем применения методов прикладной квалиметрии – науки, которая использует количественные оценки качеств объектов для обоснования и принятия решений, имеет междисциплинарный характер и уже давно нашла свое применение в смежных отраслях, например в строительной экспертизе [5]. Объектом исследования выбраны грунтовые плотины, так как они, по сравнению с бетонными, имеют большее (а в случае, если являются сооружениями III и IV классов – преобладающее) число качественных диагностических показателей, требующих оценки.

В рамках этой исследовательской работы организован опрос (анкетирование), направленный на решение следующих первоочередных задач:

1) Определение оптимального метода формирования экспертной комиссии, с определением индивидуальных весов экспертов, основанных на репутационной оценке надежности и точности каждого эксперта по результатам их предыдущей деятельности (при наличии соответствующих данных), либо с учетом квалификации, опыта, должности, академического звания.

2) Получение от достаточного количества экспертов, имеющих большой опыт работы в области проектирования, строительства и эксплуатации ГТС рекомендаций по уточнению в части, относящейся к плотинам из грунтовых материалов:

- состава качественных показателей (признаков) состояния основных конструктивных элементов грунтовых плотин, которые следует рассматривать при выборе диагностических, с оценкой их важности и расчетом весовых коэффициентов;

- формулировок для качественных критериев безопасности предупреждающего (К1) и предельного (К2) уровней, большая часть которых в настоящее время определяется понятиями субъективного характера, такими как "отсутствие", "появление", "наличие", "развитие", "прогрессирующее развитие" дефектов и негативных процессов, без указания конкретных величин.

Опрос экспертов осуществляется путем заполнения ими единых опросных листов - анкет, составленных для основных категорий качественных диагностических показателей (признаков) технического состояния грунтовых плотин, подлежащих экспертной оценке, согласно действующим нормативно-техническим документам. Большое значение уделено правильной формулировке вопросов анкет, позволяющей выразить ответ на каждый из вопросов в виде количественной оценки (например, ранжированной по единой шкале – от 0 до 5 баллов), и обеспечить согласованность (конкордацию) оценок, полученных от различных экспертов. В анкетах экспертам предложен ряд визуально (глазомерно) оцениваемых параметров и признаков (длина, глубина, характер и др.), по которым чаще всего опытные исполнители визуальных наблюдений судят о появлении, развитии и степени опасности того или иного дефекта для грунтовых сооружений, оставлено место и под индивидуальные предложения и суждения экспертов.

Результаты анкетирования обрабатываются методами математической статистики, в том числе с использованием "дерева свойств", с определением весов (коэффициентов важности) частных критериев для общей оценки технического состояния гидротехнического сооружения.

По результатам проводимого исследования можно сделать вывод о том, что методы квадиметрии позволяют повысить эффективность метода экспертных оценок при определении категории технического состояния и назначении / уточнении критериев безопасности гидротехнических сооружений, на всех этапах их "жизненного" цикла.

Список использованных источников

1. Рожнов, В.А. Опыт применения специализированных методов и подходов для назначения критериев безопасности гидротехнических сооружений / В.А. Рожнов // Международный журнал информационных технологий и энергоэффективности. — 2025. — Т. 10, № 2(52). — С. 223–229.
2. РД 31.3.3-97. Руководство по техническому контролю гидротехнических сооружений морского транспорта. — М. : Стандартинформ, 1997. — 45 с.
3. ГОСТ Р 54523-2011. Портовые гидротехнические сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния. — М. : Стандартинформ, 2011. — 202 с.

4. РД 03-443-02. Инструкция о порядке определения критериев безопасности и оценке состояния гидротехнических сооружений накопителей жидких промышленных отходов на поднадзорных Госгортехнадзору России производствах, объектах и в организациях // КонсультантПлюс : справочная правовая система. – URL: <http://www.consultant.ru>. (дата обращения: 01.04.2025).

5. Квалиметрическая экспертиза строительных объектов / под ред. В.М. Маругина, Г.Г. Азгальдова. – СПб : Политехника, 2015. – 527 с.

УДК 930

ГЕНЕЗИС И ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ГИДРОСТРОИТЕЛЬСТВА В ДОВОЕННЫЕ ГОДЫ

М.Г. Степанов¹

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

Аннотация. В статье проанализирован процесс становления и развития отечественной гидроэнергетики в довоенный период. Сделан вывод о том, что фундамент гидроэнергетики был заложен еще в дореволюционные годы, а советская власть с планами по индустриализации страны форсировала материализацию дореволюционных идей по поиску энергоемких источников на реках.

Ключевые слова: гидроэнергетика, гидроэлектростанция, индустриализация, план Государственной электрификации России.

THE GENESIS AND STAGES OF DEVELOPMENT OF DOMESTIC HYDRAULIC ENGINEERING IN THE PRE-WAR YEARS

M.G. Stepanov¹

¹Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University

Annotation. The article analyzes the process of formation and development of domestic hydropower in the pre-war period. It is concluded that the foundation of hydropower was laid back in the pre-revolutionary years, and the Soviet government, with plans for the industrialization of the country, accelerated the materialization of pre-revolutionary ideas to search for energy-intensive sources on rivers.

Keywords: *hydropower, hydroelectric power plants, industrialization, the plan of State electrification of Russia.*

Предпосылки гидростроительства в России были заложены еще в дореволюционный период. Значительный вклад в концепцию освоения водных ресурсов страны внесла образованная в 1915 г. Комиссия по изучению естественных производительных сил России (КЕПС), которая длительное время была крупнейшим учреждением Российской Академии наук. Тем не менее, некоторые аспекты её многосторонней деятельности в силу разных причин до сих пор оставались неисследованными [1, с. 76].

Как известно, основными задачами Комиссии была организация комплексного изучения природных ресурсов России, объединение учёных и создание исследовательских институтов. Сложные условия Первой мировой войны и необходимость ускорения индустриального и энергетического развития страны ставили на повестку дня вопрос интенсификации научных исследований для обеспечения выполнения вышеуказанных задач [1, с. 77].

Уже в январе 1915 г. в записке академиков В.И. Вернадского, А.П. Карпинского и других на II заседании Отделения Физико-математических наук помимо прочего, говорилось и о необходимости сбора всех сведений о производительных силах страны (в том числе и о динамических – белом угле). Белым углём в то время называли механическую энергию падающей воды [2, с. 54].

В мае 1916 г. С.П. Максимов и П.Ю. Шмидт на собрании КЕПС предложили приступить к созданию учреждения, которое бы занималось планомерной организацией изучения водных богатств России. Для установления более тесных связей Комиссии с другими организациями в подкомиссию (при тепловой комиссии) для скорейшей разработки закона об использовании водных сил вошёл профессор В.Г. Глушков, а в комиссию по плану водного строительства – инженер С.П. Максимов [1, с. 77].

В 1917 г. готовился к печати том, посвящённый белому углю. Его программа сводилась к следующим основным пунктам: характеристика водной силы отдельных рек, в том числе расход воды, падение, мощность и экономические факторы; общее количество энергии, степень использования и состояние законодательства. Однако в силу ряда причин эта важная работа не была завершена. В 1917 г. председателем подкомиссии по белому углю был академик В.И. Вернадский, в её состав входило 46 человек, среди которых находились учёные, внёсшие впоследствии большой вклад в развитие советской энергетики и гидроэнергетики: В.Г. Глушков, Г.О. Графтио, Г.К. Ризенкампф [1, с. 78].

Важным аспектом деятельности КЕПС стали её усилия по организационному оформлению Гидрологического института при РАН. Созданный в 1917 г. гидрологический отдел занимался разработкой проекта и

организацией одноимённого института. Первое заседание, посвящённое этому вопросу, состоялось 13 мая 1918 г. На нём была поставлена цель – решить вопрос о создании объединяющего гидрологического органа при РАН для согласования и объединения работ всех учреждений, занимающихся изучением водных ресурсов России. Отдельные вопросы, связанные с организацией института, обсуждались на пяти заседаниях в мае – июне 1918 г. [3, с. 48].

В записке профессора В.Г. Глушкина от 17.04.1918 г. указывались основные обязанности Института: производство систематических водных исследований России, изучение и установление методов водных исследований, содействие ведомствам, обществам и частным лицам по организации службы предсказаний, по подготовке и обучению персонала, рассмотрение и утверждение смет планов водных исследований всех ведомств, разработка инструкций и форм производства, обработки, регистрации и опубликования водных исследований, регистрация всех производящихся водных исследований и сортирование и сводка их данных, инспектирование водных работ [4, с. 66].

В итоге постановлением Народного комиссариата по просвещению от 18 июня 1919 г. был учреждён Российский гидрологический институт. Директором РГИ стал В.Г. Глушкин. Гидрологический отдел КЕПС свою задачу выполнил и был упразднён [4, с. 67].

Главные задачи РГИ заключались в изучении природных вод, разработке методов гидрологических исследований, расчётах и прогнозах, решении теоретических проблем гидрологии, обеспечении отраслей экономики гидрологической информацией и продукцией. В 1919-1929 гг. исследования сотрудников Института были связаны с проектированием, строительством и эксплуатацией Волховского, Свирского и Днепровского гидроузлов. Они стали крупным вкладом в развитие гидрологической науки [2, с. 67].

С первых дней своего существования РГИ выдвинул идею создания общегосударственной опорной гидрологической сети, разработав принципы её размещения, наставления и руководства по производству гидрологических наблюдений. В целях удовлетворения запросов народного хозяйства Институт приступил к систематизации разрозненных сведений о водах страны в виде Водного кадастра – свода сведений о водных объектах и их режиме, водных ресурсах и их использовании [4, с. 67].

В докладной записке Совета КЕПС от 24 марта 1918 г. о плане исследования природных ресурсов России в новых условиях в числе прочих ставились задачи выяснения форм использования белого угля как крупной отрасли народнохозяйственной жизни, подсчёта сил, выработки норм законодательства и широких финансовых и хозяйственных мер к подъёму использования водных сил, а также их применения в области ирригации, мелиорации и как путей сообщения. Для выполнения этих планов в 1920 г.

отдел белого угля КЕПС (с 1925 г. отдел энергетики) начал составление кадастра водных сил России. Работа проводилась в тесном взаимодействии с комиссией по электрификации и на основе плана ГОЭЛРО. В этом же году В.И. Вернадский отметил, что работа Комиссии сильно расширилась с приходом советской власти, так как она отвечала основным принципам её производственной программы: «Теперь, с прекращением гражданской войны, эта работа получает ещё большее значение» [4, с. 67].

Согласно краткому обзору деятельности отдела белого угля, намечалось выпустить 2 тома сборника «Естественные производительные силы России». В 1921 г. был сдан в печать общий краткий обзор водных сил страны, «...в коем особое внимание уделено было степени изученности рек в отношении возможности их использования, как источников гидравлической энергии...». Региональные и центральные запросы в связи с проводимым планом электрификации привели к необходимости дополнительного исследования рек по степени их важности, как источников энергии. Поэтому летом 1921 г. с целью производства изысканий отделом было намечено отправить экспедицию в Олонецкий край и Мурманск [4, с. 67].

В 1922 г. продолжались работы по составлению кадастра водных сил России. В этом году исследовались районы: Западный, Рдовско-Черноморский, Байкальский, Амуро-Уссурийский, Сибирский, Туркестанский и Саяно-Алтайский [4, с. 78].

С 13 сентября по октябрь 1924 г. К.Ф. Маляревским в дельте реки Волги проводились почвенно-геологические исследования на территории, с севера ограниченной линией село Чулпан – Оранжерейный промысел, с запада рекой Бахтемир, с юга Каспийским морем и с востока рекой Чулпан. Была выполнена рекогносцировочно-маршрутная поездка по маршруту с. Житное – Ильмень Дапхур [4, с. 79].

В работе отдела энергетики (бывший отдел белого угля) начиная с 1925 г. наметилась тенденция к расширению исследований: «В связи с поставленным Отделу в текущем году более широкими задачами освещения энергетических ресурсов страны, не только водных сил, но и других видов энергии, было Президиумом КЕПС предположено Отделу разработать вопрос о запасах энергии в масштабе всей страны. Такая работа была исполнена сотрудником Отдела Н.А. Копыловым, под руководством заведующего Отделом В.Г. Глушкова. Она была исполнена в составе двух крупных карт для Европейской и Азиатской части СССР, дающих запасы энергии ветра, водных сил, каменного угля, нефти, горючих сланцев, древесины, торфа и соломы с таблицей районного распределения в согласии с делением страны на районы Госпланом...». В.Г. Глушков разработал программы для составления общего и эскизного проектов гидроэлектрических станций, а Н.А. Копылов – программу для производства изысканий по гидросиловым станциям [1, с. 79].

На протяжении 1925-1927 гг. сотрудниками отдела проводилась разработка кадастра водных сил Урала, Алтая и Туркестана, исследовался вопрос об использовании в СССР синего угля (морских приливов), изучалась энергия ветра в Казахстане, составлялась изоаэродинамическая карта Казахстана, Туркменистана, Уральской области, Среднего и Нижнего Поволжья и Донецкого бассейна. В отчёте 1928 г. особо отмечалось, что «независимо от исполнения... плановой работы сотрудники отдела принимали участие в работах Центрального Электротехнического Совета Главэлектро ВСНХ и Наблюдательного Комитета по сооружению Свирской Гидроэлектрической станции ...» [2, с. 56].

По заданию Главного Геодезического Комитета в 1929 г. была составлена предварительная карта водных и ветровых ресурсов для «Атласа промышленности СССР». По примеру прошлых лет отмечалось постоянное участие сотрудников в деятельности Центрального Электротехнического Совета Главэнерго по рассмотрению проектов утилизации водной и тепловой энергии [5, с. 411].

В результате изучения делопроизводственных документов КЕПС можно сделать вывод о том, что родоначальником отдела энергетики являлся её гидрологический отдел, из которого возник Гидрологический институт. При этом с 1919 г. в ведении отдела белого угля оставалось составление кадастра водных сил и работ по учёту водно-силовых ресурсов страны и их использование. Позднее, в 1925 г. отдел расширил рамки своих заданий (отдел белого угля сменил название на отдел энергетики), включив в них планомерное исследование и учёт материалов по всем видам энергетических ресурсов, а также составление кадастра этих ресурсов. В 1930 г. отдел энергетики был преобразован в Энергетический институт [1, с. 80].

Переходя к рассмотрению принятого в 1921 г. плана ГОЭЛРО, отметим, что в нём были сформулированы следующие основные направления развития электроэнергетического хозяйства: 1) строительство крупных электростанций; 2) использование для них местных топливных ресурсов; 3) широкая утилизация водных ресурсов и сооружение ряда гидроэлектрических станций; 4) строительство высоковольтных линий передач электроэнергии; 5) равномерное размещение объектов энергетического хозяйства по всей территории страны. Налицо их явное сходство с дореволюционными. В разработке и реализации принципов плана, в том числе в области гидроэнергетики, принимали участие Г.М. Кржижановский, Б.Е. Веденеев, А.В. Винтер, Г.О. Графтио и другие видные представители электротехники [4, с. 66].

При обосновании возведения гидроузлов Государственная комиссия руководствовалась следующими положениями: 1) выделение наиболее благоприятных по природным условиям и экономическому использованию гидроустановок; 2) устройство сооружений комплексного назначения

(использование водной энергии, шлюзование, орошение и т.д.); 3) принимать в расчёт регулирование стока реки; 4) предпочитать установки высокого напора, что уменьшит затраты на строительство; 5) при необходимости комбинировать гидравлическую установку с паровой, причём паровую строить в первую очередь с целью развития спроса на энергию и использования тепловой энергии для механизации сооружения гидроузла.

К началу 1930 г. ленинский план электрификации в некоторой степени был выполнен и руководящей роли для развития промышленности и народного хозяйства не имел. Основные натуральные показатели производства основной промышленной продукции также превышали проектировки плана ГОЭЛРО. Это сопоставление показывало, что даже при выполнении первого пятилетнего плана, не говоря уже о значительно повышенном задании варианта ВСНХ, все проектировки по основной промышленной продукции плана ГОЭЛРО будут выполнены и превышены. Таким образом, план ГОЭЛРО уже не мог служить ориентиром для составления второго пятилетнего плана, и для него должна была быть разработана какая-то другая основа [4, с. 67].

Но с этим возникли определенные проблемы, поскольку итоги попыток разработки генерального плана оказались очень неутешительными.

Поэтому для В.В. Куйбышева, возглавившего в ноябре 1930 г. Госплан СССР, первой задачей стало формирование достаточно долгосрочной идеи, на основе которой можно было бы выстроить второй пятилетний план, и постараться достичнуть тех показателей развития народного хозяйства, которые он сам заложил в варианте пятилетки ВСНХ, утвержденной партийным съездом. Поэтому встал вопрос, что делать дальше. И на первом же заседании Президиума Госплана в декабре 1930 г. В.В. Куйбышев предложил повторить план ГОЭЛРО, но на более широкой основе. И не просто план электрификации, а именно генеральный план на 10-15 лет вперед.

Так появилась идея составления нового Генерального плана электрификации (план Ломова), который исполнял бы функции генерального плана для второй и третьей пятилеток [4, с. 68].

В беседе с корреспондентом газеты «Известия» 5 марта 1931 г. председатель Госплана СССР В.В. Куйбышев сказал: «Прошедшие годы развития народного хозяйства показали, что план ГОЭЛРО себя вполне оправдал и в значительной части был выполнен, а перед руководством страны встало задание создания нового генерального плана электрификации СССР, как основы развития народного хозяйства на последующие годы. Потребность и целесообразность в создании такого плана диктовалась следующими соображениями:

во-первых, развертывание промышленного производства (в частности добыча угля, нефти, выплавка меди и т.д.) в том объеме, как это было намечено в плане ГОЭЛРО, было уже выполнено и перед страной встали новые задания

по развертыванию основных отраслей промышленности в темпах, которые не могли быть предусмотрены десять лет назад;

во-вторых, в смысле техники, электрификация за истекший период претерпела существенные изменения. Появился целый ряд новейших технических достижений, особенно в области передачи токов высоких напряжений, в увеличении мощности отдельных агрегатов и т.д., что также заставляло по-новому подойти к дальнейшему планированию электрификации СССР.

В связи с этим возникла необходимость уже в самом ближайшем будущем приступить к составлению генерального плана электрификации, на базе которого должен быть проработан весь план развития народного хозяйства» [6, с. 116].

Исходя из данных, представленных в Генеральном плане электрификации СССР 1932 г., Западная Сибирь обладает богатыми запасами гидравлической энергии, которые в настоящее время могут быть ориентировочно определены в 14,6 млн. квт. мощности [5, с. 412].

Однако эти данные не полны. Имеющиеся довольно обширные материалы дореволюционного периода, Сибисполвода, работы Алтайской экспедиции Академии наук 1927 г. и ряд других послереволюционных исследований еще не систематизировались и не получили должной обработки.

Собственно, проблема гидроэнергии, в том смысле как она понимается теперь, начала разрабатываться лишь в течение последних 3 лет. Работами Гидроэлектростроя, начатыми в 1929 г, главным образом охвачены р. Бия и Енисей, ибо практическое использование их энергии имеет огромное экономическое значение в деле социалистической реконструкции хозяйства края, но этими изысканиями не исчерпываются задачи по изучению рек Сибири. Мировая практика, а также опыт Северного Кавказа и Закавказья показывают, что в горных условиях притоки рек, благодаря большим падениям, зачастую являются более пригодными при использовании «белого угля», чем основные реки. Поэтому, чтобы правильно наметить пути дальнейшего использования гидроэнергетических ресурсов Западной Сибири, следует теперь же приступить к широко поставленному планомерному исследованию ее рек. В первую же очередь необходимо разбросать сеть гидрометрических станций, охватывая ею не только среднее, наиболее доступное течение рек, но по возможности и притоки. Учитывая специфические условия Сибири, особое внимание нужно уделить зимней жизни рек и притоков [5, с. 412].

Первоочередными в энергетическом отношении представляются исследования рек: Катуни, Чарыша, Чулымы и Томи, особенно ее верховьев и притоков. Первые гидроцентрали, к которым предположено приступить во второй и третьей пятилетке, располагаются на р. Бии (Алтай) и на р. Енисей (Хакасско-Минусинский район) [5, с. 413].

Использование этих источников водной энергии наряду с обеспечением создания крупнейших энергокомбинатов в полной мере будет содействовать хозяйственному развитию отсталых национальных районов Ойротии и Хакасии [5, с. 413].

Мощный энергетический узел Хакасско-Минусинский предположено создать в третьей пятилетке.

Здесь, на Енисее, у Крутого поворота вблизи Означенной, возможна установка мощностью в 660 тыс. квт, с годовой выработкой почти в 3,5 млрд. квтч. (по средне-многоводному году) [5, с. 414].

Энергия этой станции будет дешева (0,35 коп. за 1 квтч. но не равномерна в течение года, и поэтому станция будет работать в комбинате с Абаканской теплоэлектроцентraleй. На этом участке Верхнего Енисея возможна еще одна установка (у Дедушкина порога) почти такой же мощности (500 тыс. квт) [5, с. 414].

Энергия водных потоков в больших масштабах используется в целях получения электрической энергии. Свыше 25% электрической энергии мира, а в СССР около 17%, вырабатывается на гидроэлектростанциях [7, с. 3].

Среди многочисленных рек Советского Союза река Енисей является крупнейшей водной магистралью и богатейшим источником гидроэнергии, использование которого позволит обеспечить электроэнергией бурно растущее народное хозяйство Сибири [7, с. 3].

Географические и гидрографические характеристики Верхнего Енисея и его составляющих Большого и Малого Енисея – многоводность, значительное падение (уclоны), высокие береговые склоны, сужения речных долин и русел, а также благоприятные геологические и ряд других условий позволяют рассматривать возможность сооружения на отдельных участках этих рек гидроузлов и рационального комплексного использования из водных ресурсов. Такое использование предусматривается в энергетических целях, для орошения, организации судоходства, рыбоводства, для освоения лесных и других природных богатств и удовлетворения прочих потребностей общества [7, с. 3].

Енисей берет начало в острогах Восточного Саяна и хребтов Танну-Ола на территории Тувинской республики и впадает на севере Красноярского края в Енисейский залив Карского моря.

Протяженность Енисея, считая от места слияния Большого и Малого Енисея до Карского моря, составляет 3844 км.

В Хакасско-Минусинской впадине на сравнительно компактной территории разместились месторождения черных, цветных и редких металлов, имеются запасы не рудных ископаемых.

Стекающие с отрогов Саян реки, среди которых, конечно, первостепенное значение имеет Енисей, полноводны, имеют в ряде мест

крутое падение и большой напор, а это огромный резерв дешевой электроэнергии.

Кроме того, эта территория имеет и другие существенные преимущества по сравнению с иными районами Восточной Сибири.

Во-первых, к моменту начала формирования комплекса здесь уже была сравнительно развитая промышленность с сетью железных дорог, автомобильных магистралей и водных путей.

Во-вторых, местные климатические условия намного благоприятнее, нежели на остальной территории сибирского края. Здесь и зима потеплее и лето пожарче. Все это создает прекрасные предпосылки для сооружения самых разнообразных по профилю промышленных предприятий.

Изучение гидроэнергетических ресурсов Енисея начато в 1930 г. Ленинградэнергопроектом. Исследованиями 1933-1935 гг. впервые был охвачен участок реки от истока Большого Енисея до Подкаменной Тунгуски, а также полностью Малый Енисей [7, с. 3].

Научным исследованиям Совета по изучению производительных сил АН СССР по созданию Саянского территориально-производственного комплекса предшествовала большая работа по изучению гидроэнергетических ресурсов Верхнего Енисея.

Еще в марте 1931 г. на совещании энергоцентра ВСНХ СССР было заслушано сообщение о возможности использования водных ресурсов рек Ангары и Енисей. В конце совещания председатель этого центра Г.М. Кржижановский подчеркнул важность создания в ангаро-енисейском регионе центра мировой энергетики и развитие на этой базе индустрии Сибири. Итогом обсуждения вопроса также явилось и решение о создании комиссии, в обязанности которой «входило установление организационных форм дальнейших работ по изучению ангаро-енисейской проблемы» [8, с. 3].

Самые первые комплексные научные исследования, которыми руководили академик И.Г. Александров, профессора В.М. Малышев и Н.И. Колсовский, были начаты в 1930-е гг. И с этого момента начались специальные экспедиционные обследования рек Ангары и Енисея. Производились разведки с целью определения будущих створов ГЭС и анализ геологических условий на предполагаемых местах возведения плотин [9, с. 7].

Таким образом, процесс становления гидроэнергетики в России был начат еще в дореволюционный период в рамках деятельности Комиссии по изучению производительных сил России. С приходом большевиков к власти данная проблема получила новое актуальное звучание. В результате мы можем выделить два фундаментальных этапа, которые заложили основу послевоенной гидроэнергетики и гидростроительства: первый – план ГОЭЛРО (1920-1930 гг.), и второй – Второй генеральный план электрификации СССР (1931-1940 гг.).

Список использованных источников

1. Бурдин Е.А. Гидростроительство в России: от самарского Волгостроя к Большой Волге (1930 – 1980 гг.) / Е.А. Бурдин. – Ульяновск: УлГПУ, 2010. – 222 с.
2. Родионов Г.А. Волжско-Камский каскад гидроэлектростанций основа комплексного использования водных ресурсов Поволжья / Г.А. Родионов. – Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 1983. – 105 с.
2. Черкасова М. Гидрогигантомания где её корни? / М. Черкасова // Знание-сила. – 1989. – №4. – С. 44-48.
3. Беляков Ю. Второй генеральный план электрификации СССР 1931 / Ю. Беляков // Электричество. – 2018. – №11. – С. 64-69.
4. Борисов П., Лагутин М. Электрификация Западной Сибири. Генеральный план электрификации СССР / П. Борисов, М. Лагутин. – М.-Л.: Гос. соц. экон. изд-во, 1932. – Т.8. – 486 с.
5. Вишневский А.Г. Серп и рубль: Консервативная модернизация в СССР / А.Г. Вишневский. – М.: Изд. дом Гос. ун-та Высш. шк. экономики, 2010. – 429 с.
6. Матвеев В., Коробченков А. Водохранилище Саяно-Шушенской гидроэлектростанции / В. Матвеев, А. Коробченков. – Красноярск: Кн. изд-во, 1976. – 68 с.
7. Грек, О. Нас плотина сплотила: Опыт лиро-эпического осмысления великого трудового подвига строителей, создавших Саяно-Шушенский гидрокомплекс на реке Енисей / О. Грек. – Абакан: Издательство ХГУ им. Н.Ф. Катанова, 1998. – 116 с.
8. Некрасов Н.Н. Новый этап // Саянское созвездие / сост. Г. Куликовская. – М.: Советская Россия, 1981. – С. 6-19.

СТУДЕНЧЕСКИЙ ТРЕК
ЦИФРОВЫЕ ИННОВАЦИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ
И ЭЛЕКТРОТЕХНИКЕ

УДК 004.89*004.048

**ПРИМЕНЕНИЕ REINFORCEMENT LEARNING PPO В СОЗДАНИИ
ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА РЕГУЛЯТОРА ДАВЛЕНИЯ В БАРАБАНЕ
ПАРОВОГО КОТЛА**

Е.Е. Винделович¹, В.Д. Ермакова¹

Научный руководитель И.С. Замулин^{1,2}

кандидат физико-математических наук, доцент

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

²Хакасский государственный университет им. Н.Ф. Катанова

Аннотация. В статье рассматривается применение метода машинного обучения с подкреплением (алгоритм PPO) для создания цифрового двойника регулятора давления в барабане парового котла. Проанализированы недостатки традиционных ПИД-регуляторов и предложена система на основе PPO, которая демонстрирует высокую точность поддержания давления и способность адаптироваться к изменяющимся нагрузкам.

Ключевые слова: цифровой двойник, регулятор давления, машинное обучение с подкреплением, PPO, паровой котел, адаптивное управление, ПИД-регулятор.

**THE APPLICATION OF REINFORCEMENT LEARNING PPO
IN THE CREATION OF A DIGITAL TWIN OF THE PRESSURE
REGULATOR IN THE STEAM BOILER DRUM**

E.E. Vindelovich¹, V.D. Ermakova¹

Scientific supervisor I.S. Zamulin^{1,2}

Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Associate Professor

¹Sayano-Shushenskiy branch Siberian Federal University

²Khakassian State University named after N. F. Katanov

Annotation. The article discusses the application of machine learning with a booster (PPO algorithm) to create a digital twin of a pressure regulator in a steam boiler drum. The disadvantages of traditional PID regulators are analyzed and a PPO-based system is offered, which demonstrates the high accuracy of weight maintenance and the ability to adapt to load change.

Keywords: digital twin, pressure regulator, machine learning with reinforcement, PPO, steam boiler, adaptive control, PID controller.

Анализ проблематики использования традиционных систем регулирования давления пара

Регулирование давления в барабане парового котла является критически важной задачей для обеспечения стабильности работы энергетического оборудования. Основная цель заключается в поддержании заданного уровня давления при переменных нагрузках, вызванных колебаниями потребления пара, изменениями расхода топлива или питательной воды, а также другими возмущающими воздействиями [1]. Традиционно для решения этой задачи применяются ПИД-регуляторы, которые являются промышленным стандартом благодаря своей универсальности и относительной простоте настройки. Однако их использование сопряжено с рядом ограничений [2].

Для анализа переходной характеристики была смоделирована система регулирования давления в барабане котла с ПИД-регулятором. Параметры для регулятора были рассчитаны по методу Циглера-Никольса. Регуляторы, параметры которых рассчитаны по методу Циглера-Никольса, не всегда обеспечивают требуемое качество процесса регулирования. Как правило, требуется дополнительная подстройка их параметров. Несмотря на это, метод Циглера-Никольса и некоторые его модификации весьма популярны, и многие производители регуляторов рекомендуют их для настройки регуляторов [3].

После моделирования был получен график переходной характеристики системы (рис. 1), который демонстрирует фундаментальные ограничения традиционных методов управления при работе со сложными динамическими объектами, каковыми являются современные паровые котлы. Полученная переходная характеристика с перерегулированием 59.3% и временем регулирования 15.6 с свидетельствует о существенном несоответствии линейных моделей ПИД-регуляторов реальным нелинейным и нестационарным характеристикам котла.

Возьмем требуемые критерии качества согласно [4]:

- Перерегулирование $\leq 40\%$ (фактическое превышение на 19.3%).
- Длительность переходного процесса ≤ 5 с (фактическое время в 3.1 раза выше нормы).

Полученные результаты убедительно доказывают необходимость разработки адаптивных систем управления, способных учитывать:

1. Параметрическую неопределенность модели.

2. Изменяющуюся структуру объекта.
3. Нелинейные взаимосвязи между технологическими параметрами.

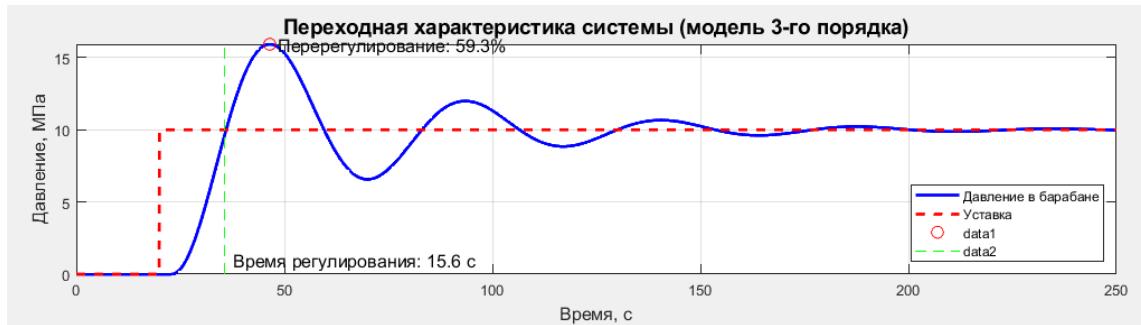


Рисунок 1 – график переходной характеристики системы

Разработка цифрового двойника регулятора давления на базе метода машинного обучения с подкреплением

Была реализована комплексная система управления давлением в барабане парового котла на основе алгоритма машинного обучения с подкреплением (PPO — Proximal Policy Optimization). Разработанная модель представляет собой цифровой двойник реального технологического процесса, сочетающий физическое моделирование динамики котла с интеллектуальной системой управления.

Основу системы составляет детализированная математическая модель барабана котла третьего порядка, учитывающая нелинейные зависимости между управляющими воздействиями, параметрами рабочей среды (давление, уровень воды, расход пара) и внешними возмущениями. Модель включает временные задержки, инерционные характеристики и возможность перехода в критические режимы работы с повышенной интенсивностью возмущений.

На рис. 2 представлены результаты функционирования системы автоматического регулирования давления в барабанном котле. В ходе экспериментальных исследований было установлено целевое значение давления 1 МПа.

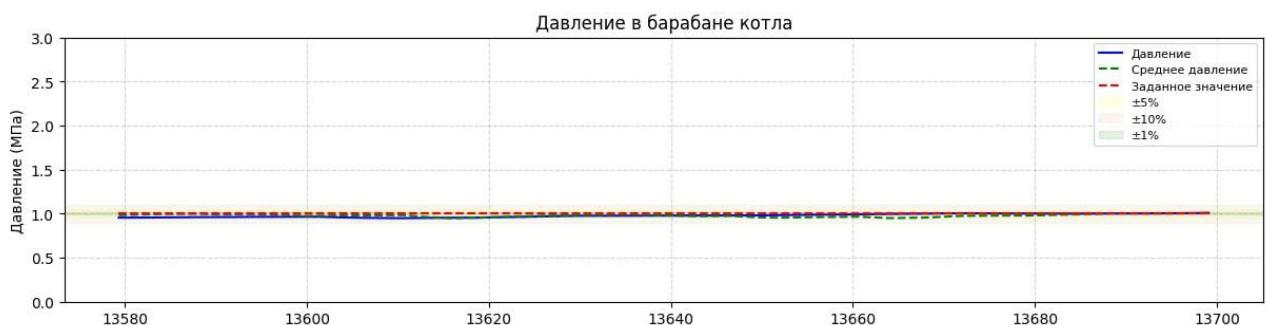


Рисунок 2 – график давления пара в барабане котла

На начальном этапе работы системы наблюдался плавный переходный процесс выхода на заданный технологический режим, характеризующийся монотонным возрастанием давления до номинального значения. После достижения установившегося режима система демонстрирует способность к поддержанию давления в зависимости от управляющего воздействия и внешних возмущений (рис. 3).

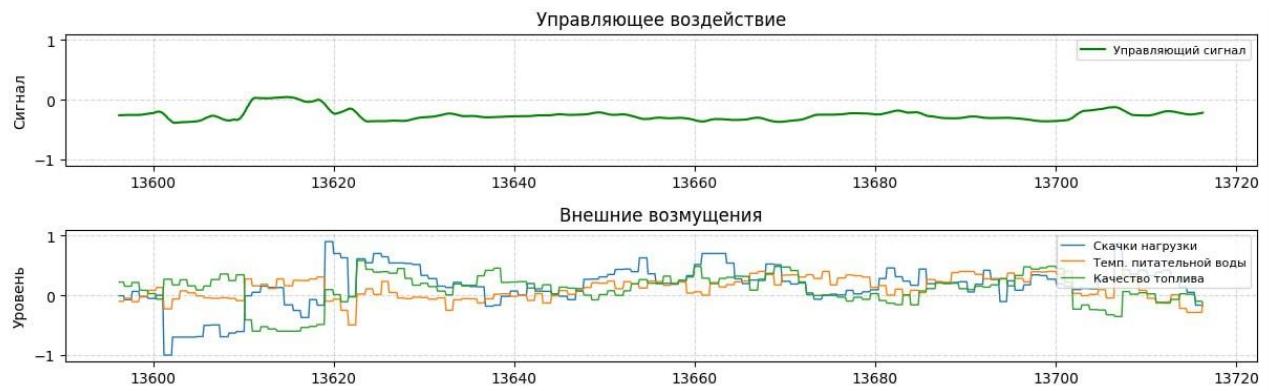


Рисунок 3 – графики изменения управляющего воздействия и внешних возмущений

Давление колеблется в регламентированных пределах, где основная зона регулирования составляет $\pm 5\%$ от номинала, предельно допустимые отклонения не превышают $\pm 10\%$, а зона повышенной точности соответствует $\pm 1\%$ (рис. 4).

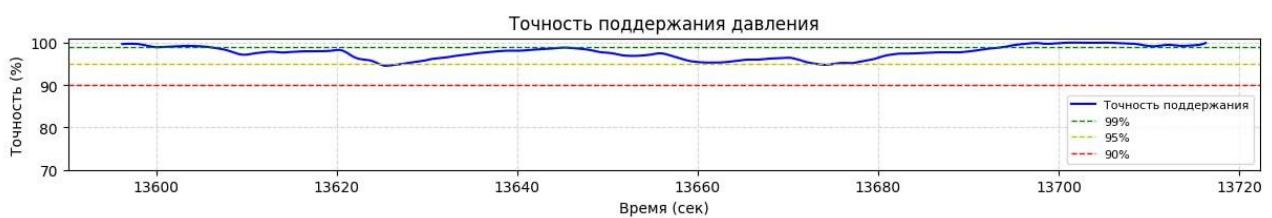


Рисунок 4 – график точности поддержания давления

В ходе экспериментальных исследований была проведена серия испытаний системы автоматического регулирования давления в барабане парового котла, реализованной на основе цифрового двойника с использованием алгоритма обучения с подкреплением Proximal Policy Optimization (PPO) (рис. 4). В течение 50 временных интервалов проводился мониторинг ключевых параметров системы, включая текущее значение давления и точность его поддержания относительно заданного уровня в 1 МПа. Экспериментальные данные демонстрируют устойчивую работу системы в условиях изменяющихся нагрузочных режимов. Наблюдаемые колебания

давления находились в диапазоне от 0,939 МПа (94,89% от номинала) до 1,002 МПа (99,75%). Особенностью работы алгоритма РРО является способность быстрой адаптации к изменяющимся условиям - при возникновении возмущений система демонстрировала плавное возвращение к заданному значению давления без существенного перерегулирования.

Статистический анализ полученных данных позволяет сделать следующие выводы:

- Среднеквадратичное отклонение давления составило 0,013 МПа (1,3%), что свидетельствует о высокой точности регулирования.
- В 78% временных интервалов система поддерживала давление в пределах $\pm 2\%$ от заданного значения.
- Максимальное отклонение не превысило 6,1%, что значительно ниже допустимых пределов ($\pm 10\%$).

Технико-экономическое обоснование выбора цифровых двойников на базе обучения с подкреплением

Цифровой двойник представляет собой динамическую математическую модель, интегрированную с реальным оборудованием через систему датчиков и алгоритмы машинного обучения. В отличие от традиционных ПИД-регуляторов, которые функционируют на основе заранее заданных параметров, цифровой двойник адаптируется к изменяющимся условиям эксплуатации, таким как колебания нагрузки котла, износ оборудования или изменение качества топлива. Это достигается за счет непрерывного анализа данных в реальном времени и прогнозирования состояния системы с использованием методов глубокого обучения [5].

Эффективность цифрового двойника подтверждается исследованиями в области управления сложными термодинамическими процессами. По данным работы [6], применение цифровых двойников в энергетических системах повышает точность регулирования на 15–20% за счет учета нелинейных зависимостей, которые игнорируются в классических ПИД-регуляторах.

Внедрение цифровых двойников сопряжено с первоначальными затратами на разработку модели, установку датчиков высокой точности и интеграцию с SCADA-системами. Однако эти инвестиции окупаются за счет снижения эксплуатационных расходов. По оценкам компании McKinsey [7], использование цифровых двойников в промышленности сокращает затраты на обслуживание на 25–30% благодаря уменьшению частоты плановых остановок и продлению межремонтного интервала. Срок окупаемости проекта внедрения цифровых двойников варьируется от 2 до 4 лет в зависимости от масштаба объекта и сложности модели. Основными рисками являются ошибки калибровки двойника.

Заключение

В статье рассматриваются результаты исследования внедрения цифровых двойников на базе обучения с подкреплением. Был проведен анализ

проблематики использования традиционных систем регулирования давления пара на примере переходной характеристики упрощенной модели ПИД-регулятора. Был разработан цифровой двойник регулятора давления на базе метода машинного обучения с подкреплением и протестирован в течении пятидесяти интервалов времени, а также проведено технико-экономическое обоснование, которое показало превосходство цифровых двойников над традиционными методами.

Список использованных источников

1. Boiler Drum Level Control: [Электронный ресурс] // Control Notes: Reflections of a Process Control Practitioner: [сайт]. – URL: <https://blog.opticontrols.com/archives/165> (дата обращения: 28.03.2025).
2. Просто о PID-регулировании: [Электронный ресурс] // Современная электроника и технологии автоматизации: [сайт]. – URL: <https://www.cta.ru/articles/cta/spravochnik/v-zapisnuyu-knizhku-inzhenera/124336/> (дата обращения: 09.04.2025).
3. Гурецкий, Х. Анализ и синтез систем управления с запаздыванием: [Текст] / Х. Гурецкий. – Москва: Машиностроение, 1974. – 326 с.
4. Воробьев, В.Ю. Расчёт и оптимизация параметров дискретного ПИД-регулятора методом Циглера-Николса: [Текст] / В.Ю. Воробьев, Г.В. Саблина // Автоматика и программная инженерия. – 2019. – № 1. – С. 9–14.
5. Yuqian Lu Digital twin-driven smart manufacturing: Connotation, reference model, applications and research issues: [Текст] / Yuqian Lu, Chao Liu, Kevin I-Kai Wang, Huiyue Huang, Xun Xu. – Cardiff: Online Research – 2019. – 28 с.
6. Fei Tao Digital Twin in Industry: State-of-the-Art: [Текст] / Fei Tao // IEEE Transactions on Industrial Informatics. – 2019. – № 4. – С. 2405–2415.
7. Michael Chui The economic potential of generative AI: [Текст] / Michael Chui, Eric Hazan, Roger Roberts, Alex Singla, Kate Smaje, Alex Sukharevsky, Lareina Yee, Rodney Zemmel. – McKinsey & Company. – 2023. – 68 с.

ОБРАБОТКА, НАСТРОЙКА, АНАЛИТИКА СИГНАЛОВ НА ВЕРХНЕМ УРОВНЕ АСУТП САЯНО - ШУШЕНСКОЙ ГЭС

А.Д. Тодоров¹

Научный руководитель А.В. Чепиков²

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

²Филиал ПАО «РусГидро» –«Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожнегого»

Аннотация. В статье рассматриваются актуальные вопросы обработки и анализа сигналов на верхнем уровне автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП) Саяно-Шушенской ГЭС. Основное внимание уделено проблеме информационной перегрузки оперативного персонала из-за избыточного количества сигналов, что снижает эффективность управления в аварийных ситуациях.

Предложены методы оптимизации обработки сигналов, включая:

- алгоритмы интеллектуальной фильтрации и приоритизации сигналов;
- внедрение предиктивной аналитики на основе машинного обучения;
- улучшенные методы визуализации критически важной информации.

Реализация этих решений позволяет сократить время реакции на аварийные события, повысить точность диагностики оборудования и снизить когнитивную нагрузку на операторов. Разработанные подходы могут быть применены не только на гидроэлектростанциях, но и на других энергетических объектах, что делает их перспективными для масштабирования в отрасли.

Ключевые слова: АСУТП, предиктивная аналитика, обработка сигналов, гидроэлектростанция, безопасность эксплуатации, машинное обучение, интеллектуальные системы управления.

SIGNAL PROCESSING, CONFIGURATION, AND ANALYSIS AT THE UPPER LEVEL OF THE AUTOMATED CONTROL SYSTEM OF THE SAYANO - SHUSHENSKAYA HPP

A.D. Todorov¹

Scientific supervisor A.V. Chepikov²

¹*Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹*

²*Branch of PJSC «RusHydro»—«Sayano-Shushenskaya HPP named after P.S. Neporozhny»*

Annotation. *The article deals with topical issues of signal processing and analysis at the upper level of the automated process control system (APCS) at the Sayano-Shushenskaya HPP. The main attention is paid to the problem of information overload of operational personnel due to an excessive number of signals, which reduces the effectiveness of management in emergency situations. Methods for optimizing signal processing are proposed, including:*

- *algorithms for intelligent filtering and prioritization of signals;*
- *implementation of predictive analytics based on machine learning;*
- *Improved visualization techniques for critical information.*

The implementation of these solutions makes it possible to reduce the response time to emergency events, increase the accuracy of equipment diagnostics, and reduce the cognitive burden on operators. The developed approaches can be applied not only to hydroelectric power plants, but also to other energy facilities, which makes them promising for scaling in the industry.

Keywords: *automated control system, predictive analytics, signal processing, hydroelectric power plant, operational safety, machine learning, intelligent control systems.*

В современном мире автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) играют очень важную роль во многих отраслях промышленности. Они позволяют повысить безопасность и надёжность функционирования технологического, эффективность эксплуатации производственных объектов, а также оптимизировать затраты на техническое обслуживание и ремонт оборудования за счёт представления объективных данных о техническом состоянии оборудования. Верхний уровень АСУТП является ключевым компонентом этой системы, он обеспечивает сбор, обработку, визуализацию данных о технологическом процессе, а также взаимодействие с оперативным персоналом.

Целью данной статьи является изучение методов обработки сигналов на верхнем уровне АСУТП с акцентированием на сокращение перечня поступающих сигналов и выделение наиболее значимых для оперативного

управления. Предлагается проведение анализа существующих систем и разработка алгоритмов, способных улучшить качество и скорость принятия решений в аварийных и предупредительных режимах. Также, большую актуальность приобретает внедрение функций предиктивной диагностики, которая позволяет прогнозировать возможные неисправности и отклонения в работе оборудования. Предиктивная диагностика основана на анализе исторических данных и текущих сигналов, что может дать возможность выявлять скрытые закономерности и предотвращать развитие аварийных ситуаций.

Определим актуальность данной работы. Современные АСУТП строятся по принципу общей интеграции и единого информационного пространства, объединяя множество устройств различных вендоров, которые используют различные протоколы обмена данными. Такая разнообразная структура создаёт сложности при интеграции оборудования и обработке данных, что требует внедрения решений для стандартизации, анализа и оптимизации поступающей информации. Помимо этого, современные АСУТП сталкиваются с проблемой избыточности поступающей информации к оператору, особенно в условиях аварийных ситуаций. Большое количество сигналов, поступающих одновременно, создаёт когнитивную нагрузку на оператора, усложняет процесс принятия решений и увеличивает время реакции. В этой связи разработка систем, которые могут выделять значимые сигналы и предоставлять только релевантную информацию, становится особенно важной для обеспечения высокой скорости и точности контроля в технологических процессах. Таким образом, разработка системы, которая сможет выделять значимые сигналы, интегрировать данные из разных источников и предоставлять ключевую информацию, имеет важное значение для повышения качества контроля и управления технологическим процессом.

Как указывается в источнике [1] в условиях интенсивного развития промышленности и технологий в ней увеличивается сложность управляемых процессов, как следствие безопасность и эффективность автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) становятся критически важными критериями. Оперативное управление АСУТП требует высокого уровня подготовки персонала, который не только эксплуатирует систему, но и контролирует её работоспособность, позволяет устранять неисправности и обеспечивать бесперебойную работу оборудования. На оперативный персонал идёт высокая когнитивная нагрузка, из-за которой они могут пропустить критически важные события. Для снижения этого риска и значение приобретает внедрение предиктивной аналитики. Предиктор, основанный на современных алгоритмах машинного обучения, позволяет выделять наиболее значимые сигналы из общего потока данных, а также прогнозировать развитие потенциально опасных ситуаций. Это может помочь оперативному персоналу сосредоточиться на критически важных событиях,

снижая вероятность допущения ошибок. Как указано в источнике [2] на систему сигнализации отводится две основные задачи:

1. Занять внимание оператора к факту наступления события, которое требует необходимости вмешательства в работу системы управления.
2. Предоставить оператору изначальную информацию об наступившем событии для анализа ситуации и последующего принятия решений.

При детальном изучении существующей системы выявилась проблема недостаточной адаптации к потребностям оперативного персонала. Не самое эффективное управление сигналами, поступающими на верхний уровень АСУТП, может привести к перегрузке оператора информацией, что может значительно замедлять процесс принятия решений в аварийных ситуациях. Существующая система не всегда позволяет оперативному персоналу быстро идентифицировать нужные критические сигналы и начать быстро принимать соответствующие меры, что может увеличить время ликвидации аварий и повлечь за собой дополнительные риски.

Типы сигналов в АСУТП

В нынешнее время в современном управлении технологическими процессами сигналы играют ключевую роль в обеспечении безопасности, эффективности и скорости реагирования на изменения в системе. Правильная группировка и обработка сигналов позволяют оперативному персоналу быстро и точно принимать решения, тем самым предотвращая возможные аварийные ситуации и минимизируя простой в работе. В данной статье рассмотрим основные типы сигналов которые указаны в источнике [3] в автоматизированных системах управления технологическими процессами (АСУТП) на СУГЭС.

Аварийные сигналы

Аварийные сигналы уведомляют о критически важных ситуациях, которые уже произошли, например, отключение оборудования, срабатывание технологических защит ГА от разгона турбины, полученные сигналы требуют повышенного внимания и действий со стороны оперативного персонала таких как определение причин возникновения сигналов, осмотр места возникновения нарушений и в случае чего ликвидации аварийной ситуации и её последствий. Эти сигналы регистрируют события, негативно оказывающие влияние на безопасность, оборудование и в последствии, возможно, на окружающую среду.

Предупредительные сигналы

Предупредительные сигналы используются для возможности осведомления о потенциальных угрозах и необходимости принятия мер, например, повышение температуры в телекоммуникационном шкафу, снижение давления элегаза, срабатывание пожарной или охранной сигнализации. Они позволяют оперативному персоналу заранее реагировать на возможные отклонения в работе системы и предотвращать развитие в аварийные ситуации.

Сигналы неисправности

Сигналы неисправности информируют о сбоях или отказах в работе датчиков, оборудования, систем или их компонентов. Данные сигналы не только требуют немедленной проверки и участия в устранении проблем, но и дают возможность определить, с каким именно элементом системы возникла неисправность.

Технологические сигналы

Технологические сигналы содержат данные о текущем состоянии технологических процессов а также параметров оборудования, например, информация об изменении положения коммутационных аппаратов, переключающих устройств, об изменении оперативного состояния устройств РЗА и технологических защит, технологических ключей, блокировок, об изменении режима управления (автоматическое/местное/дистанционное); сигналы подтверждения прохождения команд управления. Эти сигналы используются для мониторинга, анализа и управления процессами, обеспечивая соблюдение установленных технологических режимов и параметров.

При просмотре существующей системы обработки сигналов мы выяснили, что верхний уровень АСУТП делится на оперативную и историческую подсистемы. Оперативная система предназначена для мониторинга и управления в реальном времени, а историческая сохраняет полные архивы событий для анализа. Оперативная система позволяет быстро реагировать на изменения, в то время как историческая дает возможность ретроспективного анализа и выявления долгосрочных тенденций.

Из источника [3] мы выяснили, что типы сигналов в АСУТП играют ключевую роль в обеспечении безопасности и эффективности работы. Сигналы классифицируются на несколько типов: неисправности, аварийные, предупредительные, технологические и пользовательские. Каждый тип имеет свое назначение и специфику обработки. Сигналы неисправности указывают на проблемы, требующие вмешательства, аварийные – на критические ситуации, требующие незамедлительных действий. Предупредительные сигналы предупреждают и помогают предотвратить возможные инциденты, а технологические и пользовательские сигналы обеспечивают мониторинг и контроль за состоянием системы.

Текущая система сигнализации верхнего уровня в АСУТП на Саяно-Шушенской ГЭС имени Непорожнего регистрирует и отображает события, позволяя оперативному персоналу принимать решения. Оперативная система сигнализации включает: поля с датой и временем, статус, систему, описание события и дополнительную информацию, также данная система удаляет устаревшие данные для поддерживания актуальности. Историческая система сохраняет все события с указанием времени квитирования, что важно для будущего анализа. Реализованная фильтрация сообщений по различным

выбранным параметрам облегчает работу с большими объемами данных и позволяет быстро находить нужную информацию.

Важным направлением развития системы сигнализации является внедрение предиктивной аналитики. Этот подход позволяет создавать прогнозы о возможных событиях на основе анализа исторических данных и текущих сигналов с использованием методов статистики, математики и машинного обучения. Интеграция предиктивной аналитики в систему верхнего уровня АСУТП на Саяно-Шушенской ГЭС имени П.С. Непорожнего позволит не только регистрировать и фильтровать события, но и выявлять потенциальные неисправности оборудования и прогнозировать аварийные ситуации до их возникновения. [5]

Разработанный алгоритм обработки сигналов на верхнем уровне АСУТП является важным инструментом для обеспечения мониторинга и управления технологическими процессами. Основной задачей алгоритма является выделение значимых сигналов из общего набора данных и обеспечение возможности предоставлять оперативному персоналу информацию, необходимой для принятия решений.

Алгоритм начинается с приема сигнала, который фиксируется системой с указанием времени, типа и источника. Далее поступивший сигнал сравнивается с историческими данными для определения его значимости и частоты появления аналогичных сигналов. Анализ взаимосвязей между текущими и историческими сигналами даёт возможность выявить закономерности, указывающие на возможные неисправности или начало аварийного процесса.

На основе этого анализа система выделяет значимые сигналы, которые имеют наибольшую важность для текущей ситуации, с учетом их критичности и потенциальной угрозы для безопасности объекта. Для каждого такого сигнала формируется уведомление, содержащее описание события, причины его возникновения и рекомендации по устранению проблемы, что позволит оперативному персоналу быстро и эффективно среагировать на изменения.

Рассматривая перспективы улучшения работы верхнего уровня АСУТП, необходимо отметить важность разработки и введения интеллектуальных систем обработки сигналов. Эти системы ориентированы на решение проблем управления и мониторинга, возникающих в процессе эксплуатации сложных объектов.

Перспектива этого направления заключается в автоматическом сокращении объема поступающих данных за счет выделения наиболее значимых сигналов. Это позволит оперативному персоналу сосредоточиться на ключевой и критически важной информации, которая напрямую касается состояния оборудования. Таким образом, предоставление структурированной информации ускорит процесс выявления причин аварийных ситуаций, создавая условия для увеличения скорости принятия решений по устранению их последствий.

Интеграция данных решений на Саяно-Шушенской ГЭС имени П.С. Непорожнего повысит безопасность управления, а также может стать образцом для модернизации других гидроэлектростанций в кампании РусГидро, способствуя снижению рисков и повышению общей производительности работы АСУТП.

Выводы

На основании вышесказанного, данное исследование подчеркивает важность оптимизации систем обработки сигналов на верхнем уровне АСУТП для повышения производительности управления на таких сложных объектах, как Саяно-Шушенская ГЭС имени Непорожнего. Анализ существующей системы выявил ключевые проблемы, связанные с поступлением избыточных данных и отсутствием механизмов выделения значимых сигналов. В результате работы предложена интеллектуальная система, которая способна фильтровать информацию, визуализировать данные и предоставлять оперативному персоналу структурированную информацию. Введение таких решений обеспечит повышение безопасности, уменьшение времени реакции и улучшение надежности работы гидроэлектростанций.

Список использованных источников

1. СТО 17330282.27.140.009-2008. Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. — 2008. — Режим доступа: https://storage.yandexcloud.net/storage.rushydro.ru/iblock/df7/df7d68d181bb29d0b915e3b4a6d427e3/014_STO-17330282.27.140.009-2008_ASUTP-GES-GAES_Organiz-ekspl-i-TO.pdf (дата введения: 30.07.2008).
2. Шерешевский, Л.А. Системы сигнализации в современных АСУ ТП [Электронный ресурс] / Л.А. Шерешевский // SCADA Alarming. – С. 2–6. – Режим доступа: https://sms-a.ru/about/publications/SCADA_Alarming.pdf (дата обращения: 12.11.2024).
3. Верхний уровень автоматизированной системы управления технологическими процессами филиала ОАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенской ГЭС имени П.С. Непорожнего» (ВУ АСУ ТП СШГЭС): Инструкция пользователя: рабочий документ. – Не опубликовано.
4. ГОСТ Р МЭК 62682-2019. Системы аварийной сигнализации для обрабатывающей промышленности. – Введ. 01.07.2020. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200166931> (дата обращения: 16.11.2024).
5. Симонова, Л.А. Применение системы предиктивной аналитики при управлении технологическим процессом на основе нейронных сетей [Электронный ресурс] / Л.А. Симонова. – 2024. – С. 1–5. – Режим доступа: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_75162589_51512887.pdf (дата обращения 25.01.2025).

КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРИТОКА РЕКИ К СТВОРУ СШГЭС

С.С. Сергеев^{1,2}

Научный руководитель Е.Ю. Затеева¹
кандидат технических наук

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

²АО «Гидроремонт-ВКК»

Аннотация. Работа посвящена краткосрочному прогнозированию притока воды к гидротехническим сооружениям, с акцентом на Саяно-Шушенскую ГЭС. Основной задачей является прогноз объема и сроков поступления воды в створ гидроузла на ближайшие 1–15 суток для обеспечения безопасности и повышения эффективности эксплуатации. Рассматриваются методы, основанные на гидрометрических и гидрометеорологических данных, включая модели трансформации паводочной волны, экстраполяцию тенденций и балансовые расчеты. Подробно описаны источники данных, такие как гидрологические посты, метеостанции и спутниковые системы, а также способы их обработки.

Ключевые слова: Саяно-Шушенская ГЭС, краткосрочное прогнозирование, приток воды, гидрологические данные, гидрометеорологические методы, паводковая волна, балансовые модели, численные модели, управление водными ресурсами, прогнозирование паводков, гидротехнические сооружения, инерционность гидропроцессов, ледовые явления, климатические изменения, водный баланс.

SHORT-TERM FORECASTING OF RIVER INFLOW TO THE SYAYANO-SHUSHENSKAYA HPP

S.S. Sergeev^{1,2}

Scientific supervisor E.Yu. Zateeva¹
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor

¹Sayano-Shushensky branch Siberian Federal Universite

²JSC «Gidroremont-VKK»

Annotation. This study focuses on short-term forecasting of water inflow to hydraulic structures, with an emphasis on the Sayano-Shushenskaya Hydropower Plant (HPP). The primary goal is to predict the volume and timing of water inflow to the

hydroelectric dam's site within a 1–15-day horizon, ensuring operational safety and enhancing efficiency. The research examines methods based on hydrometric and hydrometeorological data, including flood wave transformation models, trend extrapolation, and balance calculations. It provides a detailed overview of data sources such as hydrological stations, weather stations, and satellite systems, as well as methods for data processing.

Keywords: Sayano-Shushenskaya HPP, short-term forecasting, water inflow, hydrological data, hydrometeorological methods, flood wave, balance models, numerical models, water resource management, flood forecasting, hydraulic structures, inertia of hydrological processes, ice phenomena, climate change, water balance.

Краткосрочное прогнозирование притока реки к гидротехническим сооружениям, таким как Саяно-Шушенская ГЭС, базируется на применении различных методов, позволяющих предсказывать объем и сроки поступления воды в створ в краткие временные интервалы. Основной целью является оперативное реагирование на изменения водного режима для обеспечения безопасности гидроузла и повышения эффективности его работы. Главной задачей краткосрочного прогнозирования является определение притока воды в створ гидроэлектростанции на ближайшие 1–15 суток. Это позволяет обеспечить бесперебойную работу СШГЭС, предупреждать чрезвычайные ситуации, такие как половодья, паводки и наводнения, а также эффективно управлять водными ресурсами, снижая экономические и экологические риски.

Для реализации целей прогнозирования решаются задачи сбора и анализа гидрометеорологических данных, расчета ожидаемых изменений гидрологических характеристик и оценки точности прогнозов с учетом возможных погрешностей. Основные принципы краткосрочного прогнозирования включают инерционность гидрологических процессов, закономерности трансформации паводочной волны и использование данных гидрометрических наблюдений. На рисунке 1 представлен пример графика уровня воды в реке Енисей [1] по гидропосту в городе Кызыл.

Среди гидрометрических методов применяются метод линейной тенденции, метод соответственных уровней и объемов, а также модели трансформации паводочной волны. Гидрометеорологические методы включают использование изохрон [2], прогнозирование ледовых явлений на основе теплового баланса и модели формирования стока на водосборе.

Краткосрочное прогнозирование обладает такими преимуществами, как высокая оперативность, точность при заблаговременности до 10 суток и возможность использования для управления водными ресурсами в реальном времени.

Гидропост 9002 Кызыл (ГП ПРИ ТУВИНСКИЙ ЦГМС)

Координаты гидропоста 51.710000, 94.50000. Посмотреть на [Яндекс.Картах](#)

Расположен в Республике Тыва в городе Кызыл на реке Енисей. Код водного объекта 17010300112116100000014.

График уровня воды за Апрель 2024

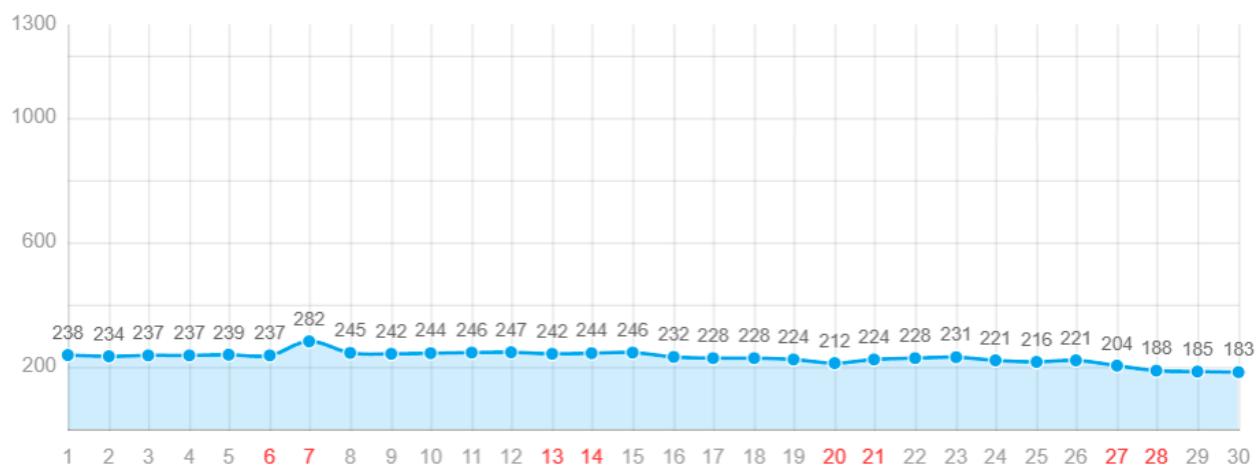


Рисунок 1 – график уровня воды в реке Енисей по гидропосту в г. Кызыл

Для составления прогноза собираются данные о состоянии реки и водосбора. Они включают показатели уровня воды, расхода, метеорологические параметры (осадки, температуру, скорость ветра), объем снеговых запасов и ледовые явления. Источниками информации служат гидрологические посты, метеостанции, спутниковые снимки и автоматизированные системы. На основе этих данных применяются методы прогнозирования, такие как экстраполяция тенденций, модели трансформации паводочной волны и расчеты водного баланса. Эти подходы позволяют строить прогнозы, учитывающие особенности реки и водосбора [3], а также изменяющиеся природные условия. Модель реки и водосбора представлена на рисунке 3.

Для повышения точности используются численные гидрологические и гидродинамические модели. Они учитывают влияние осадков, температуры и изменений в форме паводочной волны. Каждая модель строится с учетом параметров водосбора, физических характеристик реки и гидрологических данных. Современные комплексные модели объединяют разные подходы, что позволяет оптимизировать эксплуатацию станции [3].

Для минимизации ошибок применяются методы калибровки и регулярные корректировки на основе новых данных. Прогнозы составляются на разные временные интервалы: краткосрочные для оперативного управления, среднесрочные для сезонного планирования и долгосрочные для оценки рисков и адаптации к изменяющимся климатическим условиям [2].

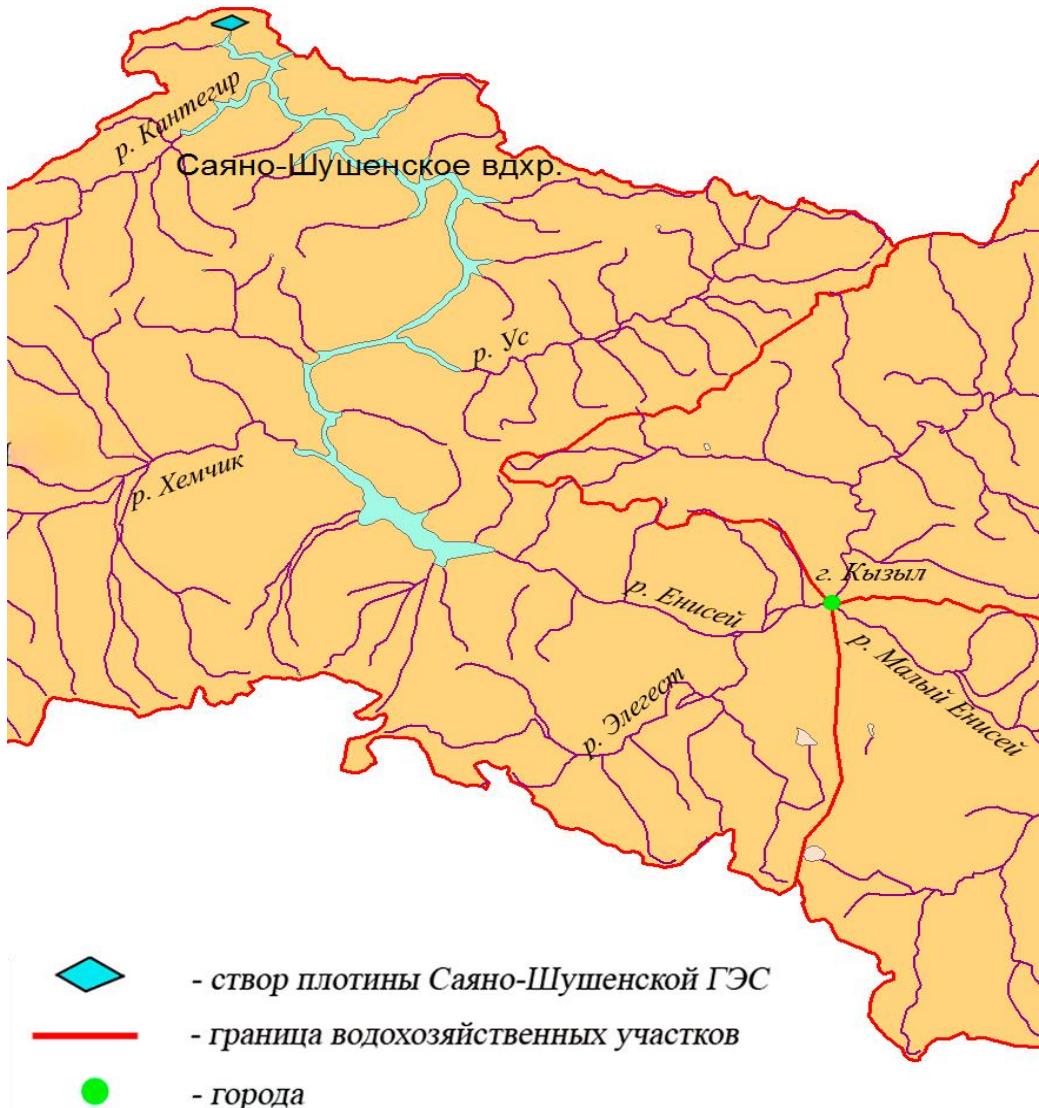


Рисунок 3 – модель водосбора реки Енисей

Результаты прогнозов используются для управления водными ресурсами, планирования объемов сброса воды, расчета необходимых объемов для пиковых нагрузок и предотвращения чрезвычайных ситуаций [4]. Проблемы прогнозирования связаны с неполнотой данных, сложностями моделирования и влиянием экстремальных погодных явлений. Однако развитие технологий, внедрение спутниковых данных и улучшение численных моделей способствуют повышению точности прогнозов, что обеспечивает устойчивое управление СШГЭС и прилегающей гидросистемой.

Методы прогнозирования гидрологических процессов классифицируются в зависимости от характеристик прогнозируемого явления, используемых данных и моделей [2]. Их цель — точное определение

ожидаемых изменений уровня воды, расхода, ледовых явлений и других гидрологических параметров.

Методы, учитывающие инерционность гидрологических процессов, основываются на предположении о запаздывании изменений параметров. Это позволяет прогнозировать будущие изменения на основе текущих данных. Такой подход эффективен для крупных рек с умеренно стабильными уровнями и расходами.

Анализ закономерностей русловых процессов использует данные о текущих расходах воды и уровнях на разных участках реки. Эти методы прогнозируют поведение паводковых волн, их интенсивность и продолжительность, что важно на участках с изменчивыми русловыми характеристиками [2].

Прогнозирование, основанное на процессах в бассейне реки, включает анализ факторов формирования стока: осадков, влажности почвы и снежных запасов. Оно учитывает влияние метеорологических и гидрологических условий на общий объем стока, что особенно актуально в период весеннего половодья.

Балансовые методы используют закон сохранения энергии для анализа изменений в экосистемах водосбора, а также тепловых и механических процессов [2]. Основой расчетов является водный баланс, отражающий взаимодействие поступающих и исходящих потоков воды. Эти методы применяются в сложных условиях, например, при таянии снега.

Методы теплобаланса анализируют влияние температуры, солнечной радиации и других факторов на ледовые явления. Они важны для прогнозирования замерзания и вскрытия рек, что критично для работы ГЭС зимой и весной.

Прогнозирование, опирающееся на закономерности атмосферной циркуляции, учитывает климатические изменения и их воздействие на водный режим рек. Синоптические модели позволяют оценивать вероятность сильных осадков и их влияние на приток воды [4].

Модели речного стока объединяют данные о состоянии реки, характеристиках водосбора и метеорологических условиях. Для долгосрочных прогнозов применяются статистические модели [2], анализирующие многолетние данные и вероятности гидрологических событий, таких как паводки и половодья.

Выводы

Краткосрочное прогнозирование притока воды к СШГЭС играет ключевую роль в обеспечении безопасности и оптимизации эксплуатации станции. Оно позволяет своевременно реагировать на изменения водного режима и снижать риски, связанные с чрезвычайными ситуациями. Использование гидрометрических, гидрометеорологических и балансовых методов обеспечивает комплексный подход к решению задач прогнозирования. Применение численных моделей и современных технологий способствует повышению точности

прогнозов. Основные проблемы связаны с недостаточностью данных, сложностями моделирования и экстремальными погодными явлениями. Однако дальнейшее развитие технологий, включая внедрение спутниковых данных и совершенствование численных моделей, позволит повысить точность и надежность прогнозов. Результаты прогнозирования находят широкое применение в управлении водными ресурсами, планировании работы станции и предупреждении экологических рисков.

Список использованных источников

1. Уровень воды онлайн AllRivers: официальный сайт. – Северск, 2015. – URL: <https://allrivers.info>. – (Дата обращения: 12.11.2024).
2. Гайдукова, Е.В. Гидрологические прогнозы: Конспект лекций / Е.В. Гайдукова, Н.В. Викторова. – Санкт-Петербург: Российский государственный гидрометеорологический университет, 2021. – 92 с.
3. Возможности краткосрочного прогнозирования стока малой реки с использованием методов машинного обучения / В.М. Морейдо, Б.И. Гарцман, Д.П. Соломатин, З.А. Сучилина // Гидросфера. Опасные процессы и явления. – 2020. – Т. 2, № 4. – С. 375-390.
4. О воздействии притоков на экологическое состояние реки Енисей / А.Д. Апонасенко, В.В. Дрюккер, Л.М. Сороковикова, Л.А. Щур // Водные ресурсы. – 2010. – Т. 37, № 6. – С. 692-699.

УДК 62-503.55

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ПРИМЕРЕ КОНТРОЛИРУЕМОГО СЕЧЕНИЯ «ВЫДАЧА МОЩНОСТИ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС»

В.А. Адов^{1,2}

Научный руководитель А.А. Ачитаев^{1,3}
кандидат технических наук, доцент

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

²Филиал ПАО «Россети» – «Хакасское предприятие магистральных
электрических сетей»

³Департамент инноваций ПАО «РусГидро»

Аннотация. В настоящее время Саяно-Шушенская ГЭС имеет сетевые ограничения схемы выдачи мощности, и решения данной проблемы

подразумеваю́т дорогостоящие мероприятия по строительству дополнительных линий электропередачи, установки устройств продольной компенсации и т.п. Поэтому разработка доступных и надежных мероприятий по повышению пропускной способности электропередачи на сегодняшний день – это одна из важных технико-экономических задач, которая позволит отказаться от таких дополнительных работ для обеспечения передачи необходимой мощности потребителям.

Ключевые слова: пропускная способность, максимально допустимый переток, система мониторинга запасов устойчивости, Саяно-Шушенская ГЭС, PowerFactory.

ASSESSMENT OF THE EFFECTIVENESS OF THE SUSTAINABILITY STOCK MONITORING SYSTEM OF THE ENERGY SYSTEM USING THE EXAMPLE OF THE CONTROLLED SECTION «POWER OUTPUT OF THE SAYANO-SHUSHENSKAYA HPP»

V.A. Adov^{1,2}

Scientific supervisor A.A. Achitaev^{1,3}

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor

¹Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University

²Branch of PJSC «Rosseti» – «Khakass enterprise of main electric networks»

³RusHydro Innovation Department

Annotation. Currently, the Sayano-Shushenskaya HPP has network limitations of power distribution schemes, and solutions to such a problem involve expensive measures for the construction of additional power lines, installation of longitudinal compensation devices, etc. Therefore, the development of available and reliable measures to increase the transmission capacity today is one of the important technical and economic tasks that will make it possible to abandon such additional work to ensure the transmission of the necessary power to consumers.

Keywords: transmission capacity, maximum allowable power flow, sustainability stock monitoring system, Sayano-Shushenskaya HPP, PowerFactory.

Пропускная способность электрической сети является важнейшим контролируемым параметром диспетчерским персоналом в части управлении электроэнергетическим режимом, под которым понимают активную или полную мощность, которую можно длительно передавать с учетом технических ограничений. К таким ограничениям можно отнести допустимый ток по нагреву проводов, допустимую потерю напряжения в узлах нагрузки, устойчивость параллельной работы электростанций, вынужденные уставки релейной защиты. Пропускную способность оценивают в контролируемом

сечении, под которым подразумевается совокупность линий электропередачи, характеризующую суммарную пропускную способность определенного района электрической сети. Нормативные данные по запасам устойчивости приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Запасы устойчивости при нормативных возмущениях

Режим энергосистемы	$K_{P,min}$	$K_{U,min}$	Группы нормативных возмущений, при которых должны обеспечиваться требования к устойчивости	
			в нормальной схеме	в ремонтной схеме
Нормальный	0,2	0,15	I, II, III	I, II
Послеаварийный	0,08	0,10	–	–

Различают максимально-допустимый (далее, МДП) и аварийно-допустимый (далее, АДП) переток активной мощности в контролируемом сечении. Отличия между ними состоят в рассмотрении нормальной (ремонтной) схемы для МДП и рассмотрении послеаварийной схемы для АДП. Помимо того, отличается и последовательность действий диспетчерского персонала при превышении данных параметров. При превышении МДП для нормализации режима немедленно мобилизуют резервы активной мощности, используют перегрузочную способность генерирующего оборудования и отключают потребителей. Для предотвращения превышения АДП диспетчер Регионального Диспетчерского Управления должен принять все меры по снижению текущего перетока вплоть до отключения потребителей с питающих центров, в том числе по графику экстренных отключений.

В настоящее время расчет и расчетная проверка МДП осуществляется при эксплуатации энергосистем раз в полгода по контрольному замеру. На всех уровнях диспетчерского управления СО ЕЭС России наиболее популярным инструментом расчета и анализа, установившегося режимов и расчета статической устойчивости вне реального времени является программный комплекс «RastrWin». На основании результатов, получаемых от данного ПК определяется возможность возникновения перегрузок оборудования, проверяется устойчивость параллельной работы генерирующего оборудования в энергосистеме. Подобный подход гарантирует соответствие требованиям по запасам устойчивости для большинства схемно-режимных ситуаций, однако

приводит неполному использованию пропускной способности на значительном промежутке времени. Методы расчета следующие:

1) Метод последовательного утяжеления, который сводится к заданию направления утяжеления и расчету до смены знака свободного члена характеристического уравнения. Основной недостаток этого метода заключается в необходимости выполнения серии промежуточных расчетов, что требует значительных затрат времени и вычислительных трудностей.

2) Метод Ньютона-Рафсона. Идея метода Ньютона состоит в последовательной замене на каждой итерации нелинейной системы уравнений некоторой линейной, решение которой дает значения неизвестных, более близкие к решению нелинейных систем, чем исходное приближение.

Современные подходы, направленные на повышение эффективности управления режимами ЭЭС, заключаются во внедрении систем, которые позволяют в режиме реального времени осуществлять мониторинг фактического запаса устойчивости, производить оценку тяжести электрического режима, корректировать величину МДП.

Учитывая современный уровень наблюдаемости режима работы объединенной энергосистемы Сибири (далее, ОЭС Сибири), снижение стоимости решений, возникли технические и экономические предпосылки создания и внедрения в эксплуатацию в филиале АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), осуществляющей расчет величин МДП в режиме реального времени с использованием телеметрической информации об электроэнергетическом режиме.

Объектом исследования была выбрана Саяно-Шушенская ГЭС, имеющая в настоящее время сетевые ограничения схемы выдачи мощности, вызванные ограничениями по статической и динамической устойчивости. МДП в сечении СШ ГЭС для нормальной схемы до введения локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (далее, ЛАПНУ) составляла 3800 МВт, после введения данной автоматики МДП составил 5250 МВт. Расчетная схема представлена на рисунке 1.

Расчет производился в ПК PowerFactory с использованием метода Ньютона-Рафсона. Результаты расчета представлены в таблице 2.

Согласно расчету, МДП составил 5248 МВт. Данний результат был получен при достижении недопустимой токовой загрузки для КВЛ 500 кВ «Саяно-Шушенская ГЭС – Означенное №1».

Результаты расчета для ремонтного положения КВЛ 500 кВ «Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая №1» представлены в таблице 3.

Согласно расчету, МДП составил 4046 МВт. Данное значение было получено с учетом аварийного отключения КВЛ 500 кВ «Саяно-Шушенская ГЭС - Означенное №1».

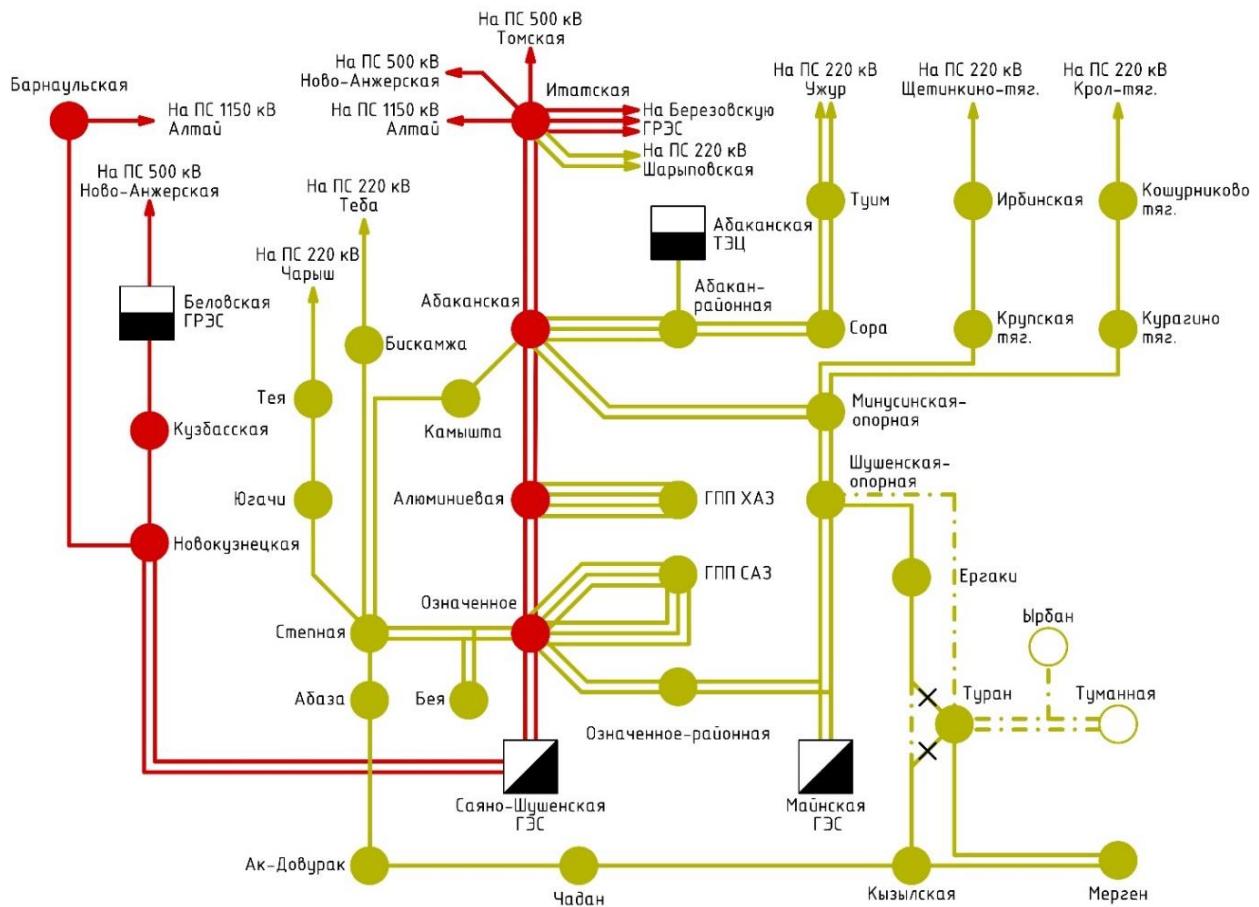


Рисунок 1 – Схема размещения станций и подстанций напряжением 220 кВ и выше

Таблица 2 – Расчет допустимых перетоков мощности для нормальной схемы

Критерий	Нормальная схема			Авар. отключение 541			Авар. отключение 543		
	$P_{\text{пп}}^{(1)}$ МВт	$\Delta P_{\text{НК}}^{(2)}$ МВт	$0,8 \cdot P_{\text{пп}}^{(3)}$ МВт	$P_{\text{пп}}^{(4)}$ МВт	$\Delta P_{\text{НК}}^{(5)}$ МВт	$0,92 \cdot P_{\text{пп}}^{(6)}$ МВт	$P_{\text{пп}}^{(7)}$ МВт	$\Delta P_{\text{НК}}^{(8)}$ МВт	$0,92 \cdot P_{\text{пп}}^{(9)}$ МВт
$P_{\text{доп1}}^{(1)}$	8207	95	6471	-	-	-	-	-	-
$P_{\text{д/аб}}(P_{\text{п/аб}})^{(2)}$	-	-	-	5580	93	5941	5570	93	6726
$P(U_{\text{доп}})^{(3)}$	7960	95	6273	-	-	-	-	-	-
$P_{\text{д/аб}}(U_{\text{п/аб}})^{(4)}$	-	-	-	5575	78	5951	4000	78	5293
$P(I_{\text{доп}})^{(5)}$	6836	87	5382	-	-	-	-	-	-
$P_{\text{д/аб}}(I_{\text{п/аб}})^{(6)}$	-	-	-	6131	83	6458	3950	83	5248

Таблица 3 – Расчет допустимых перетоков мощности для ремонта КВЛ-541

Критерий	Ремонт 541 (542)			Авар. отключение 541			Авар. отключение 543		
	$P_{\text{ПР}}$, МВт	$\Delta P_{\text{НК}}$, МВт	$0,8 \cdot P_{\text{ПР}}$, МВт	$P_{\text{ПР}}$, МВт	$\Delta P_{\text{НК}}$, МВт	$0,92 \cdot P_{\text{ПР}}$, МВт	$P_{\text{ПР}}$, МВт	$\Delta P_{\text{НК}}$, МВт	$0,92 \cdot P_{\text{ПР}}$, МВт
$P_{\text{доп1}}^{(1)}$	5580	93	4371	-	-	-	-	-	-
$P_{\text{д/ав}}(P_{\text{п/ав}})^{(2)}$	-	-	-	5535	78	5914	4250	78	5517
$P(U_{\text{доп}})^{(3)}$	5575	78	4382	-	-	-	-	-	-
$P_{\text{д/ав}}(U_{\text{п/ав}})^{(4)}$	-	-	-	5550	78	5928	4060	78	5343
$P(I_{\text{доп}})^{(5)}$	6325	84	4976	-	-	-	-	-	-
$P_{\text{д/ав}}(I_{\text{п/ав}})^{(6)}$	-	-	-	5150	76	5562	2943	76	4046

Результаты расчета для ремонтного положения КВЛ 500 кВ «Саяно-Шушенская ГЭС – Означенное №1» представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет допустимых перетоков мощности для ремонта КВЛ-543

Критерий	Ремонт 543 (544)			Авар. отключение 541			Авар. отключение 543		
	$P_{\text{ПР}}$, МВт	$\Delta P_{\text{НК}}$, МВт	$0,8 \cdot P_{\text{ПР}}$, МВт	$P_{\text{ПР}}$, МВт	$\Delta P_{\text{НК}}$, МВт	$0,92 \cdot P_{\text{ПР}}$, МВт	$P_{\text{ПР}}$, МВт	$\Delta P_{\text{НК}}$, МВт	$0,92 \cdot P_{\text{ПР}}$, МВт
$P_{\text{доп1}}^{(1)}$	5570	78	4378	-	-	-	-	-	-
$P_{\text{д/ав}}(P_{\text{п/ав}})^{(2)}$	-	-	-	4250	73	4737	2410	73	4137
$P(U_{\text{доп}})^{(3)}$	4000	67	3133	-	-	-	-	-	-
$P_{\text{д/ав}}(U_{\text{п/ав}})^{(4)}$	-	-	-	4060	72	4563	2370	72	4099
$P(I_{\text{доп}})^{(5)}$	3950	66	3094	-	-	-	-	-	-
$P_{\text{д/ав}}(I_{\text{п/ав}})^{(6)}$	-	-	-	2943	62	3546	2640	62	4342

Согласно расчету, МДП составил 3094 МВт. Данное значение было получено при ремонтном положении КВЛ 500 кВ «Саяно-Шушенская ГЭС – Означенное №1». Токовый критерий для доаварийной схемы оказался превалирующим над послеаварийными, что объясняется учетом управляющих воздействий от устройств противоаварийной автоматики для послеаварийной схемы.

Расчетным путем доказано наличие проблемы сетевых ограничений схемы выдачи мощности ГЭС, что в первую очередь связано с ограниченной токовой загрузкой электропередач и просадкой напряжения в узлах нагрузки при нормативном возмущении.

Решениями данных проблем могут стать дорогостоящие мероприятия по строительству дополнительных линий электропередачи, что в настоящее время как экономически нецелесообразно, так и с той точки зрения, что энергосистема Сибири и, в частности, Республика Хакасия, является избыточной по числу энергоносителей. Однако преимущества определения МДП в режиме реального времени неоспоримы, и внедрение данных систем актуально. В связи с этим предлагается применение для контрольного сечения «Выдача мощности СШГЭС» системы мониторинга запасов устойчивости.

СМЗУ представляет собой программный комплекс, созданный с целью определения пропускной способности на определенный момент времени с учетом фактических режимов энергосистемы и выявления наиболее опасных сечений. Применение технологии СМЗУ возможно использовать для следующих целей:

1) Применение СМЗУ в целях краткосрочного планирования. В настоящее время СМЗУ используется в 13 контролируемых сечениях для задач планирования ВСВГО посредством разработанного ПО «ГРОМ» и 16 контролируемых сечениях для задач планирования планового диспетчерского графика (далее ПДГ) посредством ПО «Барс-МДП». В цикле расчета ПАК СМЗУ выполняется:

- Прием телеметрической информации в базу данных СМЗУ из оперативного информационного комплекса (далее, ОИК) ОДУ Сибири;
- Оценивание состояния энергосистемы на основании полученной телеметрической информации;
- Определение величин МДП в заданных контролируемых сечениях, в том числе с учетом моделирования действия противоаварийной автоматики;
- Вывод диспетчеру результатов расчета СМЗУ в ОИК ОДУ Сибири.

Все перечисленные выше действия выполняются для каждого контролируемого сечения отдельно. В качестве аппаратной платформы используется модуль единого территориально-распределенного корпоративного центра обработки данных. Пример схему программно-аппаратного комплекса (далее, ПАК) СМЗУ представлена на рисунке 2.

Как известно, для СМЗУ ведется учет фактических схемных и режимных условий функционирования энергосистем. В связи с этим можно выделить следующие преимущества применения данной системы:

- нет необходимости учитывать нерегулярные колебаний энергосистемы;
- нет необходимости в чрезмерном утяжелении режима.

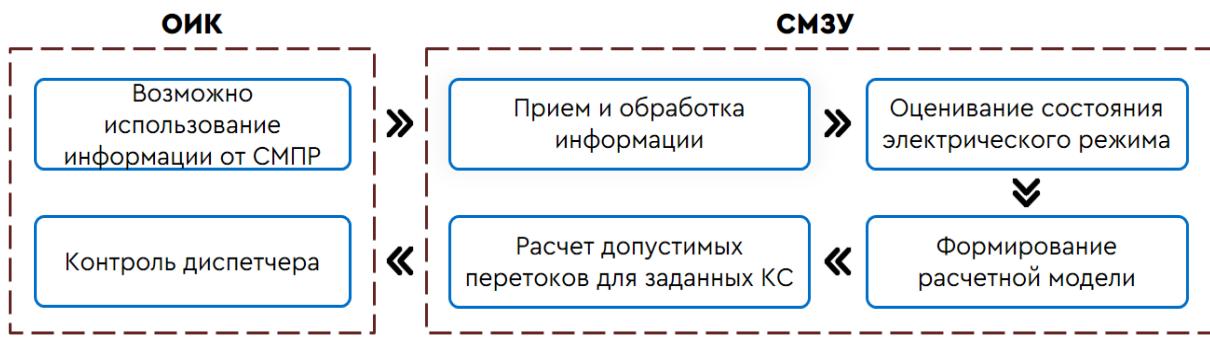


Рисунок 2 – Структурная схема ПАК СМЗУ ОЭС Сибири

Для подтверждения эффективности СМЗУ были внесены следующие изменения в расчетную модель: для первого рассматриваемого случая была изменена мощность Саянского Алюминиевого завода с 1052 МВт до 841 МВт; для второго случая – изменена мощность Хакасского Алюминиевого завода с 400 МВт до 320 МВт, для третьего случая – выведен из работы 1 из энергоблоков Беловской ГРЭС. Результаты изменения МДП представлены на рисунке 3.

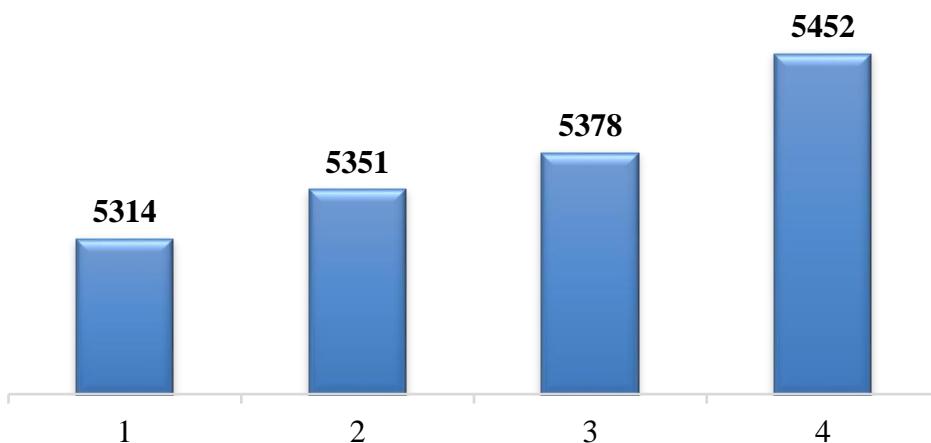


Рисунок 3 – Диаграмма изменения МДП в зависимости от изменения параметров энергосистемы:

1 – величина МДП для нормальной схемы; 2 – величина МДП с учетом уменьшения мощности САЗ до $0,8P_{ном}$; 3 – величина МДП с учетом уменьшения мощности ХАЗ до $0,8P_{ном}$; 4 – величина МДП с учетом уменьшения мощности Беловской ГРЭС до $0,8P_{ном}$

Таким образом, при учете фактических схемных и режимных условий величина МДП СМЗУ будет больше в сравнении с МДП ПУР, но рассчитывать на существенное и полное снятие сетевых ограничений схемы выдачи мощности для Саяно-Шушенской ГЭС не стоит. В рамках полученных результатов можно констатировать следующее:

– минимальная эффективность СМЗУ для схемы выдачи мощности СШГЭС составляет 66 МВт, 7% от запертой мощности.

– максимальная эффективность СМЗУ для схемы выдачи мощности СШГЭС составляет 204 МВт, что составляет 17.71% от запертой мощности.

Несмотря на это, положительными эффектами увеличения пропускной способности являются увеличение балансовой надежности энергосистемы и увеличение наблюдаемости за параметрами энергосистемами, поэтому применение системы мониторинга запасов устойчивости в данном случае считается обоснованным и необходимым.

Список использованных источников

1. Аксаева Е.С. Разработка методического подхода для оценивания допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях электроэнергетических систем в реальном времени: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Институт систем им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук. – Иркутск, 2018. – 153 с.

2. Методические указания по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказах Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195: утверждены Приказом Мин-ва энергетики Российской Федерации от 06 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195». – URL: <https://www.so-ups.ru/> (дата обращения: 15.07.2024).

3. СТО 59012820.27.010.004-2020. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях. – дата введения 2013-01-18. – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2020. – 38 с.

4. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2024–2029 годы: утверждены Приказом Мин-ва энергетики Российской Федерации от 30 ноября 2023 г. № 1095 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2024–2029 годы». – URL: <https://www.so-ups.ru/> (дата обращения: 01.05.2024).

5. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»: утверждены приказом Мин-ва энергетики Российской Федерации от 03 августа 2018 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем». – URL: <https://www.so-ups.ru/> (дата обращения: 03.03.2025).

УНИВЕРСАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

А.В. Ильин¹

Научный руководитель Т.И. Шахмаев^{1, 2}

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

²Филиал ПАО «РусГидро – Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожнего»

Аннотация. В статье рассматривается подход к проектированию универсальной системы автоматизированного мониторинга гидротехнических сооружений (ГТС), основанный на модульной архитектуре и стандартизации процессов сбора, преобразования и анализа данных. Представлены основные уровни архитектуры системы, включая уровень сенсоров, ядро и аналитический модуль. Особое внимание уделяется разработке универсального преобразователя разнородных данных, обеспечивающего совместимость с различными промышленными протоколами. Приводится обзор распространённых промышленных сетей, используемых для интеграции датчиков и исполнительных механизмов. Предложенное решение ориентировано на повышение надёжности, масштабируемости и гибкости систем мониторинга объектов ГТС.

Ключевые слова: автоматизация, мониторинг, ГТС, промышленная сеть, AS-интерфейс, CAN, Interbus, PROFIBUS, MODBUS, Foundation Fieldbus.

UNIVERSAL AUTOMATION SYSTEM FOR HYDRAULIC STRUCTURES

А.В. Ильин¹

Scientific advisor Т.И. Shakhmaev^{1, 2}

¹Sayano-Shushensky Branch of Siberian Federal University

²Branch of PJSC «RusHydro – Sayano-Shushenskaya HPP named after P. S. Neporozhny»

Annotation. This article discusses an approach to designing a universal automated monitoring system for hydraulic structures (HS), based on a modular architecture and standardization of data collection, processing, and analysis. The key layers of the system architecture are presented, including the sensor layer, core, and analytical module. Special attention is given to the development of a universal

data converter that ensures compatibility with various industrial protocols. An overview of common industrial networks used for integrating sensors and actuators is provided. The proposed solution aims to enhance the reliability, scalability, and flexibility of HS monitoring systems.

Keywords: automation, monitoring, hydraulic structures, industrial network, AS-Interface, CAN, Interbus, PROFIBUS, MODBUS, Foundation Fieldbus.

Гидротехнические сооружения играют ключевую роль в водохозяйственном комплексе, энергетике и защите от природных бедствий. Безопасная и эффективная эксплуатация таких объектов требует регулярного технического контроля, мониторинга деформаций, колебаний уровней воды, давления в грунте и других параметров. В условиях современного технологического развития актуальной задачей становится создание универсальных автоматизированных систем мониторинга, способных объединять данные от различных сенсоров, обрабатывать и визуализировать их в реальном времени.

Традиционные решения, как правило, ориентированы на конкретные типы сооружений или датчиков, что затрудняет масштабирование, сопряжение различных подсистем и использование единых стандартов. В данной работе предлагается подход к построению универсальной системы автоматизации мониторинга ГТС, обладающей модульной архитектурой и поддержкой широкого спектра промышленных протоколов.

Архитектура универсальной системы мониторинга

Проектируемая система включает три уровня:

1. Уровень сенсоров представляет собой совокупность технических средств первичного измерения: пьезометры, инклинометры, тензодатчики, гидронивелиры, датчики давления, температуры, уровня воды и др. Эти устройства размещаются в контролируемых зонах сооружения и обеспечивают непрерывный сбор данных о физическом состоянии объекта.

2. Ядро системы центральный компонент, обеспечивающий сбор, агрегирование, синхронизацию и хранение данных от сенсоров. Ядро должно быть совместимо с различными протоколами передачи данных и интерфейсами, включая как проводные (RS-485, Ethernet), так и беспроводные (LoRaWAN, ZigBee, NB-IoT) технологии. Данные поступают в базу, в которой они приводятся к единому формату, что позволяет упростить последующий анализ.

3. Уровень анализа данных обеспечивает преобразование «сырых» данных в инженерно значимую информацию. На этом уровне реализуются алгоритмы фильтрации, коррекции ошибок, а также модули визуализации, тревожного оповещения и прогнозирования. Система может интегрироваться с внешними АСУ и SCADA, а также поддерживать облачные хранилища для удалённого доступа.

Универсальный преобразователь данных

Одним из ключевых элементов системы является модуль унификации данных. Он выполняет следующие функции:

- интерпретация данных, поступающих от различных типов датчиков и сетей;
- преобразование в единую внутреннюю структуру хранения;
- поддержка пользовательских шаблонов и форматов;
- передача информации в формате, пригодном для анализа и визуализации.

Для реализации этого компонента используется абстрактная модель, в которой каждый тип устройства описывается с помощью метаданных (тип измерения, единицы, частота обновления и др.), а поток данных приводится к нормализованному формату JSON или XML. Благодаря этому, система становится гибкой и масштабируемой, с возможностью быстрой интеграции новых типов оборудования.

Интеграция с промышленными сетями

Для успешной работы системы необходимо обеспечить взаимодействие с существующими промышленными сетями, через которые осуществляется передача данных от сенсоров и управляющих устройств. Ниже приведены краткие характеристики наиболее распространённых протоколов:

• **AS-интерфейс (Actuator/Sensor Interface)**, простой и экономичный протокол, ориентированный на работу с бинарными сигналами. Максимальное количество узлов — 62, длина сегмента до 300 м. Используется в системах реального времени благодаря короткому циклу опроса (5–10 мс).

• **CAN (Controller Area Network)**, распространённый протокол, применяемый в системах с высоким уровнем помехозащищённости. Поддерживает скорость до 1 Мбит/с. Реализует детерминированную доставку сообщений с арбитражем на уровне канала. Используется в таких сетях, как CANOpen, DeviceNet.

• **Interbus**, обеспечивает передачу данных на расстояния до 13 км за счёт ретрансляции сигнала через узлы. Максимальное количество — 512 устройств. Благодаря топологии кольца с сегментами, подходит для протяжённых объектов, таких как плотины или каналы.

• **PROFIBUS**, универсальная промышленная сеть, включающая модификации DP (высокоскоростной обмен), FMS (одноранговое взаимодействие) и PA (работа во взрывоопасных зонах). Скорость до 12 Мбит/с. Применяется в реальном времени на основе модели Master-Slave.

• **Foundation Fieldbus**, ориентирован на одноранговое взаимодействие без центрального управляющего узла. Поддерживает автоматическое определение устройств (Device Description), расширенные протоколы обмена (подписка, клиент-сервер) и работу в опасных зонах.

• **MODBUS**, один из старейших и простейших протоколов, поддерживает до 247 ведомых устройств, различные физические интерфейсы (RS232, RS485). Поддерживает форматы ASCII и RTU. Применяется в широком спектре промышленных систем.

Интеграция с перечисленными сетями достигается за счёт адаптеров и шлюзов, а также универсального программного интерфейса, реализующего разбор протоколов на уровне ядра.

Преимущества и области применения

Разрабатываемая система обладает рядом преимуществ:

- **Универсальность** — возможность подключения широкого набора сенсоров и сетей;
- **Масштабируемость** — возможность адаптации под объекты различного масштаба и сложности;
- **Надёжность** — детерминированный обмен, резервное хранение данных и защита от сбоев;
- **Открытость архитектуры** — возможность интеграции с внешними АСУ и SCADA;
- **Гибкость в конфигурации** — поддержка пользовательских сценариев анализа и визуализации.

Система может применяться на плотинах, шлюзах, водохранилищах, насосных станциях, каналах и других объектах, где необходимо вести непрерывный мониторинг технического состояния.

Вывод:

Универсальная система автоматизации мониторинга гидротехнических сооружений, обладающая модульной архитектурой, унифицированной моделью данных и поддержкой промышленных сетей, представляет собой перспективное направление развития технического контроля в гидротехнической отрасли. Предложенный подход позволяет повысить уровень автоматизации, надёжность и оперативность принятия решений, а также снизить затраты на внедрение и эксплуатацию. В дальнейшем планируется проведение полевых испытаний системы на реальных объектах и интеграция с облачными аналитическими платформами.

Список использованных источников

1. Ташматов Х.К., Музаров А.Р. Особенности автоматизации малых ГЭС как объекта управления / Х.К. Ташматов, А.Р. Музаров // Теория и практика современной науки. – 2016. – № 3 (9). – С. 467. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-avtomatizatsii-malyh-ges-kak-obekta-upravleniya/viewer> (дата обращения: 28.05.2025).
2. Прокопьев А.П., Емельянов Р.Т. Технические средства автоматизации: лабораторный практикум / А.П. Прокопьев, Р.Т. Емельянов. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2014. – URL: <https://bik.sfu-kras.ru/>

kras.ru/elib/view?id=BOOK1-681.5%2FT382-538568 (дата обращения: 27.04.2025).

3. Системы промышленной автоматизации: учебное пособие / А.И. Сергеев [и др.]. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2017. – 106 с. – ISBN 978-5-7410-1863-7. – URL: <https://e.lanbook.com/book/110623> (дата обращения: 01.05.2025).

4. Яковлева Д.А., Биктеева Е.Б. Теория автоматического управления: учебное пособие / Д.А. Яковлева, Е.Б. Биктеева. – Москва: ИД Академии Жуковского, 2018. – 80 с. – ISBN 978-5-6042751-4-6. – URL: http://storage.mstuca.ru/jspui/bitstream/123456789/8432/1/Яковлева%2C%20Биктеева%20Теория%20%20Новая%20на%20замену_ан_тит_a5.pdf (дата обращения: 30.04.2025).

5. ГОСТ Р 58719-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Гидравлические электростанции. Гидротехнические сооружения. Контрольно-измерительные системы и аппаратура. Условия создания. Нормы и требования. – Москва: Стандартинформ, 2019. – Дата введения: 04.12.2019. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293725/4293725156.pdf> (дата обращения: 28.04.2025).

6. СТО 70238424.27.140.009-2010. Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Москва: НП «ИНВЭЛ», 2010. – Дата введения: 30.09.2010. – URL: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/b94/4293802463.pdf> (дата обращения: 31.04.2025).

УДК 621.311

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ СНЯТИЯ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС

Ю.Ю. Бартов^{1,2}, И.В. Виль^{1,2}
Научный руководитель И.Ю. Погоняйченко³

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

²Филиал ПАО «РусГидро»–«Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С.Непорожнегого»

³ПАО «РусГидро»–«Корпоративный университет гидроэнергетики»

Саяно-Шушенский учебно-производственный информационный центр

Аннотация. В публикации представлено моделирование возможных вариантов технических решений, направленных на снятие сетевых ограничений СШГЭС в ПК *PowerFactory*. Актуальность данной статьи состоит в необходимости увеличения располагаемой мощности СШГЭС, что позволит тем самым повысить эффективность участия Саяно-Шушенской ГЭС как на рынке мощности, так и в энергобалансе ОЭС Сибири.

Ключевые слова: сетевые ограничения, динамическая устойчивость, статическая устойчивость, гидроэлектростанция, максимально допустимый переток.

ANALYSIS OF THE POSSIBILITY OF REMOVING NETWORK RESTRICTIONS OF THE SAYANO-SHUSHENSKAYA HPP

Yu.Yu. Bartov^{1,2}, I.V. Vill^{1,2}
Scientific Supervisor I.Yu. Pogonyaychenko³

¹*Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University*

²*Branch of PJSC «RusHydro»—»Sayano-Shushenskaya HPP
named after P.S. Neforozhny»*

³*PJSC RusHydro—«Corporate University of Hydropower» Sayano-Shushensky
Educational and Production Information Center*

Annotation. The publication presents a simulation of possible technical solutions aimed at removing the network limitations of the USGS in the *PowerFactory* PC. The relevance of this article lies in the need to increase the available capacity of the SSHPP, which will thereby increase the effectiveness of the Sayano-Shushenskaya HPP participation both in the capacity market and in the energy balance of the OES of Siberia.

Keywords: network constraints, dynamic stability, static stability, hydroelectric power plant, maximum allowable flow.

Саяно-Шушенский гидротехнический комплекс включает в себя Саяно-Шушенскую ГЭС, расположенный ниже по течению контролирующий Майнский гидроузел (Майнскую ГЭС) и береговой водосброс.

Саяно-Шушенская ГЭС – комплекс гидротехнических сооружений, расположенных на реке Енисей на юго-востоке Республики Хакасия в Саянском каньоне у выхода реки в Минусинскую котловину.

На Саяно-Шушенской ГЭС установлено 10 гидроагрегатов единичной мощностью 640 МВт, соединенных попарно в пять энергоблоков по схеме укрупненного энергетического блока с группой однофазных повышающих трансформаторов групповой мощностью 1600 МВА (3x533 МВА) типа ОРЦ-533000/500 У1. Гидрогенераторы подключаются к повышающим блочным

трансформаторам через элегазовые генераторные выключатели на напряжении 15,75 кВ.

Двумя многоцепными воздушными переходами энергоблоки связаны с РУ 500 кВ, расположенным примерно в 1,3 км ниже по течению реки Енисей в узкой долине его притока – реке Карловой, русло которой было переведено в подземный коллектор. Многоцепные переходы трассируются по разным берегам: трехцепный по левому берегу по отсыпной «полке» основного подъезда к зданию ГЭС и двухцепный через правый берег с двумя переходами через реку Енисей.

Саяно-Шушенская ГЭС является крупнейшей гидроэлектростанцией в России и одной из крупнейших в мире. Ее режим работы определяется рядом факторов, включая системные ограничения.

Одним из основных системных ограничений для Саяно-Шушенской ГЭС являются ограничения, связанные с динамической устойчивостью длинных ЛЭП. Это связано с тем, что по условиям динамической устойчивости по четырем отходящим от СШГЭС линиям 500 кВ, на данный момент в нормальном режиме возможно передать 5250 МВт, но так было не всегда, на самом раннем этапе жизни станции располагаемая мощность составляла 4000 МВт, и с помощью высокотехнологичных автоматик, ростом потребления располагаемая мощность выросла в 2019 году до 5250 МВт.

В данной работе буду рассмотрены 3 варианта по усилению сети для обеспечения выдачи мощности Саяно – Шушенской ГЭС (будет выполняться моделирование в ПК Power Factory):

1. Ограничение выдачи мощности величиной до 6400 МВт - усиление сети в западном (до ПС 500 кВ Кузбасская), прогнозное увеличение нагрузки на 1000 МВт; сооружение ПП 500 кВ Сыркаш.

2. Ограничение выдачи мощности величиной до 6400 МВт, присоединение нового потребителя - за счет увеличения отбора мощности в энергосистеме Республики. При этом присоединение нового потребителя в энергосистеме Республики Хакасия улучшит возможности выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС, но значительно ухудшит энергетическую ситуацию в ОЭС Сибири с точки зрения покрытия нагрузок.

3. Ограничение выдачи мощности величиной до 6800 МВт - усиление сети как в западном (до ПС 500 кВ Кузбасская), так и восточном направлении (ПС 500 кВ Алюминиевая/ПС 500 кВ Абаканская); требуется расширение РУ Саяно-Шушенской ГЭС, а также сооружение ПП 500 кВ Сыркаш.

Техническое решение №1

В техническом решении №1 предлагается сооружение:

- КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Кузбасская №1, 3хAC-400 ~480 км, 2xШР 180 Мвар, 2xУШР 180 Мвар (ШР со стороны ГЭС, УШР со стороны ПС);

- КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Кузбасская №2, 3хAC-400 ~480 км, 2xШР 180 Мвар, 2xУШР 180 Мвар (ШР со стороны ГЭС, УШР со стороны ПС);

- ПП 500 кВ Сыркаш с заходами двух КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Кузбасская на ПП 500 кВ Сыркаш, АС-3х400 ~4х1 км;
- расширение ПС 500 кВ Кузбасская.

Трассу КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС - Кузбасская целесообразно проложить вдоль существующего транзита 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Степная - Означенное. Такое решение позволит в перспективе в случае необходимости обеспечить возможность усиления транзита 220 кВ за счет сооружения новой подстанции 500/220 кВ.

Сооружение ПП 500 кВ Сыркаш предлагается реализовать в районе г. Междуреченск.

Так же предполагается, увеличение нагрузки со стороны Кузбасса на 700 МВт и Новокузнецкой 300 МВт.

Моделирование производилось только для нормальной схемы, т.к. отбор мощности производится для максимально допустимого перетока в нормальном режиме.

Для технического решения №1 в исходную схему были добавлены следующие элементы, которые представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Новые элементы системы для технического решения №1

Наименование		Значение
диспетчерское наименование ЛЭП	показатель	
ВЛ 500 кВ «Саяно-Шушенская ГЭС - Сыркаш»	Длина трассы ВЛ, км	330
	Маркировка провода	3хАС400
	Количество линий п	2
ВЛ 500 кВ «Сыркаш - Кузбасская»	Длина трассы ВЛ, км	150
	Маркировка провода	3хАС400
	Количество линий п	2

Результатом моделирования технического решения №1 является значение МДП, который был получен в ходе осуществления итераций по утяжелению схемы модели, он представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты моделирования технического решения №1

Нормальная схема (все присоединения в работе)					
	541	542	543	544	1*
Мощность, начало	793,7	793,7	2504,2	2504,2	1504,7
Мощность, конец	760,5	760,5	2489,4	2489,4	1475,8
Рпред.н			8100,5		
Рпред.к			7975,6		
Рнк			48		
МДП			6432,4		
АДП			7404,46		

1* - ВЛ 500 кВ СШ ГЭС - Сыркаш №1 и №2

Как видно из таблицы, МДП для технического решения №1 получился 6432 МВт, поэтому целесообразно будет заявить на конкурентный отбор мощности 6400 МВт.

Техническое решение №2

Для уменьшения объема электросетевого строительства в настоящем сценарии рассматривается гипотетическая ситуация подключения крупного потребителя в энергосистеме Республики Хакасия, который позволит потребить «запертую» мощность Саяно-Шушенской ГЭС.

В техническом решении №2 предлагается сооружение:

- ПС 500 кВ Сибирская с установкой двух АТГ 500/220 кВ мощностью по 500 МВА каждая;
- заходов ВЛ 500 кВ Алюминиевая – Абаканская №1 на ПС 500 кВ Сибирская, 3хАС-400 ~2x40 км;
- заходов ВЛ 500 кВ Алюминиевая – Абаканская №2 на ПС 500 кВ Сибирская, 3хАС-400 ~2x40 км;
- заходов КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая №1 на ПС 500 кВ Сибирская, 3хАС-400 ~2x1 км;
- заходов КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая №2 на ПС 500 кВ Сибирская, 3хАС-400 ~2x1 км;
- КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Равнинная №3, 3хАС-400 ~45 км;
- КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Равнинная №4, 3хАС-400 ~45 км;

Предполагается присоединение крупного потребителя к ПС Равнинная размером 1000 МВт (Сооружение завода)

Моделирование производилось только для нормальной схемы, т.к. отбор мощности производится для максимально допустимого перетока в нормальном режиме.

Для технического решения №2 в исходную схему были добавлены следующие элементы, которые представлены в таблице №3:

Карта схема местности и главная схема электрических соединений представлены в приложении №2.

Результатом моделирования технического решения №2 является значение МДП, который был получен в ходе осуществления итераций по утяжелению схемы модели.

Как видно из таблицы, МДП для технического решения №2 получился 6765 МВт, данная величина значительно превосходит установленную мощность СШГЭС, и поэтому для подачи заявок на данную величину, необходима дополнительная аттестация и возможно замена оборудования, т.к. станции необходимо будет взять обязательство выдать данную величину мощности в сеть, поэтому целесообразно снизить величину дополнительной нагрузки до 800 МВт и получить МДП 6400 МВт, что значительно сократит расходы по данному варианту.

Таблица 3 – Новые элементы системы для технического решения №2

Наименование		Значение
диспетчерское наименование ЛЭП	показатель	
ВЛ 500 кВ «Саяно-Шушенская ГЭС - Равнинная»	Длина трассы ВЛ, км	45
	Маркировка провода	3xAC400
	Количество линий п	2
ВЛ 500 кВ «Равнинная - Алюминиевая» с врезанием в ВЛ ВЛ 500 кВ «Алюминиевая - Абаканская»	Длина трассы ВЛ, км	40
	Маркировка провода	3xAC400
	Количество линий п	4
ВЛ 500 кВ «Равнинная - Новокузнецкая» с врезанием в ВЛ ВЛ 500 кВ «Саяно-Шушенская ГЭС - Новокузнецкая»	Длина трассы ВЛ, км	407
	Маркировка провода	3xAC400
	Количество линий п	2

Таблица 4 – Результаты моделирования технического решения №2

Нормальная схема (все присоединения в работе)			
	1*	543	544
Мощность, начало	6129,3	1194,3	1194,3
Мощность, конец	6088	1190	1190
Рпред.н		8517,9	
Рпред.к		8468	
Рнк		49	
МДП		6765,32	
АДП		7787,468	

1* - ВЛ 500 кВ СШГЭС - Равнинная №1-4

Техническое решение №3

В техническом решении №3 предлагается сооружение:

- расширение РУ 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС;
- КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Алюминиевая, 3xAC-500 ~80 км;
- КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Кузбасская №1, 3xAC-400 ~480 км;
- КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Кузбасская №2, 3xAC-400 ~480 км;
- ПП 500 кВ Сыркаш с заходами двух КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Кузбасская на ПП 500 кВ Сыркаш, АС-3x400 ~4x1 км;

– расширение ПС 500 кВ Кузбасская и ПС 500 кВ Алюминиевая для подключения дополнительных присоединений.

Трассу КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС - Кузбасская целесообразно проложить вдоль существующего транзита 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Степная - Означенное. Такое решение позволит в перспективе в случае необходимости обеспечить возможность усиления транзита 220 кВ за счет сооружения новой подстанции 500/220 кВ.

Сооружение ПП 500 кВ Сыркаш предлагается реализовать в районе г. Междуреченск.

Моделирование производилось только для нормальной схемы, т.к. отбор мощности производится для максимально допустимого перетока в нормальном режиме.

Для технического решения №2 в исходную схему были добавлены следующие элементы, которые представлены в таблице 5

Таблица 5 – Новые элементы системы для технического решения №3

Наименование		Значение
диспетчерское наименование ЛЭП	показатель	
ВЛ 500 кВ «Саяно-Шушенская ГЭС - Сыркаш»	Длина трассы ВЛ, км	330
	Маркировка провода	3хАС400
	Количество линий п	2
ВЛ 500 кВ «Сыркаш - Кузбасская»	Длина трассы ВЛ, км	150
	Маркировка провода	3хАС400
	Количество линий п	2
ВЛ 500 кВ «Саяно-Шушенская ГЭС - Алюминиевая»	Длина трассы ВЛ, км	80
	Маркировка провода	3хАС500
	Количество линий п	1

Результатом моделирования технического решения №3 является значение МДП, который был получен в ходе осуществления итераций по утяжелению схемы модели.

Таблица 6 – Результаты моделирования технического решения №3

Нормальная схема (все присоединения в работе)						
	541	542	543	544	1*	2*
Мощность, начало	587,3	587,3	2391,6	2391,6	1092,1	1807
Мощность, конец	567,9	567,9	2376,8	2376,8	1075,4	1784,9
Рпред.н			8856,9			
Рпред.к			8749,7			
Рнк			50			
МДП			7035,52			
АДП			8098,348			

1* - ВЛ 500 кВ СШ ГЭС - Сыркаш №1 и №2

2* - ВЛ 500 кВ СШ ГЭС – Алюминиевая

Как видно из таблицы, МДП для технического решения №3 получился 7035 МВт, данная величина значительно превосходит установленную мощность СШГЭС, и поэтому для подачи заявок на данную величину, необходима дополнительная аттестация агрегатов и возможно замена оборудования, т.к. станции необходимо будет взять обязательство выдать данную величину мощности в сеть. В техническом решении №3 будет

рассмотрена возможность увеличения располагаемой мощности СШГЭС до 6800 МВт.

Вывод: В данной работе было представлено 3 варианта технических решений для снятия сетевых ограничений СШГЭС, все варианты разные по наполнению оборудования и объемами капиталовложений, для определения наиболее подходящего варианта необходимо произвести технико-экономическое обоснование для данных технических решений.

Список использованных источников

1. Меркульев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем. Расчеты. – СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. – 376 с.
2. Пузырев Е.В. Выдача мощности Саяно-Шушенской ГЭС в условиях развития прилегающей сети 500 кВ // Технические науки – от теории к практике: сб. ст. по матер. VIII междунар. науч.-практ. конф. 19 марта. – Новосибирск: СибАК, 2012. – 154 с.
3. Иваненко М.О. Ограничения схемы выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС // Молодой ученый. – 2019. – № 50 – 113 с.
4. Гаджиев М.Г., Кузнецов О.Н. Моделирование, расчеты установившихся и переходных режимов электроэнергетических систем в ПВК PowerFactory: МЭИ, 2022. – 96 с.

УДК 681.121.87

ПРОТОТИП РАСХОДО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОПТИЧЕСКОГО ДАТЧИКА ДЛЯ СВОБОДНО-ИСТЕКАЮЩИХ ЖИДКОСТЕЙ

Н.А. Губин¹

Научный руководитель А.М. Волошин¹

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

Аннотация. В связи с отсутствием автоматизированных систем контроля фильтрационного расхода через гидротехнические сооружения, особенно на гидроэлектростанциях, возрастают потребность в компактных, недорогих и бесконтактных решениях для измерения расхода жидкости. Традиционные датчики, как правило, требуют погружения в жидкость и подвержены загрязнению, что делает их малоэффективными при длительной эксплуатации в открытых системах или в условиях ограниченного доступа к обслуживанию.

*В данной работе предложена разработка прототипа оптического расходомера, функционирующего над поверхностью жидкости. Устройство построено на базе микроконтроллеров *Arduino* и *ESP32* в сочетании с оптическим модулем камеры, что позволяет отслеживать визуальные возмущения на поверхности жидкости. Реализован алгоритм определения смещения, анализирующий перемещение этих неоднородностей и на основе этого оценивающий скорость потока.*

Ключевыми преимуществами устройства являются низкая себестоимость, минимальные требования к обслуживанию, устойчивость к загрязнению и бесконтактный принцип работы. Разработка может быть востребована как в промышленной сфере, так и в образовательных целях, особенно в ситуациях, где применение традиционных датчиков невозможна.

Ключевые слова: контроллер *ESP32*, *Arduino*, оптический расходомер, бесконтактное измерение, мониторинг жидкости, отслеживание поверхностных структур, прототип.

PROTOTYPE OF AN OPTICAL FLOW SENSOR FOR FREE-FLOWING LIQUIDS

N.A. Gubin¹

Scientific Supervisor A.M. Voloshin¹

¹*Sayano-Shushenskaya Branch of Siberian Federal University*

Annotation. *Due to the lack of automated monitoring systems for seepage flow through hydraulic structures, particularly in hydroelectric power plants, there is a growing demand for compact, low-cost, and non-contact flow measurement solutions. Traditional flow sensors often require immersion in liquid and are sensitive to contamination, making them unsuitable for long-term use in open systems or in conditions with restricted maintenance access.*

*This project proposes the development of a prototype optical flow sensor designed to work above the fluid surface. The sensor is based on a microcontroller platform (*Arduino* and *ESP32*) combined with an optical camera module, which allows tracking visible surface disturbances of the liquid. A displacement detection algorithm was implemented to analyze the movement of these surface patterns and estimate the flow rate accordingly.*

The main advantages of the proposed device include its low production cost, minimal maintenance requirements, resistance to contamination, and the ability to operate without direct contact with the fluid. The system has potential applications in both industrial and educational settings, especially where conventional sensors are not feasible.

Keywords: *ESP32 controller, Arduino, optical flow sensor, non-contact measurement, fluid monitoring, surface pattern tracking, prototype.*

В настоящее время для большинства российских ГЭС актуальна разработка автоматизированного контроля за фильтрационным расходом через плотину. Одной из задач разработки этой системы является выбор или создание датчика в области измерения расхода жидкостей.

Для автоматизации измерения фильтрационных расходов предполагается оборудовать водосборными лотками группы дренажных скважин в пределах каждой секции русловой части плотины с устройством расходомеров или мерных водосливов в выходном сечении лотков. [1]

Существуют различные типы датчиков, применяемых для измерения расхода жидкостей, каждый из которых работает по разному физическому принципу и имеет свои преимущества и ограничения.

Лоток Вентури основан на эффекте Бернулли: сужение канала увеличивает скорость потока и снижает давление, по разнице которого рассчитывается расход. Такие датчики точны, устойчивы к загрязнениям, но громоздки и дорогостоящи.

Трубка Пито измеряет разницу между статическим и динамическим давлением потока. Компактные и простые в обслуживании, но чувствительны к загрязнениям и направлению потока. Подходят для вязких жидкостей.

Электромагнитные расходомеры (ЭМР) используют принцип индукции: проводящая жидкость в магнитном поле генерирует ЭДС, по которой рассчитывается скорость. ЭМР точны и бесконтактны, но не работают с непроводящими жидкостями и не применимы при свободном истечении.

Ультразвуковые расходомеры измеряют время прохождения сигнала через поток жидкости. Подходят для агрессивных сред, имеют широкий диапазон, но уязвимы к пузырькам и требуют чистоты. Делятся на поперечные и диагональные (по времени прохождения).

Вихревые расходомеры используют вихри, образующиеся за телом в потоке. Просты, недороги и надёжны, но менее точны, зависят от вязкости и нуждаются в регулярной очистке. [2]

Таким образом, выбор датчика зависит от условий среды, требований к точности и особенностей установки. В задачах, связанных со свободно истекающей жидкостью, которая в свою очередь может иметь адгезивные частицы, поэтому предпочтительно чтобы датчик не контактировал с ней. Основным недостатком вышерассмотренных устройств является то, что они требуют погружения в измеряемую жидкость. Поэтому оптимальным техническим решением будет создание оптического датчика с потенциалом стать доступным и эффективным решением в области измерения расхода жидкостей.

Предлагается использовать оптический метод, основанный на отслеживании рисунка неоднородности, сохраняющегося на поверхности движущейся воды. Для этого применяется камера с переменным разрешением (ниже – выше частота кадров) и микроконтроллер, обеспечивающий управление датчиком и передачу данных.

Датчик размещается над потоком, без контакта с жидкостью. При необходимости создаётся или усиливается визуальная неоднородность на воде, затем производится оптическая калибровка. Такое решение обеспечивает быстрый отклик, устойчиво к загрязнениям и отличается низкой стоимостью и простотой применения.

Разработка прототипа

Для создания прототипа использована платформа Arduino Uno и оптический датчик ADNS-3080. Arduino Uno представляет собой компактную и доступную платформу с микроконтроллером ATmega328, имеющую 14 цифровых и 6 аналоговых входов/выходов, а также поддержку подключения по USB. [3]

Датчик ADNS-3080 предназначен для измерения оптического потока, работает с разрешением 34×34 пикселя и частотой до 120 кадров/с. Он фиксирует перемещение по X и Y, которое обрабатывается алгоритмом усреднения и передаётся по последовательному порту. [4]

Была собрана тестовая установка (Рис. 1) с подвижной поверхностью, на которой проверялась работа датчика. При этом выявились ограничения: датчик передаёт только значения до 12, а при слишком быстром движении возникает сбой, что снижает точность.

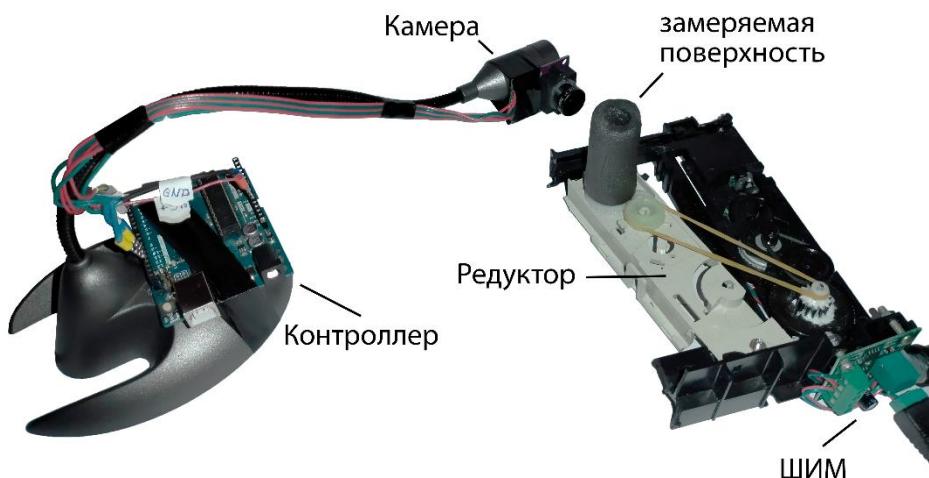


Рисунок 1 – Тестовая установка с прототипом

В попытке повысить надёжность обработки, изображение с датчика стало передаваться напрямую на ПК. Сформированные массивы преобразовывались в изображения и анализировались в Excel. Однако

медленная передача и низкая производительность Arduino стали ограничивающим фактором, что привело к решению о переходе на более мощный контроллер — ESP32.

Для повышения производительности и скорости обработки данных вместо Arduino был выбран микроконтроллер ESP32. Это мощная и энергоэффективная платформа с двухъядерным 32-битным процессором (до 240 МГц), поддержкой различных интерфейсов (UART, SPI, I2C и др.) и встроенными модулями беспроводной связи.

В работе использовалась модификация ESP32-S с интегрированной камерой OV2640. Данная камера обладает разрешением до 2 Мп (1600×1200), поддерживает частоту до 60 кадров/с и отличается компактностью и высокой чувствительностью. Связка ESP32 и OV2640 позволила отказаться от передачи изображений на ПК и обрабатывать их напрямую на устройстве, обеспечив быструю и стабильную работу прототипа. [5]

Разработка алгоритма поиска смещения

Контроллер ESP32 был выбран благодаря высокой производительности — он значительно быстрее Arduino Uno и поддерживает знакомую среду Arduino IDE. Это упростило переход на новую платформу, несмотря на архитектурные различия.

Для отладки алгоритма обработки изображений получение данных с камеры было временно перенесено на компьютер. Это позволило быстрее разрабатывать и тестировать код, визуализировать результаты и выполнять вычисления с использованием более мощных ресурсов ПК.

В среде C# реализован алгоритм поиска смещения между двумя изображениями (Рис. 2): они преобразуются в матрицы яркости, малоконтрастные участки фильтруются, затем сопоставляются схожие области и определяется смещение по осям. Результат — определение перемещения рисунка. После отладки алгоритм можно перенести обратно на ESP32 для использования в устройстве.

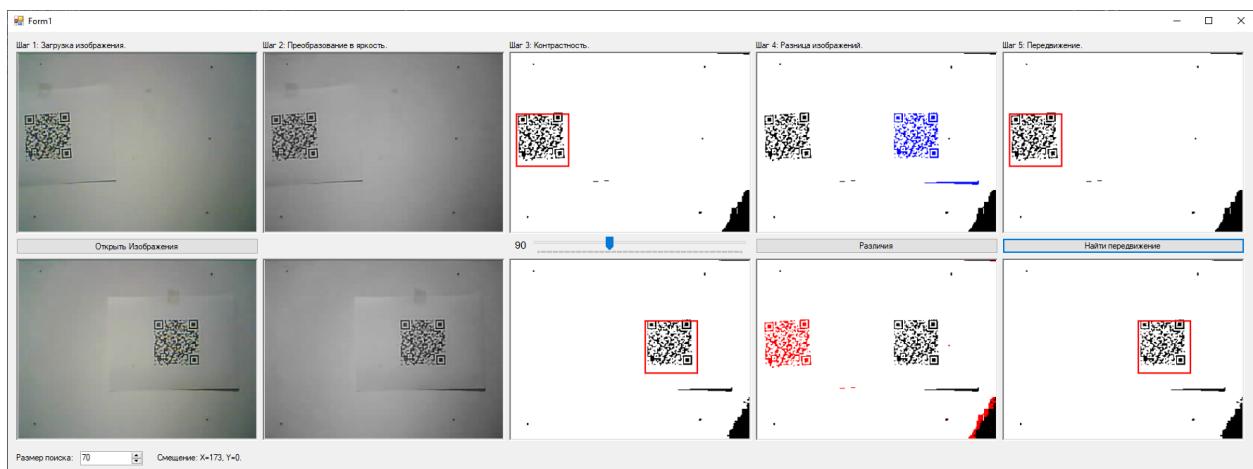


Рисунок 2 – Работа алгоритма

Разработанный оптический датчик представляет собой перспективное решение для бесконтактного измерения расхода жидкостей. В отличие от традиционных погружных методов, он работает над поверхностью потока, что исключает загрязнение, упрощает обслуживание и повышает безопасность.

Датчик отличается компактностью, потенциальной доступностью и высокой точностью. Алгоритм поиска смещения позволяет определять скорость потока по изменению рисунка на поверхности воды, что расширяет сферу применения.

Хотя прототип находится на раннем этапе, полученные результаты подтверждают его потенциал как простого и эффективного инструмента для мониторинга расхода в сложных условиях.

Список использованных источников

1. Брызгалов В.И. Гидроэлектростанции [Текст]: учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с
2. Принцип действия вихревого расходомера. Применение, типы, методика поверки, области применения, комплектация. – URL: <https://emiskip.ru/company/sob/articles/vikhrevye-raskhodomery-printsip-deystviya-tipy-metodika-poverki-oblasti-primeneniya-komplektatsiya/> (дата обращения: 13.04.2025).
3. Arduino: официальный сайт. – URL: <http://www.arduino.cc> (дата обращения: 02.03.2025). — Текст : электронный.
4. GitHub – RCmags. ADNS3080: библиотека для работы с оптическим датчиком. – URL: <https://github.com/RCmags/ADNS3080/> (дата обращения: 02.03.2025).
5. Espressif Systems: официальный сайт. – URL: <https://www.espressif.com> (дата обращения: 02.03.2025).

РОЛЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА В РАБОТЕ УСТРОЙСТВ РЗА. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРАМ ТОКА, ИХ СРЕДСТВА ПРОВЕРКИ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

В.Д Стоянов¹

Научный руководитель И.И. Литвинов¹
кандидат технических наук, доцент

¹*Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет*

Аннотация. В современном мире надёжность и безопасность работы электроэнергетических систем приобретают особую значимость. Релейная защита и автоматика (РЗА) играют ключевую роль в обеспечении стабильности и непрерывности электроснабжения. Несмотря на многочисленные испытания и контроль на разных этапах разработки, проектирования и эксплуатации, существует вероятность возникновения ошибок в работе устройств РЗА в самих схемах, в которых они расположены.

Целью данной статьи является изучение литературы по автоматической проверки алгоритмов и параметров срабатывания устройств РЗА на гидроэлектростанциях в самих схемах. Много ошибок возникает вследствие неправильной работы трансформаторов тока (ТТ), из этого следует, что есть необходимость направить проверки именно на них. Рассмотрим существующие методы и средства контроля, а также предложим новые подходы для повышения эффективности и автоматизации этого процесса.

Ключевые слова: релейная защита и автоматика, трансформаторы тока, насыщение, переходные процессы.

THE ROLE OF CURRENT TRANSFORMERS IN THE OPERATION OF RELAY PROTECTION DEVICES. REQUIREMENTS FOR CURRENT TRANSFORMERS, THEIR TESTING AND OPERATION

V.D. Stoyanov¹

Scientific supervisor I.I. Litvinov¹

¹*Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University*

Annotation. In the modern world, the reliability and safety of electric power systems are becoming particularly important. Relay protection and automation (REA) play a key role in ensuring the stability and continuity of power supply. Despite numerous tests and controls at various stages of development, design and operation, there is a possibility of errors in the operation of REA devices in the circuits in which they are located.

The purpose of this article is to study the literature on automatic verification of algorithms and parameters of operation of RPA devices at hydroelectric power plants in the circuits themselves. Many errors occur due to improper operation of current transformers (TT), which means that it is necessary to direct the checks specifically to them. We will review existing control methods and tools, as well as propose new approaches to improve the efficiency and automation of this process.

Keywords: relay protection and automation, current transformers, saturation, transients.

Требования к работе ТТ, питающих защиту, существенно отличаются от требований к ТТ, питающим измерительные приборы. Если ТТ, питающие измерительные приборы, должны работать точно в пределах своего класса при токах нагрузки, близких к их номинальному току, то ТТ, питающие релейную защиту, должны работать с достаточной точностью при прохождении токов КЗ, значительно превышающих номинальный ток ТТ. Для целей защиты выпускаются трансформаторы тока класса Р или Д (для дифференциальных защит) в которых не нормируется погрешность при малых (нагрузочных) токах. В настоящее время выпускаются трансформаторы тока классов 10Р и 5Р, погрешность которых нормируется во всем диапазоне токов.

Некоторые случаи, когда из-за трансформатора тока может произойти ложное срабатывание или отказ релейной защиты:

В 2014 году случилось ложного срабатывания УРЗ на ОРУ 500 кВ Ростовской АЭС. Авария произошла из-за насыщения трансформаторов тока воздействием апериодической составляющей тока КЗ и наличием остаточного намагничивания в сердечнике ТТ. Она привела к отделению части ОЭС Юга от ЕЭС России [1].

Рассмотрим ложное отключение реактора срабатыванием дифференциальной защиты терминала RET-521. Причиной стала несогласованность характеристик намагничивания трансформаторов тока сторон 500 кВ и трансформаторов тока 35 кВ нулевых выводов реактора в сочетании с большой длиной кабеля токовых цепей (более 700 м). Из-за этого в момент включения появился ток небаланса [2].

В 2018 году произошла авария с отделением части энергосистемы в ОЭС Юга на изолированную работу с дефицитом мощности и последующим отключением потребителей в объеме 867 МВт. Основная причина аварии - излишняя работа дифференциальной токовой отсечки в составе

дифференциальной защиты ошиновки 10 кВ автотрансформаторов 500 кВ АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тамань при устойчивом коротком замыкании на системе шин 10 кВ вследствие появления небаланса в токовых цепях, обусловленного насыщением трансформаторов тока 10 кВ из-за появления значительной по величине апериодической составляющей в токе КЗ [3].

Также необходимо рассмотреть влияние остаточной намагнченности на работу трансформатора тока, описанное в статье [4]. В переходных режимах происходит насыщение сердечников трансформаторов тока из-за наличия остаточной намагнченности, которая достигает 86 %. В результате насыщения возникает искажение вторичного тока, которое может привести как к излишней работе РЗ, так и к увеличению времени отключения КЗ (вплоть до отказа РЗ).

В ходе работ по изучению данного вопроса было выявлено замедленное срабатывание при внутренних КЗ следующих видов защит:

- дифференциальной защиты линии;
- дифференциальной фазной защиты;
- первой ступени дистанционной защиты;
- первой ступени токовой защиты нулевой последовательности.

Обратимся к нормативно-техническим документациям, касающихся работы трансформаторов тока релейной защиты.

В рабочем документе [5] упоминаются метрологические характеристики трансформаторов тока для РЗА, которые регламентированы стандартом [6].

В соответствии с этим стандартом, для ТТ определяются три вида погрешностей: токовая, угловая и полная. Эти погрешности служат количественными характеристиками отличий вторичного тока от первичного. При анализе явлений в ТТ необходимо учитывать положительные направления первичного и вторичного токов, а также ЭДС во вторичной обмотке.

Допустимая величина погрешности трансформаторов тока определяется в зависимости от их номинальной предельной кратности (5-10%). Погрешности могут быть как токовыми, так и угловыми, и их величина зависит от различных факторов, включая активное и индуктивное сопротивление вторичной обмотки, а также характеристики используемых материалов.

При расчете погрешностей важно учитывать полное сопротивление нагрузки, которое включает в себя сопротивления реле, измерительных приборов и соединительных проводов во вторичной цепи ТТ.

Таким образом, допустимая величина погрешности трансформаторов тока может варьироваться, и для ее точного определения необходимо учитывать множество факторов, включая условия эксплуатации и характеристики используемых материалов.

Также, как к нормативному документу, можно обратиться и к ГОСТу [7]. В нем описаны следующие классы точности ТТ:

- PR — трансформатор с лимитированным значением остаточной магнитной индукции (<10%). Для него может указываться значение постоянной времени намагничивания, а также предел сопротивления обмотки.
- RX — трансформатор с низким значением индуктивного сопротивления, для которого известна вторичная характеристика намагничивания, сопротивление вторичной обмотки, сопротивление вторичной нагрузки и витковый коэффициент трансформации, а также учтены характеристики защитных устройств с которыми он будет использоваться.
- PXR — соответствует классу точности RX, но с ограничением остаточной магнитной индукции (<10%).

Также, в состав ГОСТа вошли требования к классам точности трансформаторов тока для переходных режимов:

- TRX — метрологические характеристики определяются максимальным мгновенным значением погрешности в течение заданного цикла переходного процесса. Остаточный магнитный поток не ограничивается.
- TPY — метрологические характеристики определяются максимальным мгновенным значением погрешности в течение заданного цикла переходного процесса. Остаточный магнитный поток не должен превышать 10% потока насыщения.
- TPZ — метрологические характеристики определяются амплитудным мгновенным значением переменной составляющей тока в течение однократной подачи питания при максимальной постоянной составляющей и при заданной постоянной времени вторичной цепи. Требования по ограничению погрешности постоянной составляющей отсутствуют. Остаточный магнитный поток фактически должен отсутствовать.

Изучим существующие средства для проверок ТТ.

Испытательный комплекс РЕТОМ-21, согласно руководству по эксплуатации [8], предназначен для проверки первичного и вторичного электрооборудования, в том числе ТТ.

Класс точности РЕТОМ-21 0,5. Средний срок службы 30 лет, а средняя наработка на отказ 10000 часов.

Некоторые возможности комплекса для проверки ТТ:

- Построение вольт-амперной характеристики (ВАХ). Это зависимость напряжения одной из вторичных обмоток от намагничивающего тока. В приборе РЕТОМ-21 применяется мощный источник напряжения, способный выдавать напряжение до 500 В мощностью до 3 кВА.
- Определение полярности обмоток. На первичную обмотку подаётся ток с источника, вторичная обмотка подключается к встроенному в прибор внешнему амперметру. С помощью фазометра определяется угол между токами первичной и вторичной обмоток. Если угол близок к нулю, то выбраны однополярные обмотки.

- Измерение активного сопротивления вторичной обмотки. Для определения активного сопротивления постоянному току вторичной обмотки ТТ используется выход, позволяющий выдавать постоянный ток до 8 А.

Обратимся к руководству iCT1 [9]. В нем можно подчеркнуть само назначение прибора iCT1: iCT1 - полностью автоматическое устройство испытания ТТ и ТН, а также комбинированных трансформаторов. Встроенный переключатель на 5 ответвлений значительно ускоряет проведение всех испытаний и позволяет подключить трансформатор один раз.

Нужно упомянуть достоинства прибора:

- iCT1 проводит испытания согласно международным стандартам;
- высокая точность прибора (класс точности 0,1);
- быстрое проведение испытаний.

Его возможности по испытанию трансформаторов тока:

- Коэффициент трансформации измеряется подачей переменного напряжения на вторичную сторону ТТ и измерением напряжения первичной стороны.

- Нагрузка измеряется подачей переменного тока на нагрузку ТТ и измерением падения напряжения.

- ВАХ (точка перегиба) В iCT1 реализовано два метода снятия ВАХ:

- стандартный метод: проводится постепенной подачей переменного напряжения на вторичную сторону ТТ с одновременным измерением тока и напряжения;

- метод постоянного напряжения: проводится подачей различных значений постоянного напряжения на вторичную сторону ТТ с одновременным измерением тока и напряжения.

Генерируемые параметры выбираются в соответствии с заполненными номинальными параметрами ТТ. ВАХ снимается на всех ответвлениях без необходимости ручных переключений.

- Сопротивление измеряется подачей постоянного тока на обмотку или нагрузку с измерением падения напряжения.

• Предельная кратность тока (ALF)/ Коэффициент безопасности (ISF) Цель данного испытания определение ALF/ISF используя значение сопротивления обмоток и нагрузки вторичной стороны. Вводимые параметры: сопротивление обмотки и сопротивление нагрузки.

- Происходит автоматическое определение параметров ТТ (погрешность Ктр и фазового угла) согласно стандартов, обычно при 120, 100, 20, 5 и 1 % от номинального тока.

- Цель испытания - подача постоянного тока различной полярности в обмотку для удаления остаточной намагниченности после измерения ее сопротивления.

При изучении работы трансформаторов тока при переходных процессах (ПП) необходимо обратить внимание и на методы борьбы с ними.

В публикации [8] описаны различные методы борьбы с ПП для ТТ:

- Применение трансформаторов тока с сердечниками без стали, обладающих линейными свойствами. Однако использование таких трансформаторов может быть ограниченным из-за небольшой мощности вторичных обмоток.
- Изготовление сердечников из электротехнической стали, имеющих немагнитные зазоры. Этот метод по сравнению с использованием сердечников без стали позволяет конструировать сердечники меньшего сечения.

По заказу АО "СО ЕЭС" ОАО "ВНИИР" выполнена научно-исследовательская работа, изложенная в письме [3]. Испытания показали, что типовые алгоритмы РЗ, реализованные в серийно выпускаемых терминалах, не всегда обеспечивают корректное функционирование устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ.

Учитывая наличие вышеуказанных требований, АО "СО ЕЭС" проведен предварительный отбор объектов электроэнергетики ЕЭС России, на которых существуют повышенные риски неправильной работы РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ. Отбор объектов осуществлялся с учетом следующих критериев:

- крупные электростанции и подстанции классом напряжения 330 кВ и выше;
- существующие уровни токов КЗ с максимальным содержанием апериодической составляющей в токе короткого замыкания близки к значению тока предельной кратности установленных ТТ;
- распределительное устройство выполнено с применением элегазовых выключателей;
- используется подключение устройств РЗ к ТТ выключателей с "внешним" суммированием токов.

На основании вышеизложенного, в целях исключения неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, Минэнерго России рекомендует собственникам и иным законным владельцам объектов электроэнергетики:

1. Проведение расчета времени до насыщения ТТ.
2. На основании проведенных расчетов времени до насыщения ТТ выполнить анализ соответствия технических характеристик трансформатора тока и подключенных к ним устройств РЗ на предмет обеспечения правильной работы устройств РЗ при коротких замыканиях с апериодической составляющей тока.
3. Результаты анализа направить в исполнительный аппарат АО "СО ЕЭС".

По итогам статьи были определены:

- Параметры, нормируемые в соответствии с нормативными документами, а также сами нормы этих параметров;
- Существующие средства проверки трансформаторов тока релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- Методы борьбы с переходными процессами, влияющими на работу релейной защиты.

Список использованных источников

1. Александров, А.В. Влияние быстрого насыщения трансформаторов тока на работу РЗ / А.В. Александров. – М.: Энергоиздат, 2014. – 120 с.
2. Коновалова, Е.В. Устройства РЗА в ЕНЭС: основные результаты работы / Е.В. Коновалова, С.А. Сахаров // Новости ЭлектроТехники. – 2020. – № 5. – С. 34–40.
3. Письмо Министерства энергетики РФ «О мерах по недопущению неправильной работы устройств релейной защиты» от 12.03.2018 № 123-ИС. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/565996025> (дата обращения: 10.11.2024).
4. Рабочий документ 153-34.0-35.301-2002. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения. – М.: Стандартинформ, 2002. – 45 с.
5. ГОСТ 7746-89. Трансформаторы тока. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2020. – 45 с.
6. ГОСТ IEC 60044-1-2013. Трансформаторы измерительные. – М.: Стандартинформ, 2013. – 60 с.
7. Руководство по эксплуатации РЕТОМ-21. Устройство измерительное параметров релейной защиты / под ред. В. Г. Петрова. – СПб.: Энергомаш, 2019. – 89 с.
8. Руководство по эксплуатации iCT1. Прибор для испытания трансформаторов тока и напряжения / под ред. И.С. Сидорова. – М.: ТехноЛаб, 2021. – 75 с.
9. Иванов, П.С. Трансформаторы тока в переходных режимах / П.С. Иванов, К.М. Семенов // Электротехника. – 2022. – № 3. – С. 45–52. – URL: <https://example.com> (дата обращения: 10.11.2024).

МЕТОДЫ ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

И.И. Иванов¹

Научный руководитель М.С. Размахнин¹

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

Аннотация. В процессе эксплуатации электрических сетей, возникают повреждения линий электропередач, которые приводят к аварийным отключениям и простою оборудования, нарушают нормальный режим работы энергосистемы. Длительностьстояния оборудования связана с выполнением ремонтных работ или заменой оборудования, а также с мероприятиями по поиску места повреждения и установлению причин аварийного отключения и напрямую влияет на экономические потери.

Вследствие значительной протяженности линий электропередач, расположении их трасс в труднодоступных местах, для снижения трудозатрат аварийно-выездных бригад, существует необходимость в быстром, автоматическом и точном определении места повреждения. Чтобы минимизировать экономические убытки, оперативное устранение неисправностей выходит на передний план как ключевая приоритетная цель.

В статье рассматриваются способы выявления места повреждения, включая дистанционные и топографические методы, с особым вниманием к волновые ОМП. Волновые методы демонстрируют высокую точность (± 150 м) и перспективность благодаря последним достижениям в распознавании сигналов. На основе анализа предложены рекомендации по модернизации устройств ОМП и развитию цифровых моделей сетей.

Ключевые слова: место повреждения, линии электропередачи, волновые ОМП, автоматизация.

METHODS USED TO DETERMINE THE LOCATION OF DAMAGE TO POWER LINES

I.I. Ivanov¹

Scientific supervisor M.S. Razmakhnin¹

¹Sayano-Shushensky branch Siberian Federal Universite

Annotation. During the operation of electrical networks, damage to power lines occurs, which leads to emergency shutdowns and equipment downtime, disrupting the normal operation of the power system. The duration of equipment downtime is related to the repair or replacement of equipment, as well as measures to find the location of damage and identify the causes of an emergency shutdown, and directly affects economic losses.

Due to the significant length of power lines, the location of their routes in hard-to-reach places, and to reduce the labor costs of emergency response teams, there is a need for rapid, automatic and accurate identification of the damage site. In order to minimize economic losses, prompt troubleshooting comes to the fore as a key priority goal.

The article discusses ways to identify the damage site, including remote and topographic methods, with special attention to wave weapons of mass destruction. Wave methods demonstrate high accuracy (± 150 m) and promise due to recent advances in signal recognition. Based on the analysis, recommendations are proposed for the modernization of WMD devices and the development of digital network models.

Keywords: damage site, power transmission lines, wave weapons of mass destruction, automation.

Линии электропередачи обеспечивают передачу электроэнергии от производителей к потребителям, являясь ключевым элементом энергосистемы. По данным ПАО «Россети» [2], в 2021 году энергопотребление в России выросло на 3 ГВт, что увеличило нагрузку на сети и вероятность аварий.

Линии электропередачи делятся на воздушные и кабельные. Кабельные линии (КЛ), в свою очередь, имеют ряд преимуществ, но они значительно дороже, сложнее в установке и обслуживании, чем аналогичные воздушные линии того же класса напряжения [1]. Длинные кабельные линии в основном используются в городских сетях и прокладываются в специально предназначенных лотках, закопанных под землю, в связи с чем, локализация места повреждения затруднена. Для обнаружения повреждения аварийно-выездной бригаде потребуется большое количество времени и сил.

Воздушные линии электропередачи наиболее распространены на всех ступенях системы электроснабжения, ввиду их относительно малой стоимости. По данным источников [3] и [4], 59% всех аварий происходит именно на воздушных линиях. Сложность обнаружения повреждения на таких линиях заключается их протяженности и расположении их трасс в труднодоступных местах.

В связи с этим применение устройств определения места повреждения является одной из необходимых к выполнению научно-технических задач в рамках организации аварийно-восстановительных мероприятий. Это в перспективе обеспечит существенное повышение надежности

функционирования энергосистемы, оптимизацию технико-экономических параметров и минимизацию различных расходов на процесс поиска неисправности со стороны аварийно-выездной бригады.

Определение места повреждения (далее ОМП) подразумевает комплекс мероприятий по нахождению участка линии, где возник дефект, повлекший за собой отклонение от нормального режима эксплуатации, с целью последующего устранения неисправности.

В таблице 1 приведены методы определения места повреждения основываясь на данных источника [5].

Таблица 1 – Методы определения места повреждения

Дистанционные	Топографический
Петлевые	Индукционные
Емкостные	Акустические
Метод колебательного разряда	Потенциальные
Импульсные: - Волновые; - Локационные.	Электромеханические
По параметрам аварийного режима: - Односторонние; - Двухсторонние.	

Разделение на дистанционные и топографические не случайно, первые подразумевают под собой применение оборудования и аппаратуры, размещенной на подстанциях, для оценки ориентировочного расстояния до зоны повреждения [6].

1. Петлевой метод, известный также как метод петли, используется для выявления места при одно- и двухфазных замыканиях в случаях, когда имеется хотя бы одна неповрежденная жила или параллельная линия с исправными жилами. Этот метод актуален, если неприменим импульсный метод по причине отсутствия необходимого оборудования или высокого переходного сопротивления. Учитывая, что сопротивление жилы пропорционально ее длине, впоследствии рассчитывается дистанция до точки повреждения от точки проведения измерений [7].

Метод является относительно дешевым и простым, но для измерения линий большой протяженности требуется большое количество времени и специально обученный персонал. Также, если линия не имеет параллельных ей, то применение этого метода невозможно.

Современные устройства, такие как измерительный мост ProfKip R333-M1 [15], повышают эффективность петлевого метода. Это устройство, использующее схему Муррея или Варлея, обеспечивают точность измерения

сопротивления с классом точности 0,2 для диапазонов 10-9999 Ом, что позволяет локализовать повреждение с погрешностью около 200 – 1000 м для линии 100 км. Однако метод требует ручной настройки и подключения к исправному кабелю, что снижает его скорость и делает чувствительным к внешним факторам, таким как температура и контактные сопротивления.

2. Емкостной метод применяют для выявления обрывов в одной или нескольких жилах кабельной линии. Емкость линии варьируется в зависимости от ее длины, и это значение с применением моста переменного тока либо баллистического гальванометра на постоянном токе [7].

Кабельный прибор ИРК-ПРО АЛЬФА [16] значительно повышает эффективность емкостного метода. Этот прибор, разработанный ООО «Связьприбор», предназначен для измерения электрической емкости кабеля в диапазоне 0,1-1950 нФ с высокой точностью. ИРК-ПРО АЛЬФА использует баллистические измерения емкости, нечувствительные к омическому сопротивлению, что снижает влияние внешних факторов, таких как помехи или контактные соединения. Точность локализации повреждений составляет около 0,2% от длины линии в режиме «Кабель 100%».

Чтобы применить емкостной метод, требуется знание полной протяженности кабельной линии, при этом сопротивление изоляции кабеля должно составлять как минимум 300 Ом. Кроме того, этот метод неприменим для определения повреждений в случае короткого замыкания.

3. Метод колебательного разряда опирается на определение периода (полупериода) собственных (свободных) колебаний, которые появляются в заряженной линии во время пробоя изоляции. В ходе этих колебаний электромагнитная волна перемещается от места повреждения к концу линии и назад, постепенно затухая.

Метод позволяет быстро и точно измерить расстояние до места повреждения, эффективен при поиске повреждений с высоким переходным сопротивлением. В отличие от предыдущих методом колебательного разряда можно пользоваться и для контроля изоляции. К недостаткам относят: дорогостоящее оборудование, что экономически должно быть обосновано; персонал, работающий с данным оборудованием, должен обладать высокой квалификацией; в случае высокой неоднородности линий, метод может быть менее эффективен; некорректное использование оборудования может привести к выходу его из строя, что вновь несет в себе экономические потери [7].

Комплекс Искра-3М (ООО «НПП Динамика») [17] генерирует высоковольтные импульсы (до 32 кВ), вызывающие пробой в месте повреждения, и измеряет период колебаний. Точность локализации составляет 500-1000 м для линий 100 км, что сравнимо с петлевым методом, но уступает волновому. Комплекс поддерживает автоматизацию, но требует квалифицированного персонала и дорогостоящего оборудования, что

ограничивает его применение на линиях с низкой экономической целесообразностью.

Метод косвенно зависит от времени срабатывания выключателя, медленные выключатели (например, масляные с временем срабатывания >80 мс) могут увеличить время зарядки линий, что снижает точность на неоднородных линиях до 1-2 км [23].

4. Импульсные методы базируются на анализе временных интервалов, связанных с распространением электромагнитных волн в линиях электропередачи. Они делятся на два подхода: волновой и локационный.

- *Волновой метод* заключается в определении времени, которое проходит между моментами, когда электромагнитные волны, возникшие в точке повреждения, достигают концов линии. Сначала волна приходит к ближайшему концу, а затем, через дополнительный промежуток времени, к противоположному. Разница этих временных отрезков используется для расчета расстояния до места повреждения.

- *Локационный метод* основывается на измерении времени между отправкой электрического импульса в линию и возвращением отраженного сигнала от точки повреждения к началу линии. Зная время двойного прохождения импульса до места дефекта, можно вычислить расстояние до него.

Импульсные методы быстры, но чувствительны к внешним параметрам, таким как наведенное напряжение и длина линии [8]. Современные устройства, такие как Qualitrol TWS FL-8 [13], реализующие волновой метод, обеспечивают высокую точность локализации повреждения с погрешностью в пределах одного пролета опоры (± 150 м для линии 100 км) благодаря регистрации бегущих волн с обоих концов линии. Однако точность волнового метода существенно зависит от скорости срабатывания выключателей: медленное отключение (>60 мс), может вызвать наложение волн от выключателя и повреждения, снижая точность до ± 300 м [23]. Для локационного метода применяется рефлектометр Рейс-305 (ООО «Связьприбор») [18], который использует импульсную рефлектометрию и достигает точности около 500 м на 100 км, что делает его менее точным, но более компактным и подходящим для кабельных линий. Локационный метод менее чувствителен к выключателям, так как измерения проводятся на отключенной линии.

Недавние исследования, такие как опубликованные в журнале РЗиА (2024) [12], демонстрируют значительный прогресс в области волновых ОМП, решая ключевые проблемы и повышая их точность. Например, разработаны методы точного распознавания волн, отраженных от места повреждения, и определения фактической скорости их распространения, что минимизирует ошибки в сложных сетевых конфигурациях, таких как линии с кабельными вставками или короткими обходными связями [12]. Эти методы менее

чувствительны к насыщению трансформаторов тока и изменениям параметров системы, что делает волновые ОМП перспективным решением для современных энергосистем. Продолжающиеся исследования, включая применение вейвлет-преобразований и алгоритмов машинного обучения, обещают дальнейшие улучшения их производительности [14].

5. Метод, основанный на параметрах аварийного режима, предполагает фиксацию параметров как в нормальном, так и в аварийном состояниях. Путем комбинации измерений токов и напряжений основной гармонической составляющей из трех режимов на концах линии рассчитывается местоположение дефекта.

В исследовании [9] была создана модель линии с ответвлением, а также разработана симуляционная модель в программной среде Matlab/Simulink. Затем, в соответствии с алгоритмом, выполнялся анализ модели, после чего выдавался итог в форме указания на повреждение и расстояние до него.

Этот подход требует наличия приборов для измерений, модуля анализа сигналов и коммуникационной системы между концами линии, что для значительного числа пользователей часто оказывается экономически нецелесообразным. Среди достоинств стоит выделить его относительно высокую точность.

Для воплощения данного метода применяется система ОМП-3 (ООО «ЭнергоТех») [19], которая опирается на синхронизированные данные о токах и напряжениях с двух концов линии, обеспечивая точность в пределах 1-5 км на каждые 100 км. Тем не менее, в случае наличия ответвлений или несинхронного срабатывания выключателей на концах линии (разница >20 мс) точность может упасть до 5-15 км [23].

Топографические методы, в свою очередь, подразумевают задействование поисковой группы, которая перемещается вдоль трассы и применяет специализированное оборудование для определения фактического места повреждения [5].

1. Индукционный метод. Когда по линии пропускается однофазный переменный ток, вокруг него формируется магнитное поле, интенсивность которого зависит от величины тока. При введении в это поле антенны (рамки), переменное поле индуцирует ЭДС, и при замыкании рамочного контура возникает сигнал на неповрежденном отрезке линии, в то время как в зоне короткого замыкания он пропадает [7].

Устройство Поиск-410 (ООО «Техно-АС») [20] позволяет локализовать повреждения с точностью 0,5-2 м в зоне поиска, но требует предварительного сужения зоны дистанционными методами и неэффективно для кабелей в изоляции.

Метод может быть не эффективен в случае, когда измеряемый объект находится в изоляции, например, в трубе или под землей, что ограничивает его применение в данных случаях.

2. В акустическом подходе в зоне дефекта генерируются интенсивные электрические разряды, а звуковые колебания на поверхности захватываются с применением высокочувствительных приемных устройств.

При достижении уровня пробивного напряжения накопленная электрическая энергия высвобождается за короткий период (десятки микросекунд), что приводит к мощному удару в области повреждения. Звуковая волна от этого удара распространяется в окружающей среде. Устройство Атлет ТЭК-120 (ООО «Энергодиагностика») [21] интегрировало этот метод и обеспечило точность диапазоне 0,1-1 м.

Акустический метод считается практически универсальным. Он позволяет выявлять дефекты разнообразных видов: однофазные и междуфазные замыкания с различными значениями переходного сопротивления, обрывы одной, двух или всех фаз (жил). В определенных сценариях возможно обнаружение нескольких дефектов на одной линии [7].

3. В источнике [10] изложен метод поиска на основе потенциала, внедренный в аппаратуре компании «АНГСТРЕМ». Этот подход строиться на регистрации разности потенциалов посредством рамки на поверхности вблизи подземной линии, что дает возможность локализовать повреждение оболочки кабелей, имеющей прямой контакт с почвой.

Разница потенциалов формируется за счет распределённых токов, циркулирующих в объеме грунта, которые индуцируются электромагнитным полем вокруг линий или возникают в виде токов утечки в месте дефекта изоляции, где устанавливается гальваническая связь с почвой. В процессе используются постоянный и переменный токи с повышенной частотой. На основании величины зафиксированного напряжения и специфики его изменений вдоль проводника определяется нужное место. Компания «АНГСТРЕМ» воплотила данный метод в комплексе КМ-7.

Данный метод имеет характерные для топографических методов недостатки, но в сравнении с индукционным, решает проблему локализации места повреждения под землей.

4. Метод применяется в основном на воздушных линиях напряжением 6-35 кВ. Принцип действия данного метода основывается на фиксации электромеханическими реле, установленными на опорах, токов короткого замыкания. При прохождении тока КЗ через реле выбрасывается блинкер, тем самым указывая зону, в которой находится повреждение [11]. Индикаторы SICAM FCM (Siemens) [22] выбрасывают блинкер, указывая зону повреждения с точностью 100–500 м (между опорами). Метод прост, но требует обхода трассы [11].

Данный метод относится к топологическим и дистанционно положение устройства не фиксируется.

На основе обзора существующих алгоритмов определения места повреждения можно заключить, что каждый из них эффективен в конкретных

сценариях. Для наглядности ниже приведена таблица, сравнивающая ОМП (табл. 2).

Таблица 2 – Сравнительная таблица методов ОМП.

Метод	Точность (на 100 км)	Скорость	Чувствительность к внешним факторам	Требования к оборудованию
Петлевой	200 – 1000 м	Низкая	Средняя (Температура, контакты)	Низкие (необходим исправный кабель)
Емкостной	200 м	Средняя	Низкая (Нечувствительность к омическому сопротивлению)	Средние
Колебательный разряд	500-1000 м	Средняя	Средняя (Неоднородность линий)	Высокие
Волновой (импульсные)	± 150 м (1 пролет)	Высокая	Низкая (Шум на длинных линиях)	Высокие
Локационный (импульсные)	500 м	Высокая	Средняя (Неоднородность линии)	Средние
По параметрам аварийного режима	1-5 км	Средняя	Высокая (Качество трансформаторов)	Высокие
Топографические	Высокая (точечная)	Низкая	Средняя	Средние

Все перечисленные методы имеют ключевое значение в выявлении и локализации повреждений на линиях электропередачи. Благодаря им можно оперативно реагировать на неисправности и оперативно восстанавливать электроснабжение.

Ускорить процесс поиска места повреждения можно используя вместе дистанционные топографические методы. Первые ограничивают зону поисков, что приведет к уменьшению затраченных сил, также сократиться время поисков. Вторые же более точно определят искомое повреждение.

Вывод: Каждый из методов определения места повреждения зависит от строения сети, вида линии и внешних параметров. Для более точного и эффективного определения места необходимо использовать подходящий для данной ситуации алгоритм.

Точность и качество определения дистанционными методами зависит от заданных параметров (установок), при неправильной настройке оборудование будет работать не корректно или может выйти из строя. Исходя из этого вопрос качественного расчета установок устройств, определяющих место повреждения, остаётся открытым.

Среди дистанционных методов волновые ОМП выделяются благодаря высокой точности (± 150 м) и скорости, что подтверждается последними исследованиями авторов источника [12]. Их преимущества включают меньшую чувствительность к насыщению трансформаторов и изменениям параметров системы, а также успешное применение в устройствах [13]. Продолжение исследований, включая интеграцию с цифровыми моделями сетей и алгоритмами машинного обучения, имеют решающее значение для дальнейшего повышения надежности энергосистемы.

Повысив качество действия дистанционных методов, можно уменьшить потребность в топологических и тем самым сократить время ввода в работу поврежденной линии.

Для кабельных линий установка ОМП экономически нецелесообразна, тогда как для воздушных линий она необходима из-за их протяженности. Идеальным решением является создание цифровой модели сети, учитывающей все факторы влияющей на результат. Такая модель могла бы выделять поврежденную линию, показывая расстояние до места повреждения и параметры до и вовремя аварии. Это улучшило бы мониторинг как кабельных, так и воздушных линий, повысило точность локализации и сократило время восстановления электроснабжения. Алгоритм, взаимодействуя с устройствами фиксации параметров, мог бы контролировать линию с обеих сторон, минимизируя влияние шумов и повышая точность ОМП. Внедрение таких решений продлит срок эксплуатации линий, обеспечит фиксацию параметров и прогнозирование аварий.

Список использованных источников

1. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие. – Ростов н/Д.: Феникс, 2008. – 715 с.
2. Годовой отчет Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» за 2021 год // URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/a83/rtyo3rx71xm3tz5atkyw6fo8vmcdhbzv.pdf> (дата обращения: 25.11.2024).
3. Интегрированный годовой отчет Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» за 2019 год // URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/993/3fyr2s3gkknw5re1rrtl6015z2bul072.pdf> (дата обращения: 25.11.2024).
4. Девягин А.А., Компанеец Б.С. Анализ аварийности воздушных линий и методы их диагностики // Интеллектуальная энергетика, 2022. – С. 296-300.
5. Котенко А.А., Методы применяемые для определения мест повреждения линий электропередачи // Международный научный журнал «ВЕСТНИК НАУКИ», 2024.– №6. – С. 2241–2246.

6. Гриб О.Г. Автоматизированные методы и средства определения мест повреждения линий электропередачи: Уч. пособие / О.Г. Гриб, А.А. Светелик, Г.А. Сендерович, Д.Н. Калюжный. Под общей редакцией О.Г. Гриба. – Харьков: ХГАГХ, 2003. – 146 с.

7. Холянова О.М. Винаковская Н.Г. Методы определения мест повреждения кабельной линии: учебно-методическое пособие [Электронный ресурс] / сост. О.М. Холянова, Н.Г. Винаковская; Инженерная школа ДВФУ. – Электрон. дан. – Владивосток: Дальневост. федерал. ун-т, 2018 – 42 с.

8. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях / Г. М. Шалыт. - Москва: Энергоатомиздат, 1982. – 310 с.: ил. – С.303–307. – (в пер.):

9. Определение места повреждения ЛЭП с использованием многосторонних измерений / М.В. Шарыгин и др. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2020. – № 71. – С. 134–142.

10. Потенциальный метод поиска // Завод промышленной электроники «АНГСТРЕМ»: официальный сайт – URL: <https://angstrom.tech/knowledge/potentsialnyy-metod-poiska.htm> (Дата обращения 27.12.24)

11. Катеров Ф.В., Ремесник Д.В. Обзор топографических методов определения места повреждения линий электропередачи // Наука, техника и образование, 2016. – № 9. – С. 44–45.

12. Волновое определение места повреждения линии электропередачи / А.О. Федоров и др. // Релейная защита и автоматизация, 2024. – №2. – С. 28–35.

13. Qualitrol Corp. What is Traveling Wave Fault Location? // URL: <https://www.qualitrolcorp.com/resource-library/blog/what-is-traveling-wave-fault-location/> (дата обращения: 07.04.2025).

14. Wavelet-based fault location using traveling wave data // ScienceDirect, 2020 // URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779620300687> (дата обращения: 12.04.2025).

15. Техническое описание измерительного моста ProfKip R333-M1, Приложение к свидетельству № 49103, 2017.

16. Руководство по эксплуатации кабельного прибора ИРК-ПРО АЛЬФА, ООО «Связьприбор», 2023.

17. Техническое описание комплекса «Искра-3М», ООО «НПП Динамика», 2023. – URL: <https://www.npp-dynamika.ru/products/iskra-3m> (дата обращения: 11.05.2025).

18. Техническое описание рефлектометра «Рейс-305», ООО «Связьприбор», 2023. – URL: <https://www.svpribor.ru/products/reys-305> (дата обращения: 11.05.2025).

19. Техническое описание системы ОМП-3, ООО «ЭнергоТех», 2024. URL: <https://www.energoteh.ru/products/omp-3> (дата обращения: 11.05.2025).

20. Техническое описание «Поиск-410», ООО «Техно-АС», 2023. URL: <https://www.technoac.ru/products/poisk-410> (дата обращения: 11.05.2025).

21. Техническое описание «Атлет ТЭК-120», ООО «Энергodiагностика», 2023. – URL: <https://www.energodiagnostika.ru/products/atlet-tek-120> (дата обращения: 11.05.2025).

22. Техническое описание SICAM FCM, Siemens, 2024. – URL: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/sicam-fcm.html> (дата обращения: 11.05.2025).

23. Техническое описание высоковольтного выключателя Siemens 3AP1 DT, Siemens, 2024. - URL: <https://www.siemensenergy.com/global/en/offerings/high-voltage-circuit-breakers.html> (дата обращения: 11.05.2025).

УДК 355.237

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБУЧЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ: ВНЕДРЕНИЕ НЕЙРОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

И.Д. Замыслов¹

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ

Аннотация. Состояние вопроса: в докладе «Повышение эффективности обучения в энергетике: внедрение нейронных технологий» проведен анализ возможностей усовершенствования процесса обучения путем внедрения технологий искусственного интеллекта: освещено адаптивное обучение, аналитика данных и автоматизация, направленные на повышение квалификации и карьерный рост в энергетических компаниях, с примерами успешных практик. Применение таких технологий в области энергетики позволит создавать более гибкие и адаптивные обучающие программы, которые способны удовлетворить индивидуальные потребности сотрудников и повысить их вовлеченность в процесс обучения. Также они способствуют более эффективному усвоению материала и лучшей подготовке персонала к реальным рабочим ситуациям. Материалы и методы: обзор научных статей и журналов, анализ практических примеров, интервью с экспертами, изучение отчетов компаний и статистических данных, проведение опросов и анкетирования, обзор технологий. Результаты: выполнен анализ инновационных технологий в обучении персонала и рассмотрены возможности их практическое применение в компаниях энергетики, приведены рекомендации по интеграции ИИ и VR в образовательные процессы для улучшения квалификации и повышения

эффективности работы. Выводы. инновационные технологии, такие как ИИ и VR, значительно повышают эффективность обучения персонала в энергетической отрасли. Применение этих технологий способствует улучшению квалификации сотрудников и оптимизации образовательных процессов. Интеграция инновационных подходов в обучение обещает долгосрочную выгоду для энергетических компаний в виде повышения производительности и конкурентоспособности.

Ключевые слова: инновационное обучение, энергетическая отрасль, искусственный интеллект (ИИ), виртуальная реальность (VR), эффективность обучения, профессиональное развитие.

IMPROVING THE EFFECTIVENESS OF ENERGY EDUCATION: INTRODUCTION OF NEURAL TECHNOLOGIES

I.D. Zamyslov¹

¹Branch of JSC «SO UES» Voronezh Regional Dispatch Office

Annotation. Background. in the report «Improving the effectiveness of energy education: the introduction of neural technologies» an analysis of the possibilities for improving the training process through the implementation of artificial intelligence technologies is conducted. It covers adaptive learning, data analytics, and automation aimed at enhancing qualifications and career growth in energy companies, with examples of successful practices. The application of such technologies in the energy sector will allow the creation of more flexible and adaptive training programs that can meet the individual needs of employees and increase their engagement in the learning process. They also contribute to more effective assimilation of material and better preparation of staff for real-world work situations. Materials and Methods. Review of scientific articles and journals, analysis of practical examples, interviews with experts, study of company reports and statistical data, conducting surveys and questionnaires, overview of technologies. Results: an analysis of innovative technologies in staff training has been carried out, and the possibilities for their practical application in energy companies have been examined, with recommendations provided for the integration of AI and VR into educational processes to improve qualifications and increase work efficiency. Conclusions: Innovative technologies such as AI and VR significantly enhance the efficiency of staff training in the energy sector. The application of these technologies contributes to the improvement of employee qualifications and the optimization of educational processes. The integration of innovative approaches into training promises long-term benefits for energy companies in terms of increased productivity and competitiveness.

Keywords: *Innovative training, energy sector, artificial intelligence (AI), virtual reality (VR), training efficiency, professional development.*

Введение

В условиях динамично развивающейся энергетической отрасли, потребность в квалифицированном персонале, способном эффективно решать сложные задачи, становится критически важной. Инновационные подходы к обучению, в частности, внедрение нейронных технологий, открывают новые перспективы для повышения стабильности, эффективности и безопасности отрасли за счет персонализации образовательного процесса, ускоренного освоения навыков и улучшения качества подготовки специалистов [1].

Настоящее исследование посвящено изучению возможностей применения нейронных сетей в обучении персонала энергетических компаний. В статье рассматриваются преимущества и недостатки данного подхода, анализируются перспективные направления и существующий опыт внедрения. Особое внимание уделено разработке и тестированию прототипа образовательного чат-бота на базе нейросети – «Помощник диспетчера», предназначенного для оптимизации подготовки диспетчерского персонала. Для оценки общественного интереса к нейронным технологиям и анализа их потенциала в решении повседневных задач, авторами был также разработан чат-бот «Zamysloff» в Telegram. Результаты исследования могут быть использованы для разработки стратегий кадровой подготовки в электроэнергетике, ориентированных на использование передовых цифровых технологий.

Текущее состояние обучения в энергетической отрасли

Ведущие электроэнергетические компании России (АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «РусГидро», ПАО «Квадра», ПАО «Россети», АО «СО ЕЭС» и др.) уделяют значительное внимание профессиональному развитию персонала, делая акцент на обучение новым технологиям и повышение квалификации.

Компании активно используют современные методы обучения, такие как онлайн-курсы, вебинары и видеолекции, обеспечивая гибкость и доступность знаний. Развитие корпоративной культуры обучения способствует созданию среды непрерывного профессионального роста и укрепляет внутренние компетенции.

Вместе с тем, электроэнергетика сталкивается с вызовами: дефицитом квалифицированных специалистов, обусловленным устаревшими учебными программами и недостаточным оснащением образовательных учреждений. Постоянная адаптация к новым технологиям требует непрерывного обновления знаний и навыков персонала, что является сложной и

ресурсоемкой задачей, требующей тщательного планирования и значительных инвестиций. [2].

В условиях высокой конкуренции за кадры, поддержание мотивации сотрудников к непрерывному обучению – ключевая задача при разработке образовательных программ.

Перспективные направления развития обучения включают интеграцию искусственного интеллекта и машинного обучения для повышения эффективности образовательного процесса, а также создание центров компетенций и площадок для обмена опытом.

Партнерство с учебными заведениями и научными институтами позволит разрабатывать актуальные образовательные программы, соответствующие потребностям рынка электроэнергетики, и оперативно реагировать на отраслевые изменения.

Таким образом, текущее состояние системы обучения в энергетике требует активного внедрения инновационных методик и технологий. Далее в статье мы рассмотрим решения для этих задач.

Обзор нейронных технологий и потенциал их применения в обучении

Нейронные сети – это компьютерные системы, имитирующие структуру и функции человеческого мозга. Они состоят из множества взаимосвязанных узлов (“нейронов”), обрабатывающих и передающих сигналы. Связи между нейронами, аналогичные синапсам, изменяются в процессе обучения, что позволяет сети улучшать свою производительность.

Машинное обучение (МО) – это раздел искусственного интеллекта, включающий алгоритмы, которые позволяют компьютерам обучаться на данных, делать прогнозы и принимать решения. Различают обучение с учителем, без учителя и с подкреплением, в зависимости от типа предоставляемых данных и метода обучения.

Нейронные сети и машинное обучение работают на основе итеративного анализа данных и последовательного повышения точности прогнозов и решений. При обучении с учителем алгоритмы используют известные входные и выходные данные для создания модели, применяемой к новым данным. Обучение без учителя выявляет скрытые закономерности в данных без предварительных инструкций. Обучение с подкреплением использует систему вознаграждений и штрафов для оптимизации поведения алгоритма.

Нейронные сети и МО применяются в различных областях, включая распознавание образов и речи, машинный перевод, рекомендательные системы, автономное вождение и медицинскую диагностику. В энергетике эти технологии используются для прогнозирования энергопотребления, оптимизации работы сетей и управления рисками.

Внедрение нейронных технологий в обучение персонала позволяет создавать индивидуализированные учебные программы и адаптивные

обучающие системы, которые могут эффективно реагировать на потребности каждого сотрудника. Это приводит к повышению качества образования и развития профессиональных навыков в энергетической отрасли.

Направления применения нейронных технологий в обучении

Анализ мирового опыта показывает, что наиболее перспективные технологии на базе искусственного интеллекта для обучения в электроэнергетике включают:

- Виртуальные тренажеры и симуляторы: Нейросети позволяют создавать высококачественные виртуальные модели оборудования и систем, что дает возможность сотрудникам отрабатывать навыки, в том числе в критических ситуациях, без рисков. Это обеспечивает глубокое погружение в процесс и улучшает понимание технологических процедур.

- Анализ данных о производительности: Сбор и анализ данных о производительности с помощью нейронных сетей позволяет выявлять пробелы в знаниях и навыках персонала. Оценка времени выполнения задач и частоты ошибок позволяет разрабатывать целенаправленные образовательные стратегии для повышения квалификации.

- Прогнозирование потребностей в обучении: Нейронные модели прогнозируют будущие требования к навыкам и знаниям персонала, что позволяет оптимизировать образовательные ресурсы и планировать своевременное и релевантное обучение. Это обеспечивает адаптацию к изменениям в отрасли и соответствие учебных планов новым технологиям.

- Автоматизация оценки знаний. Нейросети автоматизируют оценку знаний и навыков сотрудников, анализируя результаты тестов и практических заданий. Это обеспечивает объективную и быструю оценку, оперативно выявляя области, требующие дополнительного внимания.

- Обучение на основе реальных данных. Интеграция реальных операционных данных в учебные модули повышает актуальность и практическую значимость материала, улучшая усвоение информации и развитие необходимых навыков.

- Интеграция с системами управления персоналом. Интеграция нейронных технологий с системами управления персоналом автоматизирует и оптимизирует процессы обучения, оценки и карьерного планирования, повышая эффективность управленческих решений.

- Разработка обучающих материалов. Использование нейронных алгоритмов для создания обучающих материалов (видеоуроки, электронные курсы) позволяет адаптировать их к индивидуальным потребностям сотрудников, повышая вовлеченность и усвоение материала.

- Мониторинг и анализ результатов обучения. Нейронные методы позволяют мониторить и анализировать результаты обучения, обеспечивая

обратную связь и определяя направления для дальнейшего развития и совершенствования учебных программ.

- Персонализированный подход к обучению. Разработка индивидуальных учебных программ с использованием нейросетевых алгоритмов учитывает уникальные особенности, сильные и слабые стороны каждого сотрудника. Это делает обучение более целенаправленным, эффективным, повышает мотивацию и способствует глубокому усвоению знаний, что приводит к повышению общей производительности и качества работы. [3].

Преимущества и недостатки нейронных технологий в обучении

Внедрение нейронных технологий в образовательные процессы имеет как преимущества, так и недостатки. К основным преимуществам относятся:

- Создание увлекательных и динамичных учебных программ, повышающих интерес и вовлеченность сотрудников;
- Ускорение образовательного процесса, сокращающее время, необходимое для освоения новых навыков;
- Снижение затрат и времени на оценку качества обучения персонала;
- Возможность прогнозирования успеваемости на основе анализа предыдущих результатов и других факторов.

Наряду с преимуществами, использование нейронных технологий имеет и недостатки:

- Ограниченнная интерпретируемость: Нейронные сети зачастую являются “черными ящиками”, что затрудняет понимание логики их решений;
- Сложности в настройке: Требуют значительных вычислительных ресурсов и времени, что может замедлить обучение;
- Риск переобучения: Модель может слишком сильно адаптироваться к ограниченному набору данных, теряя способность к обобщению;
- Эффект галлюцинаций: Выдача ошибочных ответов, не основанных на обучающих данных или не соответствующих реальности [4].

Несмотря на эти недостатки, активное развитие и совершенствование нейронных технологий, а также работа профильных специалистов над минимизацией их влияния, открывают широкие перспективы для значительного улучшения качества обучения персонала.

Кейс-стади: успешные проекты и внедрения

Ведущие мировые компании активно используют возможности нейросетей для развития персонала:

- **Intel:** Нейросети анализируют данные о навыках, опыте и интересах сотрудников, создавая цифровые профили и персонализированные обучающие программы, а также планы карьерного развития.

- **Skyeng:** Нейросети играют ключевую роль в создании персонализированных образовательных программ, разрабатывая индивидуальные маршруты обучения на основе опыта, предпочтений и знаний сотрудников.

- **«Норникель»:** Искусственный интеллект выступает тренажером для развития навыков, предоставляя моментальную персональную обратную связь, например, при отработке общения с клиентами или действий в нестандартных ситуациях.

Использование успешного опыта мировых компаний позволит эффективно подготовить персонал к быстро меняющимся требованиям и условиям труда.

Успешный опыт применения нейронных технологий в обучении персонала ведущими международными компаниями открывает перспективы их внедрения в энергетике, в том числе в АО «СО ЕЭС». Для реализации этой возможности необходимо проанализировать потенциал использования нейросетей в компании и разработать масштабируемую стратегию внедрения.

В качестве первого шага по внедрению ИИ в обучение, предлагается создание корпоративного чат-бота, обученного специфике электроэнергетической отрасли. Такой чат-бот сможет оперативно и точно отвечать на вопросы сотрудников, используя корпоративные источники информации.

Для оценки интереса персонала к подобному решению был разработан прототип – чат-бот Zamysloff на базе модели GPT-4 Turbo, функционировавший в Telegram в течение 30 дней. Его востребованность (более 1500 запросов от 100+ пользователей) подтвердила перспективность направления.

На основе полученных данных, в рамках дальнейших исследований, разработан и в настоящее время проходит тестирование чат-бот “Помощник диспетчера”, предназначенный для специалистов АО «СО ЕЭС». Предоставление ему доступа к корпоративной библиотеке позволит обучить нейросеть отвечать на специализированные вопросы, касающиеся оперативного управления энергосистемой. Это сделает искусственный интеллект незаменимым помощником для диспетчеров, поддерживающим и развивающим их профессиональные компетенции на высоком уровне, опираясь на опыт мировых лидеров.

Результаты

Анализ показал, что внедрение нейронных технологий в обучение персонала энергетической отрасли потенциально улучшит качество и сократит время обучения. Персонализированные программы и интерактивные технологии, такие как VR-тренинги, повышают вовлеченность и эффективность сотрудников.

Однако, выявлены и препятствия: высокие начальные затраты, необходимость в обучении персонала и вопросы кибербезопасности. Для преодоления этих барьеров необходима комплексная стратегия обучения и усиление защиты данных.

В качестве первого шага предложено создание корпоративного чат-бота – на базе искусственного интеллекта. Для оценки интереса к подобному решению был разработан прототип – чат-бот Zamysloff, успешно протестированный в течение 30 дней. На основе полученных данных, в рамках дальнейших исследований, разработан и в настоящее время проходит тестирование чат-бот “Помощник диспетчера”, предназначенный для специалистов АО «СО ЕЭС». Предоставление ему доступа к корпоративной библиотеке позволит обучить нейросеть отвечать на специализированные вопросы, касающиеся оперативного управления энергосистемой. Это сделает искусственный интеллект незаменимым помощником для диспетчеров, поддерживающим и развивающим их профессиональные компетенции на высоком уровне, опираясь на опыт мировых лидеров.

Полученные результаты подчеркивают значительные перспективы использования нейронных технологий для развития персонала в энергетике. Их применение в образовательных программах позволит повысить качество обучения, углубить понимание материала и улучшить практические навыки, сокращая при этом время, необходимое для обучения. В дальнейшем, успешная реализация пилотных проектов может стать отправной точкой для широкого внедрения нейронных технологий в ключевые направления электроэнергетики, повышая эффективность работы отрасли в целом.

Список использованных источников

1. Указ Президента РФ от 02.07.2021 N 400 О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации // Консультант Плюс. [Электронный ресурс]. – С. 21–22. – URL: <https://demo.consultant.ru/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=389271&dst=1000000001&cacheid=C477C0C44ADC6941D55C88DE2935EF46&mode=splus&rnd=DBHmfw#tsEjfjUT8IV9uotH> (дата обращения: 28.04.2025).
2. Василевская Л.Ю. Искусственный интеллект и технологии искусственного интеллекта: общее и особенное в гражданско-правовой регламентации // Хозяйство и право. – 2021. – № 11(538). – с. 3 -19.
3. Галикеева Н.Н., Фархиева С.А. О национальной стратегии развития искусственного интеллекта до 2030 года в РФ и федеральном проекте «искусственный интеллект» // Современная школа России. Вопросы модернизации. – 2021. – № 3-1(36). – с. 186–188.
4. Девятков В.В. Системы искусственного интеллекта. – М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2001. – 252–255 с.

ИЗУЧЕНИЕ ЛИТЕРАТУРЫ НА ТЕМУ «СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОМ ГЭС»

А.В. Пооль¹

Научный руководитель С.В. Игнатов¹

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

Аннотация. Система автоматического управления одна из наиболее важных систем станции, от САУ зависит работа всех остальных систем. Для повышения надёжной и бесперебойной работы необходимо постоянно совершенствовать ПТК, так же модернизация способствует увеличению мощности станции.

Ключевые слова: Система автоматического управления, программно-технический комплекс, гидроагрегат, автоматика.

STUDY OF THE LITERATURE ON THE TOPIC «AUTOMATIC CONTROL SYSTEM OF A HYDROELECTRIC POWER PLANT»

A.V. Pool¹

Scientific supervisor S.V. Ignatov¹

¹Sayano-Shushensk branch of the Siberian Federal University¹

Annotation. The automatic control system is one of the most important systems of the station, the operation of all other systems depends on the ACS. To increase reliable and trouble-free operation, it is necessary to constantly improve the PC, as well as modernization helps to increase the power of the station.

Keywords: Automatic control system, software and hardware complex, hydraulic unit, automation.

Система автоматизированного управления гидроагрегатом ГЭС предназначена для управления режимами работы гидроагрегата в нормальных, аварийных и переходных режимах с соблюдением всех технологических параметров и требуемых ограничений. САУ ГА обеспечивает выполнение следующих функций:

- проверка готовности резервного ГА к автоматическому запуску.
- запуск и перевод двигателя на холостой ход.;

- автоматический перевод ГА с ХХ в генераторный режим происходит с помощью точной автоматической синхронизации при подключении к сети.
 - автоматический останов ГА в нормальных условиях.
 - аварийный останов ГА;
 - перевод управления открытием двери из одного режима в другой ровняющего аппарата¹ управление частотой вращения и мощностью двигателя можно осуществлять в различных режимах: на основе частоты вращения и в сети.
 - эффективное контролирование пожарной безопасности генератора.
 - мониторинг основных характеристик гидрогенератора.
 - управление задвижкой технического водоснабжения² гидроагрегата;
 - обеспечение безопасности гидроагрегата при возможной неисправности его гидромеханической части.
 - сбор данных с датчиков гидроагрегата.
 - система автоматического управления газотурбинным агрегатом передает данные о своем состоянии в верхний уровень. уровень автоматизированной системы управление технологическим процессом - это процесс контроля и регулирования производственных операций.³ для точного отображения информации о состоянии гидроагрегата необходимо проводить проверку и анализ системы.

- Общее первичное регулирование ссылка на сайт компании Power-m.ru, где представлены автоматические системы управления для гидроэлектростанций.
 - передача сигнала в управляющую систему. при превышении скорости двигателя на 165% от номинала происходит аварийное открытие затвора и медленное закрытие.
 - гидроагрегатов для предотвращения аварийных ситуаций запуск сигнализации может быть вызван как звуковым, так и световым сигналом, либо с помощью общей станционной сигнализации.

В состав САУ ГА входят:

- Шкаф регулятора ГА;
- шкаф колонки регулятора ГА;
- шкаф измерений;
- шкаф технологической автоматики⁴ 1;
- программно-технический комплекс⁵ АСУ ТП ГА;
- шкаф ТА2;

¹ Далее также НА

² Далее также ТВС

³ Далее также ВУ АСУ ТП

⁴ Далее также ТА

⁵ Далее также ПТК

- термоконтроль ГА;
- защита от нежелательного ускорения гидроагрегата с использованием механических средств.

Актуальность темы определена совершенствованием технологий, а также потребностью повышения надежности производственной деятельности во всех отраслях. Современные технологии не стоят на месте и с каждым годом выходят всё более совершенные устройства, способные исключать человека из процесса производства или контроля. Современная аппаратура автоматизации играет ключевую роль для обеспечения устойчивого развития и безопасности производства электроэнергии. Благодаря новым технологиям удаётся снизить затраты на обслуживание ГЭС.

С развитием устройств защиты, а также датчиков, контролирующие параметры работы, возрастает необходимость во внедрении новых технологий в систему автоматического управления гидроагрегатом. Благодаря ей обеспечивается точный мониторинг и анализ показателей, позволяющий прогнозировать и предотвращать аварийные ситуации, контроль за состоянием агрегата.

Внедрение новых систем требует усовершенствования средств обработки информации и прочих систем АСУ ТП, обучения персонала работе с новыми ПТК. Это позволит обеспечить более высокую производительность гидроэлектростанций и точную синхронизацию с системой, позволит производить точную регулировку по мощности, снизить кавитацию.

Таким образом, исследование новых систем и датчиков, входящих в состав системы автоматического управления гидроагрегатом является востребованной задачей, направленной на повышение уровня автоматизации производства и снизить риск травматизма человека при эксплуатации.

Рассмотрим САУ ГА на примере крупных производителей этих систем, применяемых на гидроэлектростанциях. Основная цель — сравнить эффективность и особенности функционирования САУ ГА каждого из производителей. В задачи исследования входят:

1. Сравнение состава и функционала САУ ГА каждого производителя, включая ключевые компоненты, операционные системы и датчики, используемые для управления гидроагрегатом.
2. Проанализировать каждого производителя на предмет наибольшей надежности системы и современности.
3. Описать положительные стороны каждого из предложенных вариантов.
4. Выбрать самые лучшие решения у производителей и попробовать скомбинировать лучшие компоненты.

Анализ станций позволит выявить преимущества и недостатки систем автоматизации управления и предложить улучшения и системы.

Были обнаружены несколько производителей САУ ГА для дальнейшего анализа. Компании "ЭМЕРСОФТ СОЛЮШИНС", "Элара", "Силовые машины" и "НВФ СМС" - лидеры в своей области.

ООО НВФ «СМС»:

Научно-внедренческая фирма- разрабатывает, конструирует и монтирует новые системы для многих компаний. Одними из самых крупных заказов приходятся на ГЭС. Используют отечественное ПО, что позволяет в современных реалиях бесперебойно работать с их разработками. Является партнёром многих российских и зарубежных фирм. Имеет большое количество продукции. Одно из последних ПТК «Регул». В состав комплекса входят следующие основные блоки:

1. преобразователи для согласования уровней сигналов, гальванической развязки и/или искробезопасной защиты между первичными измерительными преобразователями и исполнительными механизмами с одной стороны, и модулями ввода-вывода сигналов контроллеров с другой стороны, питания первичных преобразователей;

2. контроллеры программируемые логические REGUL RX00 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 63776-16) с модулями ввода/вывода аналоговых и дискретных сигналов; - источники бесперебойного питания;

3. источники вторичного питания;

4. устройства коммутации и защиты;

5. устройства индикации; - АРМ оператора на базе персонального компьютера IBM PC для визуализации технологических параметров, выполнения расчётов, ведения протоколов и архивации данных.

В состав измерительных каналов комплексов входят следующие основные блоки:

1. преобразователи для согласования уровней сигналов, гальванической развязки и/или искробезопасной защиты между первичными измерительными преобразователями и исполнительными механизмами с одной стороны, и модулями ввода-вывода сигналов контроллеров с другой стороны, питания первичных преобразователей;

2. контроллеры программируемые логические REGUL RX00 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 63776-16) с модулями ввода/вывода аналоговых и дискретных сигналов;

3. АРМ оператора на базе персонального компьютера IBM PC для визуализации технологических параметров, выполнения расчётов, ведения протоколов и архивации данных.

ООО "ЭМЕРСОФТ СОЛЮШИНС":

Главная задача компании — это импортозамещение электроники используемой для критической энергетической инфраструктуры России. Комплексы вполне могут работать в симбиозе с устаревшим американским

оборудованием, ускоряя процессы автоматизации. Разработки находятся на поколение впереди зарубежных аналогов и превосходят внедренные зарубежные ПТК на производствах в России, за счёт применения новейших комплектующих и запуске цикла производства в 2023 г. Самое современное ПТК «Эксергия»- является импортозамещённым ПТК, что позволяет не зависеть от поставок оборудования из-за рубежа. Ключевым моментом в САУ ГА является программирование комплексов, "ЭМЕРСОФТ СОЛЮШИНС" использует своё программное обеспечение. В состав ПТК входят современные датчики контроля за ГА. «Эксергия» является лучшим решением из предложенных компанией. Позволяет отслеживать и переключать оборудование с помощью графиков.

ОАО "Элара":

Российское предприятие, выпускающее электронные приборы для всех отраслей. Компания производит одни из самых востребованных на рынке ПТК "Волна", позволяющая управлять гидроагрегатом и замещать импортные ПТК.

ПТК «Волна» состоит из

1. подсистемы комплексного управления гидроагрегатом (шкафы КУА-Т);
2. подсистемы сбора и обработки информации, контроля вибрационных параметров подсистемы (шкаф КУА-С);
3. подсистемы контроля температурных параметров (КТП) гидроагрегатов (технологически выполнено, как устройство контроля температурных параметров — УКТП);
4. подсистемы управления и аварийно-предупредительной сигнализации (шкаф УАПС).

Все шкафы оснащены устройствами обмена по локальной контроллерной сети (ЛКС) агрегатного уровня стандарта Industrial Ethernet 100Base-TX и объединены в единое информационное пространство при помощи линий связи. Информация с устройств по цифровым каналам связи может передаваться в АСУ ТП станционного уровня.

Функционально подсистема комплексного управления гидроагрегатом состоит из двух подсистем: технологической автоматики (ТА) и автоматического регулирования частоты вращения турбины (АРЧ). Функции ТА могут быть резервированы шкафом комплексного управления гидроагрегатом резервным (КУА-ТР).

Измерительные каналы комплекса построены на основе модулей МАГР 8, МАВВ установленных в шкафах КУ А, измерительного преобразователя частоты переменного тока ФЕ1858-АД-1-30 установленного в шкафу УАПС и модулей R3IN6-50, R3IN6-100 из состава комплекса информационного измерительного и управляющего «Деконт», которые устанавливаются в УКТП.

ПТК обеспечивает:

1. объединение аналогичных комплексов по локальной контроллерной сети по интерфейсу 100Base-TX;

2. передачу данных по локально-вычислительной сети по интерфейсу 100Base-TX в АСУ ТП станционного уровня;

3. возможность изменения параметров настройки с монитора с сенсорным устройством или через встроенную клавиатуру (с вводом пароля).

АО "Силовые машины"

Российская энергомашиностроительная компания. Производящая оборудование для гидравлических, тепловых, газовых и атомных электростанций, для передачи и распределения электроэнергии, а также транспортное и железнодорожное оборудование. Изготавливают ПТК для каждого заказчика индивидуально.

Исходя из данных полученных в ходе изучения литературы, можно сделать вывод, что технологии не стоят на месте и у всех производителей свои методы разработки технических комплексов и программного обеспечения. Из вышеперечисленных компаний у каждой есть свои сильные и слабые стороны и необходимо рассчитывать на своё предприятие и делать выводы исходя из целей, для которых вы хотите использовать оборудование

Список использованных источников

1. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций [Текст]: справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - Т.1: Основное оборудование гидроэлектростанций. - 400 с.: ил. - (в пер.)

2. Государственный реестр средств измерений/Комплексы программно-технические системы автоматики НПС, ППС, РП "РЕГУЛ": официальный сайт. – 2023. – URL: <https://www.pover.ru/spravochnik-sredstv-izmerenij/86192-22-kompleksy-programmno-tehnicheskie-sistemy-avtomatiki-nps-pps-rp-regul/> (дата обращения: 10.10.2024)

3. ЭМЕРСОФТ СОЛЮШИНС/Программно-аппаратный комплекс "Эксергия": официальный сайт. – 2021. – URL: <https://emersoft.ru/> (дата обращения: 01.11.2024)

4. Измерительное оборудование/программно-технические комплексы/волна: официальный сайт. – 2024. – URL: <https://all-pribors.ru/opisanie/44716-10-volna-47052> (дата обращения: 15.11.2024)

5. Силовые Машины/клиентам/гидроэнергетика/системы автоматического управления (САУ): официальный сайт. – 2024. – URL: <https://power-m.ru/customers/hydropower/automatic-control-systems-acs/> (дата обращения: 10.12.2024).

САМОВОЗБУЖДЕНИЕ И НЕЗАВИСИМОЕ ВОЗБУЖДЕНИЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Г.Е. Смолин^{1,2}

Научный руководитель С.В. Игнатов¹

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

²Филиал АО «ЭН+ Генерация» – «Красноярская ГЭС»

Аннотация. В настоящее время наиболее широкое распространение получили системы возбуждения с тиристорными преобразователями. При этом используются системы как независимого возбуждения, так и самовозбуждения. И в тех, и в других системах применяются трехфазные мостовые схемы выпрямления. Схемы преобразования могут быть однокомплектными и двухкомплектными. В двухкомплектных схемах один выпрямитель включается на полное напряжение источника питания, а второй — на отпайки его обмотки. При этом выпрямители работают с различными углами управления. В нормальных режимах ток возбуждения идет главным образом через рабочий комплект вентилей, в режимах форсирования через форсировочный комплект вентилей. На стороне постоянного тока оба выпрямителя соединяются параллельно.

Ключевые слова: гидроагрегат, самовозбуждение, независимое возбуждение, гидроэлектростанция, *hydropower plant*.

SELF-EXCITATION AND INDEPENDENT EXCITATION OF HYDROGENATORS. MODERNIZATION OF EXCITATION SYSTEMS AND OPERATIONAL TESTING

Г.Е. Smolin^{1,2}

Scientific supervisor C.V. Ignatov¹

¹Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University

²Branch of JSC «En+ Generate» – «Krasnoyrsk HPP»

Annotation. Currently, excitation systems with thyristor converters are the most widely used. Both independent and self-excitation systems are employed. In both types of systems, three-phase bridge rectifier circuits are utilized. The

conversion schemes can be either single-set or double-set. In double-set schemes, one rectifier is connected to the full voltage of the power supply, while the second is connected to the taps of its winding. In this case, the rectifiers operate with different control angles. Under normal conditions, the excitation current mainly flows through the working set of thyristors, while in boosting modes, it flows through the boosting set of thyristors. On the DC side, both rectifiers are connected in parallel.

Keywords: *hydraulic unit, self-excitation, independent excitation, hydroelectric power plant, hydropower plant.*

Практически все существующие ГЭС построены во времена СССР и большая часть оборудования устарела. На данный момент появилась необходимость замены основного и вспомогательного оборудования.

Активное техническое переоборудование на Красноярской ГЭС началось с 2009 года. Под замены идет основное и вспомогательное оборудование. Реализация комплексной модернизации Красноярской ГЭС позволит повысить надежность и безопасность эксплуатации оборудования.

Существующая система возбуждения отработала свой срок службы, не соответствует параметрам для модернизированного оборудования и требует замены. Принципиального различия в существующих системах возбуждения нет, но различные производители, номинальные параметры оборудования, качество и стоимость дают почву для размышлений кому отдать предпочтение.

Самовозбуждение и независимое возбуждение

Впервые была изготовлена СВ полностью микропроцессорного управления и внедрена в эксплуатацию в 1989 году компанией АВВ, до этого момента тиристорные системы были аналогового исполнения.

Цифровая система возбуждения предназначена для автоматического управления возбуждением, которое регулируется постоянным током генераторов, синхронных компенсаторов реактивной мощности, а так же синхронных двигателе промышленных установок. Применение цифровых систем возбуждения позволяет реализовать высокоэффективные алгоритмы управления, обеспечивающие устойчивую работу электрической машины в синхронном режиме, ее защиту в аварийных ситуациях, а также энергосбережение, наилучшего режима сети установкой оптимального коэффициента мощности, сбор данных в процессе работы.

При независимом возбуждении в качестве источника питания используется вспомогательный генератор $BГ$, который устанавливается в зоне между ротором генератора и верхней крестовиной. Благодаря достаточно большому диаметру $BГ$ увеличения высоты генератора не требуется. Вспомогательный генератор представляет собой обычную явнополюсную синхронную машину, рассчитанную для работы на выпрямительную нагрузку.

Схема независимого возбуждения представлена на рисунке 1.

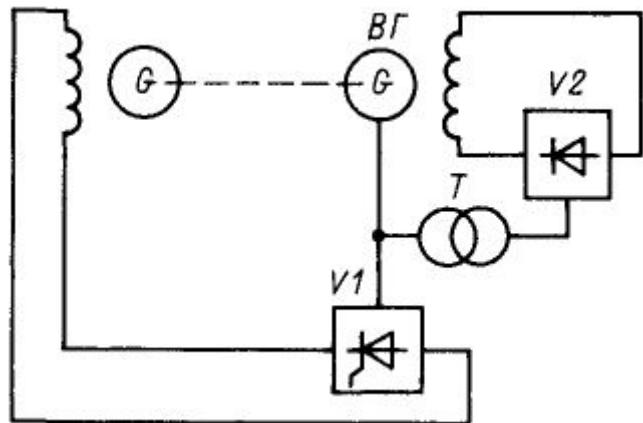


Рисунок 1- схема независимого возбуждения

При самовозбуждении питание тиристорного выпрямителя осуществляется через трансформатор, подключенный к генераторному токопроводу. Для запуска генератора предусмотрена цепь начального возбуждения, которая автоматически формирует кратковременный импульс напряжения на обмотке ротора до появления ЭДС обмотки статора генератора. Импульс напряжения достаточен для поддержания устойчивой работы тиристорного преобразователя в цепи самовозбуждения. Питание цепей начального возбуждения осуществляется как от источника переменного тока, так и от станционной аккумуляторной батареи. Схема самовозбуждения на рисунке 2.

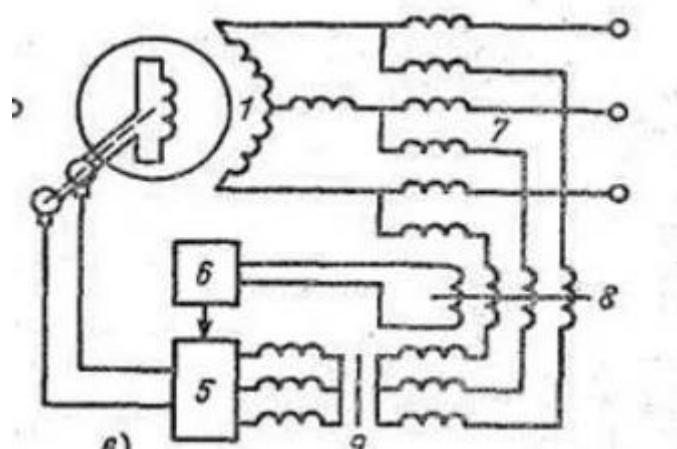


Рисунок 2 – схема самовозбуждения

Очень ярким примером может послужить российская компания «Силовые машины» специализирующаяся в области электротехники, энергетического машиностроения и информационных технологий. Компания была основана в 2000 году и на сегодняшний день является одним из лидеров

на рынке энергетического машиностроения в России. На сегодняшний день многие энергетический предприятия нашей страны и стран СНГ преходят на их оборудование. Возьмем для примера Систему возбуждения для синхронных машин средней и большой мощности серии СТ-СН с тиристорными возбудителями нового поколения типа ТВ3, ТВ3ДГ, ТВ3Г на тиристорах модульной конструкции с принудительным воздушным охлаждением и микропроцессорной системой регулирования.

Серия СТ-СН самая совершенная разработка в серии систем возбуждения компании «Силовые машины». Система имеет микропроцессорное управление и реализует достижения новейших технологий.

Двухканальная система управления имеет возможность установки дополнительных модулей ручного управления в каждом канале.

Дополнительные входы и выходы:

- 1) Возможность установки дополнительных плат ввода/вывода, подключаемых к системе управления, и имеющих как дискретные, так и аналоговые, входы и выходы;
- 2) Буфер сообщения об ошибках;
- 3) Запись сообщений с отметкой времени;
- 4) Возможность удаленного доступа к буферу;
- 5) Резервирование силовой части;
- 6) Возможно, параллельное выпрямление, включение до восьми тиристорных секций;
- 7) Схема резервирования силовой части может выбираться независимо от схемы резервирования системы управления;
- 8) Усовершенствованный выпрямителем, модуль управления тиристорным преобразователем;
- 9) Система активного распределения токов между параллельно включенными тиристорами;

Методы испытания

Методы испытаний систем возбуждения утверждены в ГОСТ 10159, ГОСТ 10169, ГОСТ 11828, ГОСТ 18142.1, ГОСТ 29280.

Определение потолочного и потолочного установившегося напряжения возбуждения при форсировке следует проводить при нагрузке возбудителя на обмотку возбуждения синхронной машины, работающей на сеть или в режиме трехфазного короткого замыкания на выводах машины или за трансформатором блока. Допускается также использовать в качестве нагрузки возбудителя эквивалентное нагрузочное активно-индуктивное сопротивление.

Омическое сопротивление эквивалентной нагрузки должно быть равно сопротивлению обмотки возбуждения синхронной машины при рабочей номинальной температуре.

Постоянная времени эквивалентной нагрузки должна быть такой, чтобы при номинальном режиме возбудителя пульсация тока от среднего значения не превышала 10 %.

Начальное напряжение возбудителя должно равняться номинальному напряжению возбуждения синхронной машины.

Начальная температура ротора синхронной машины должна равняться рабочей номинальной температуре. При наличии устройства ограничения предельного тока возбуждения оно должно быть включено.

Форсировку возбуждения следует продолжать до момента достижения установленной кратности тока возбуждения, при этом за номинальное напряжение возбуждения следует принимать напряжение на выводах обмотки возбуждения при продолжительном номинальном режиме работы синхронной машины с номинальной температурой охлаждающей среды, то есть при рабочей номинальной температуре обмотки ротора.

Заключение

Предложен вариант модернизации системы возбуждения и переход с аналоговых систем на цифровые, что поможет увеличить эффективность работы и ее безопасность. Новые системы возбуждения позволяют лучше распределять ресурсы станции что дает и экономическую выгоду на дистанции.

Список использованных источников

1. Коган Ф.Л. Аномальные режимы работы генераторов. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
2. Техническое предложение на разработку, изготовление и поставку системы тиристорной самовозбуждения, типа СТС-2П-510-2050-2,5 УХЛ4 для гидрогенератора СВ 1490/170-96 УХЛ4, филиала ОАО «Силовые машины»-«Электросила» [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.power-m.ru> (дата обращения: 25.04.2025)
3. Каталог общий ЗАО «Энергомаш». [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://www.elec.ru/files/2016/03/16/Obschij-katalog.pdf> (дата обращения: 28.04.2025)
4. ГОСТ 21558-2018 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных машин: Общие технические условия: Официальное издание. – Москва: Стандартинформ, 2019. - URL: [https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293731/4293731935.pdf/](https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293731/4293731935.pdf) (дата обращения: 29.04.2025)

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАСКАДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА РЕКЕ АНГАРЕ

В.Д. Степанова¹

Научный руководитель Е.Ю. Затеева¹
кандидат технических наук

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

Аннотация. Одной из важнейших задач гидроэлектростанции, как элемента электроэнергетической системы, является повышение эффективности использования водных ресурсов. Для данных целей целесообразно применять каскадную схему использования водных ресурсов ГЭС, поскольку при данных условиях можно регулировать сразу несколько параметров на разных ступенях каскада – электрический, гидравлический, гидрологический и водохозяйственный. Такое комплексное использование водных ресурсов может значительно оптимизировать водно-энергетический режим, позволив наиболее полно реализовать энергетический потенциал с минимальными экономическими затратами. В соответствии с постановлением РусГидро, при размещении каскада ГЭС, нужно учитывать будущую зарегулированность стока, водохозяйственные нужды, обеспечение безопасности оборудования и гидротехнических сооружений, а также выполнение максимальной выработки электроэнергии.

Каскад на реке Ангара является крупнейшим гидроэнергетическим комплексом не только Сибири, но и России в целом. За последнее время рассматривались различные подходы и способы повышения эффективности управления его режимами. Ввиду этого появилась потребность рассмотреть новый способ повышения энергоэффективности за счет влияния контррегулятора на водно-энергетический режим одной из ступеней каскада – Богучанской ГЭС - Муринской ГЭС.

Ключевые слова: гидроэлектростанция, водно-энергетический режим, контррегулятор, каскад на реке Ангара, Богучанская ГЭС, электроэнергетика, выработка, энергоэффективность, потенциал, влияние.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF CASCADE REGULATION ON THE ANGARA RIVER

V.D. Stepanova¹

Scientific supervisor E.Yu. Zateeva¹
Candidate of Technical Sciences

¹*Sayano-Shushensky Branch of Siberian Federal University*

Annotation. One of the most important tasks of a hydroelectric power plant, as an element of an electric power system, is to increase the efficiency of using water resources. For these purposes, it is advisable to use a cascade scheme for the use of hydroelectric power plant water resources, since in this case several parameters can be adjusted at once at different stages of the cascade – electric, hydraulic, hydrological and water management. Such an integrated use of water resources can significantly optimize the water and energy regime, allowing the fullest realization of energy potential with minimal economic costs. In accordance with the resolution of RusHydro, when placing a cascade of hydroelectric power plants, it is necessary to take into account the future regulation of runoff, water management needs, ensuring the safety of equipment and hydraulic structures, as well as the maximum power generation.

Cascade on the Angara River is the largest hydropower complex not only in Siberia, but also in Russia as a whole. Recently, various approaches and ways to improve the effectiveness of its regime management have been considered. In this regard, it became necessary to consider a new way to increase energy efficiency due to the influence of a counterregulator on the water and energy regime of one of the stages of the cascade - Boguchanskaya HPP – Murinskaya HPP.

Keywords: hydroelectric power station, water and energy regime, counterregulator, cascade on the Angara River, Boguchanskaya HPP, electric power industry, generation, energy efficiency, potential, impact.

Освоение водных ресурсов Ангаро-Енисейского бассейна началось в 1950 году. Таким образом возник водохозяйственный комплекс на основе озера Байкал, включающий Иркутское водохранилище и зарегулированный участок реки Ангары ниже плотины, протяженностью около ста километров прямиком до Братского водохранилища [1].

Дальнейшее формирование и становление Ангаро-Енисейского каскада происходило, как известно, благодаря планированию и возведению высоконапорных гидроузлов со значительными по площади зеркала водохранилищами, то есть следующих гидроэлектростанций с установленной мощностью, указанной в мегаваттах:

- Иркутская ГЭС (662,4 МВт);
- Братская ГЭС (4500 МВт);

- Усть-Илимская ГЭС (3840 МВт);
- Богучанская ГЭС (2997 МВт);
- Саяно-Шушенская ГЭС (6400 МВт);
- Майнская ГЭС (321 МВт);
- Красноярская ГЭС (6000 МВт).

Ангаро-Енисейский каскад (рис. 1) на сегодняшний день предстает в качестве крупнейшего гидроэнергетического комплекса России. И его суммарная электрическая установленная мощность составляет 4,7 млн кВт, что можно представить как половину от всей установленной генерирующей мощности ОЭС Сибири.

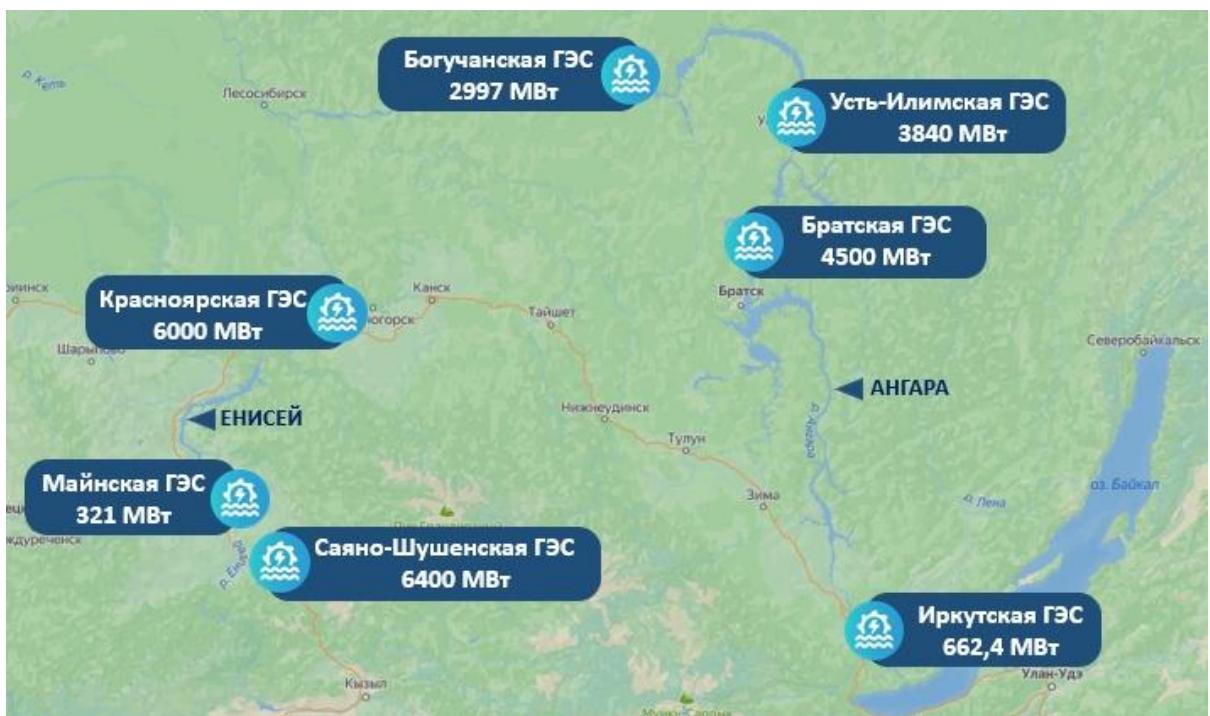


Рисунок 1 – Ангаро-Енисейский каскад на карте

В работе Колмогорова В.В. и Халяпина Л.Е. «Иркутская ГЭС и Ангаро-Енисейский каскад ГЭС в энергетике Сибири. Пути повышения эффективности» упомянуты «Правила использования водных ресурсов водохранилищ Ангарского каскада ГЭС», разработанные в 1980-х годах, в которых уведомлено о том, что «водные ресурсы водохранилищ Ангарского каскада гидроузлов используются совместно с гидроузлами Енисейского каскада для потребностей энергетики, водно-транспортных узлов, рыбного и лесосплавного хозяйства, для покрытия водопотребления промышленности, населения и водного хозяйства и для обеспечения условий санитарного попуска». Данные правила устанавливали ключевые общие принципы и нормы, которые соответствовали надлежащим требованиям практического и комплексного использования реальных водных ресурсов.

В соответствии с современными нормами законодательства и изменившимися за столько лет природными и техническими условиями работы водохранилищ на данный момент с целью повышения эффективности планирования водно-энергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС применяется Стандарт организации ОАО РусГидро «Гидроэлектростанции. Планирование водно-энергетических режимов. Методические указания», который разработан в соответствии с необходимыми требованиями Федерального закона от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Таким образом, можно сказать, что данный Стандарт устанавливает единые критерии для методологических подходов в расчетах при планировании водно-энергетических режимов гидроэлектростанций и их каскадов в рамках рассматриваемого Общества.

Согласно «Правилам использования водных ресурсов Богучанского водохранилища» от 2006 года, «ГЭС играет важную роль в управлении водными ресурсами», что дает возможность оптимизировать режимы работы других станций в каскаде. Документ "Оптимальное использование водных ресурсов при долгосрочном планировании режимов работы гидроэнергетических систем" обращает внимание на необходимости интеграции всех элементов каскада для достижения максимальной возможной эффективности и использования ресурсов.

Разработка методики рационального использования водных ресурсов Ангаро-Енисейского каскада направлена на создание эффективной системы управления, которая будет учитывать как энергетические, так и экологические аспекты [2]. Это особенно важно в условиях изменения климата и растущих требований к устойчивому развитию. Богучанская ГЭС, как важная часть этого каскада, должна учитывать все эти аспекты в своей деятельности.

Согласно «Правилам использования водных ресурсов Богучанского водохранилища» [3] основная задача гидроэлектростанций заключается в обеспечении устойчивого и эффективного использования водных ресурсов. Это обхватывает не только процесс генерации электроэнергии, но и этап управления водными потоками для минимизации и дифференциации негативного воздействия на экосистему региона. Муринская ГЭС при расположении ниже по течению реки Ангара, будет способствовать более точному регулированию водных потоков, что позволит улучшить работу Богучанской ГЭС и повысить общую эффективность каскада на реке Ангара.

Согласно Стандарту организации ПАО РусГидро "Гидроэлектростанции. Планирование водно-энергетических режимов. Методические указания" [4], необходимо учитывать множество факторов при планировании работы гидроэлектростанций. Ключевыми аспектами здесь являются различные сезонные колебания водных ресурсов, потребности в электроэнергии и, безусловно, экологические требования. Муринская ГЭС, действуя как контррегулятор, будет способствовать более гибкому

управлению этими режимами, позволяя более эффективно использовать ресурсы в зависимости от текущих потребностей в регионе.

В трудах Пантелейева В.И. и Труфакина С.С. также подчеркивается важность интеграции и внедрения различных гидроэлектростанций в единую систему. В соответствии с этим, Муринская ГЭС будет способствовать оптимизации работы каскада на реке Ангара, позволяя более эффективно распределять нагрузки и обеспечивать необходимую надежность электроснабжения.

На основе всех выше рассмотренных существующих методов и способов оптимизации энергетических режимов работы каскада на реке Ангара, будут рассчитаны варианты и выбран наиболее эффективный из них. Особое внимание будет уделено варианту при расположении после Богучанской ГЭС контроллера и рассмотрено его влияние на существующий режим гидроузла и в целом на работу каскада с учетом различных существующих методов оценки – экономическая оценка, влияние на состояние экосистемы в месте внедрения, социальная оценка, техническая оценка, комплексная оценка и другие.

Список использованных источников

1. Выборнов А.В., Цыбанков А.А., Макулов В.И. Археологические объекты на берегах Ангары от реки Чадобец до поселка Богучаны: обзор и закономерности / А.В. Выборнов, А.А. Цыбанков, В.И. Макулов // Археология, этнография и антропология Евразии. / Институт археологии и этнографии СО РАН. – Новосибирск, 2015. – Т. 43, № 4. – С. 46–53.
2. Пантелейев В.И., Труфакин С.С. Разработка методики рационального использования водных ресурсов Ангаро-Енисейского каскада гидроэлектростанций / В.И. Пантелейев, С.С. Труфакин // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2019. – Т. 23, № 6. – С. 1165–1174.
3. Правила использования водных ресурсов Богучанского водохранилища / Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Федеральное агентство водных ресурсов от 20.11.2015 № 244 // URL: <https://docs.cntd.ru/document/420324040> (дата обращения 12.03.2025).
4. СТО РусГидро 06.01.84-2013. Гидроэлектростанции. Планирование водноэнергетических режимов. Методические указания (утв. и введен в действие приказом ОАО «РусГидро» от 03.10.2013 № 954) // Действующие стандарты ПАО "РусГидро": URL: https://volgaltd.ru/images/standart/078_sto-rusgidro-06_01_84-2013_planirovanie-vodnoenergeticheskikh-rezhimov.pdf (дата обращения 11.03.2025).

РЕКОНСТРУКЦИЯ ЗРУ 220 кВ КОЛЫМСКОЙ ГЭС

С.А. Худоногов^{1,2}

Научный руководитель И.Ю. Погоняйченко³

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

²АО «Гидроремонт-ВКК»

³ПАО «РусГидро» – «Корпоративный университет гидроэнергетики»

Саяно-Шушенский учебно-производственный информационный центр

Аннотация. В условиях быстрого развития энергетических технологий и износа оборудования модернизация ЗРУ 220 кВ становится актуальной. Состояние схемы выдачи мощности важно для надежности электроснабжения, но устаревшие системы управления и низкая эффективность ведут к простоям и авариям, что негативно сказывается на экономике как самой Колымской ГЭС, так и региона в целом.

Работа исследует процессы реконструкции ЗРУ 220 кВ, включая оценку состояния, выработавшего свой срок установленного оборудования, выявление недостатков и разработку концепции модернизации. Важен анализ технико-экономических показателей, таких как эффективность затрат и сроки окупаемости. Модернизация должна включать замену устаревшего оборудования и внедрение новых технологий автоматизации для повышения надежности.

Состояние ЗРУ 220 кВ требует незамедлительных мер по обновлению оборудования, принимая во внимание не только действующие нормативные документы, но и уникальные особенности конкретного оборудования, его текущее состояние, а также строгие требования к безопасности и надежности функционирования всей системы. Комплексный подход к модернизации позволит повысить надежность и эффективность систем.

Ключевые слова: модернизация, износ оборудования, автоматизация процессов, реконструкция, проблемы эксплуатации, мониторинг, системы автоматизации, концептуальная схема модернизации.

RECONSTRUCTION OF THE 220 kV KOLYMA HYDROELECTRIC POWER PLANT

S.A. Khudonogov^{1,2}

Scientific supervisor I.Yu. Pogonyaychenko³

¹*Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University*

²*JSC «Gidroremont-VKK»*

³*PJSC RusHydro – «Corporate University of Hydropower»*

Sayano-Shushensky Educational and Production Information Center

Annotation. *In the context of the rapid development of energy technologies and equipment wear, the modernization of the 220 kV substation is becoming relevant. The condition of the power distribution scheme is important for the reliability of the power supply, but outdated control systems and low efficiency lead to downtime and accidents, which negatively affects the economy of both the Kolyma HPP and the region as a whole.*

The work explores the processes of reconstruction of a 220 kV substation, including an assessment of the condition of the installed equipment that has expired, the identification of deficiencies and the development of a modernization concept. It is important to analyze technical and economic indicators, such as cost effectiveness and payback periods. Modernization should include the replacement of outdated equipment and the introduction of new automation technologies to improve reliability.

The condition of the 220 kV power supply system requires immediate measures to update the equipment, taking into account not only the current regulatory documents, but also the unique features of the specific equipment, its current condition, as well as strict requirements for the safety and reliability of the entire system. An integrated approach to modernization will improve the reliability and efficiency of the systems.

Keywords: *modernization, equipment wear, process automation, reconstruction, operational problems, monitoring, automation systems, conceptual scheme of modernization.*

Общие сведения о Колымской ГЭС

Колымская ГЭС находится в Магаданской области на реке Колыма, в 217 км выше по течению от Усть-Среднеканской гидроэлектростанции. Усть-Среднеканская ГЭС и Колымская ГЭС, представляют собой единый Колымский каскад гидроэлектростанций.

Колымская ГЭС входит в состав ПАО «Колымаэнерго», входящего в ПАО «РусГидро». Установленная мощность 900 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии 3,325 млрд кВт·ч.

Строительство Колымской ГЭС началось в 1970 г. 24 февраля 1981 г. былпущен первый гидроагрегат, 22 октября 1982 г. – второй, 15 июня 1984 г. – третий, 30 сентября 1988 г. – четвертый, 2 октября 1994 г. – пятый гидроагрегат. Строительство ГЭС было полностью завершено 25 октября 2007 г.

В состав основных сооружений Колымской ГЭС входят: самая высокая грунтовая плотина в России. Её максимальная высота — 134,5 метра, длина по гребню — 683 м, ширина гребня — 15 м. Подземное здание ГЭС с водоприёмником. Водосброс бетонный, состоит из трёхпролётного водослива и быстротоков, заканчивающихся трамплинами. Каждый из трёх пролётов водослива шириной по 13 м перекрывается сегментным затвором высотой 21 м. Производственно-технологический комплекс (ПТК) с закрытым распределительным устройством (ЗРУ).

Машинный зал Колымской ГЭС расположен подземно, в скальной вылomке левого берега. Он имеет длину 130 метров и ширину 24 метра, состоит из монтажной площадки и пяти агрегатных блоков. Сообщение машинного зала с поверхностью осуществляется по транспортному тоннелю длиной 300 метров и лифтовым шахтам.

Длина напорного фронта Колымской ГЭС составляет 683 м.

На Колымской ГЭС установлено 5 гидроагрегата. Номинальная мощность турбины $4 \times \text{ПЛД}-45-2256\text{B}-420$ $1 \times \text{РО}-868\text{M}-\text{B}-410$ с номинальной мощностью гидрогенератора СВ 812/240-28 УХЛ4 - 180 МВт, которые присоединены к энергосистеме посредством пяти силовых трансформаторов напряжением 220 кВ Т1÷Т5. В блоки «генератор-трансформатор» входят один гидрогенератор и один трехфазный двухобмоточный трансформатор типа ТДЦ- 250000 /220 ХЛ, подключенных к комплектному распределительному устройству (ЗРУ) – 220 кВ.

Выдача мощности Колымского гидроузла осуществляется по шести направлениям: по двум кабельно-воздушным линиям 220 кВ Колымская ГЭС — Усть-Омчуг № 1 и 2, одноцепная кабельно-воздушная линия 220 кВ Колымская ГЭС — Котельная, по двум кабельно-воздушным линиям 220 кВ Колымская ГЭС — Ягодное №1 и 2, одноцепная кабельно-воздушная линия 220 кВ Колымская ГЭС – Оротукан.

Обзор состояния ЗРУ 220 кВ

На сегодняшний день состояние объектов ЗРУ 220 кВ вызывает серьезные опасения со стороны специалистов, обслуживающих данное оборудование. Эксплуатация на протяжении сорока лет привела к постепенному устареванию оборудования и необходимости его обновления. В результате этого процесса наблюдается значительное количество проблем, требующих незамедлительной реконструкции и модернизации. Такие проблемы как неполно-фазное отключение выключателей и снижение давления масла, необходимого для отключения и включения выключателя,

могут привести к аварии и необходимости аварийного вывода оборудования в ремонт.

Модернизация систем управления с внедрением новейших программных решений и систем мониторинга может существенно повысить эффективность работы и минимизировать человеческий фактор, который часто становится причиной ошибок.

Обновление оборудования должно происходить комплексно, с учетом всех факторов, влияющих на эксплуатацию ЗРУ, что позволит достичь более высоких показателей надежности и долговечности.

Актуальность реконструкции

Проблемы, возникающие в процессе модернизации заменяемых объектов, становятся особенно актуальными в свете стремительного развития энергетических технологий и возрастного износа имеющегося оборудования. ЗРУ 220 кВ, как ключевое звено в системе передачи электроэнергии, являются объектами повышенного внимания, поскольку они обеспечивают надежность электроснабжения и стабильное функционирование электрических сетей. Учитывая возраст объектов, многие из которых были введены в эксплуатацию десятилетия назад, можно отметить, что технические характеристики устаревшего оборудования часто не соответствуют современным требованиям безопасности, эффективности и экологической устойчивости.

Устаревшие системы управления, недостаточная автоматизация процессов, а также низкая энергетическая эффективность приводят к увеличению времени простоя и частым авариям на оборудовании. Эти факторы существенно влияют на надежность поставок электроэнергии и, как следствие, на экономическую стабильность и развитие промышленности. В условиях быстро меняющегося спроса на электроэнергию и требований к ее качеству, необходимо принять меры для модернизации ЗРУ 220 кВ, включающие замену морально устаревших комплектующих, улучшение системы контроля и управления, а также интеграцию современных энергетических технологий.

Современные подходы к исследованию состояния ЗРУ должны охватывать не только технические аспекты, но и экономическую целесообразность, соответствие действующим нормам и стандартам, а также перспективные направления энергетической политики. Актуальность темы реконструкции ЗРУ 220 кВ очевидна: только с помощью целенаправленных усилий можно обеспечить устойчивое и надежное снабжение электроэнергией, соответствующее современным требованиям и вызовам, которые ставит перед энергетической отраслью наш быстро меняющийся мир.

Очерёдность вывода, ввода (этапность реконструкции) электротехнического оборудования Колымской ГЭС.

Реконструкция оборудования производится на действующей гидроэлектростанции, которая представляет собой сложный механизм, за работу которого отвечают группы систем.

Вывод части оборудования закрытого распределительного устройства для замены или ремонта, неизбежно приводит к изменениям в нормальных режимах работы данных систем, а также может значительно снизить надёжность электрической схемы в целом. Поэтому при выполнении строительных и других видов работ, необходимо выполнение дополнительных мероприятий.

Оценивая опыт реконструкции электрических станций, можно сделать вывод, что важной составляющей является оптимальная очерёдность выполнения работ. Разработка этапов (очередей) выполнения работ при реконструкции электрического оборудования ГЭС, позволяет обеспечить нормальную работу оставшейся (действующей) части оборудования.

Реконструкция будет производиться по графику плановых ремонтов только в летнее время (с 01.06 по 31.07) и будет охватывать одну ячейку в год в период с 2024 по 2031 год, о чём будут изложены предлагаемые этапы реконструкции в следующей статье.

Планируемые результаты реконструкции оборудования, закрытого распределительного устройства

- замена оборудования, отработавшего нормативный срок службы.
- повышение уровня безопасности, надежности, управляемости и эффективности технических систем Колымского гидроузла за счет внедрения современной техники, технологий, технологических и управлеченческих процессов;
- снижение стоимости владения производственными комплексами Колымского гидроузла за счет внедрения мало обслуживаемого оборудования с увеличенным межремонтным периодом;
- обеспечение надежности схемы электроснабжения потребителей, питающихся от двум кабельно-воздушным линиям 220 кВ.

Значение реконструкции для энергетической системы

Ключевым фактором, подчеркивающим значимость реконструкции, является повышение надежности электроснабжения. Современные технологии и оборудование, используемые в процессе обновления, отличаются высокой эффективностью и долговечностью. Это позволяет не только снижать вероятность поломок, но и увеличивает сроки межремонтного обслуживания. Эффективность работы КРУЭ напрямую сказывается на стабильности

электроснабжения, что особенно критично для промышленных предприятий и социально значимых объектов.

Кроме того, реконструкция способствует улучшению качества электроэнергии, что является важным аспектом для потребителей. Обновленные системы управления позволяют минимизировать колебания напряжения и частоты, а также снизить уровень гармоник в передаваемой энергии. Это важно для защиты оборудования потребителей, так как повышенное качество электроэнергии предотвращает его выход из строя и продлевает срок службы.

Список использованных источников

1. Разработка проекта по замене силового оборудования ЗРУ 220 Кв, с проработкой вариантов замены на КРУЭ для нужд филиала «Колымская ГЭС имени Фриштера Ю. И. «ПАО КОЛЫМАЭНЕРГО»: проектная документация / ООО «ЕРСМ-СИБИРИ». – Красноярск, 2016. – 84 с.
2. Колымэнерго ПАО «РусГидро» 2006-2025 официальный сайт (электронный ресурс) <https://kolymaenergo.rushydro.ru/> (дата обращения: 15.09.2024).
3. Научное обеспечение технического и технологического прогресса: сборник статей Международной научно-практической конференции, Казань, 15 мая 2021 года. – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Аэтерна", 2021. – 62 с. – ISBN 978-5-00177-205-7. – EDN TZHVLW .<http://elibrary.ru/item.asp?id=45729610>. (дата обращения: 10.10.2024).
4. Сайфиддинов, М. М. Особенности разработки проектов реконструкции электрических подстанций / М. М. Сайфиддинов // Научное обеспечение технического и технологического прогресса: сборник статей Международной научно-практической конференции, Казань, 15 мая 2021 года. – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Аэтерна", 2021. – С. 35-37. – EDN LHCMIK. <https://elibrary.ru/item.asp?id=45729777>. (дата обращения: 27.12.2024).

**КОНТРОЛЬ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ
В ИЗОЛЯЦИИ ГИДРОГЕНЕРАТОРА.
АППАРАТУРА В СИСТЕМЕ ЕГО ДИАГНОСТИКИ**

З.Е. Шевкунов^{1,2}

Научный руководитель А.А. Клюкач¹

¹*Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет*

²*АО «Богучанская ГЭС»*

Аннотация. Обеспечение надежного режима работы крупных гидрогенераторов в электроэнергетической системе с высокой долей гидроэлектростанций является основным показателем надежности и устойчивости энергосистемы в целом. Одним из важных параметров надежной работы гидрогенераторов является снижение частичных разрядов в обмотках статора гидрогенератора и своевременное его обнаружение в рамках эксплуатационной жизни гидрогенератора. В работе показана актуальная информация по контролю частичных разрядов и природа их возникновения.

Ключевые слова: частичный разряд, надежный режим работы, контроль в изоляции, датчики, наблюдения.

**CONTROL OF PARTIAL DISCHARGES IN HYDROGENERATOR
INSULATION. EQUIPMENT IN ITS DIAGNOSTICS SYSTEM**

Z.E. Shevkunov^{1,2}

Scientific supervisor A.A. Klukach¹

¹*Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University*

²*JSC «Boguchanskaya HPP»*

Annotation. Ensuring reliable operation of large hydroelectric generators in an electrical power system with a high share of hydroelectric power plants is the main indicator of the reliability and stability of the energy system as a whole. One of the important parameters for the reliable operation of hydrogenerators is the reduction of partial discharges in the stator windings of the hydrogenerator. The work shows

current information on the control of partial discharges and the nature of their occurrence.

Keywords: partial discharge, reliable operation, control in isolation, sensors, observations.

Изменение формы и размеров дефектов в изоляции, параметров объекта и его связи с источником питания, а также места расположения дефекта и схемы регистрации ЧР с параметрами регистрирующей цепи – всё это требует минимальных временных и финансовых затрат. Однако существует распространенная проблема, связанная с нарушением условия постоянства заряда на тестируемом объекте. Когда источник напряжения остается подключенным во время измерений, при возникновении ЧР происходит снижение напряжения на объекте. Это приводит к дополнительному притоку зарядов от источника питания, что нарушает условие постоянства заряда. Вследствие этого реальные значения бросков напряжения оказываются ниже тех, которые прогнозируются теоретическими моделями. При слабом влиянии источника (хорошая развязка) его воздействием можно пренебречь. Однако при сильном влиянии (плохая развязка) частичные разряды могут вообще не наблюдаться. Проводя аналогию с реальными установками, можно понять, что степень влияния источника определяется характеристиками схемы связи между источником и объектом испытания. [1]

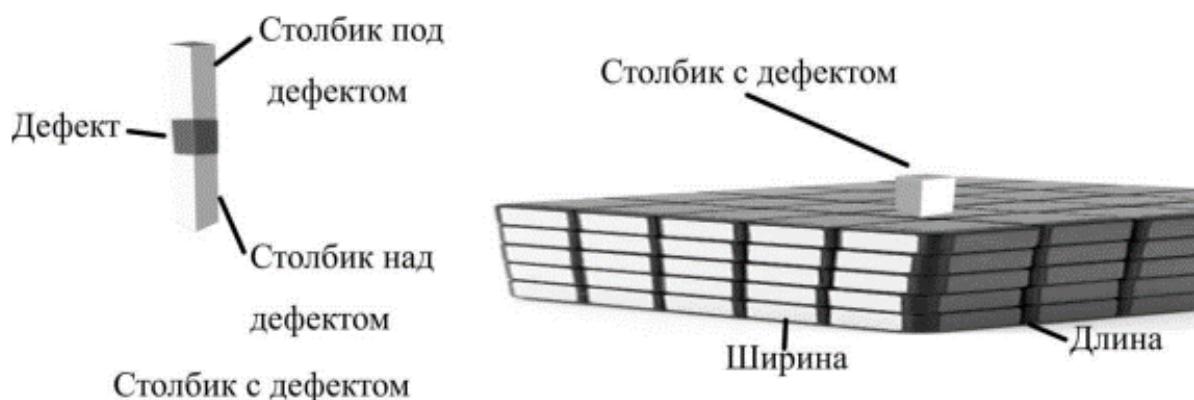


Рисунок 1 – Модель изоляции с дефектом

При моделировании дефекта в изоляции, стержень гидроагрегата можно представить в виде параллелепипеда, дефект в котором может располагаться в каком-то n-ом столбике с дефектом по высоте.

В моделировании частичных разрядов (ЧР) используется упрощенное представление процесса в виде коммутационных действий - замыкания и размыкания участка поврежденной изоляции. Важно отметить, что в реальных условиях работы гидрогенератора эти процессы происходят последовательно и

непрерывно, не позволяя их разделить во времени. Преимущество использования коммутатора в моделировании заключается именно в возможности разделить и детально изучить каждый из этих процессов по отдельности, что невозможно сделать при анализе работы реального гидрогенератора. Это дает возможность более точно исследовать механизмы возникновения частичных разрядов.

В схеме замещения процесс частичного разряда (ЧР) представляется упрощенно как коммутационный процесс, включающий размыкание или замыкание дефектной части изоляции. В программной среде Multisim существует несколько методов моделирования замыкания изоляции. В данной работе для моделирования процесса ЧР использовался однополюсный однопозиционный (SPST) ключ: замыкание ключа имитировало частичный разряд, а размыкание ключа — процесс восстановления напряжения на каверне дефекта. В реальности, при работе гидрогенератора, эти два процесса происходят непрерывно друг за другом, и их разделение по времени невозможно. Таким образом, использование коммутатора для создания ЧР в изоляции позволяет разделить эти процессы и изучать их по отдельности.

Сопротивление Ключа SPST при разомкнутых контактах задавалось равным $R_{on}=100$ мОм, а сопротивление при разомкнутых контактах $R_{off}=100$ Мом.

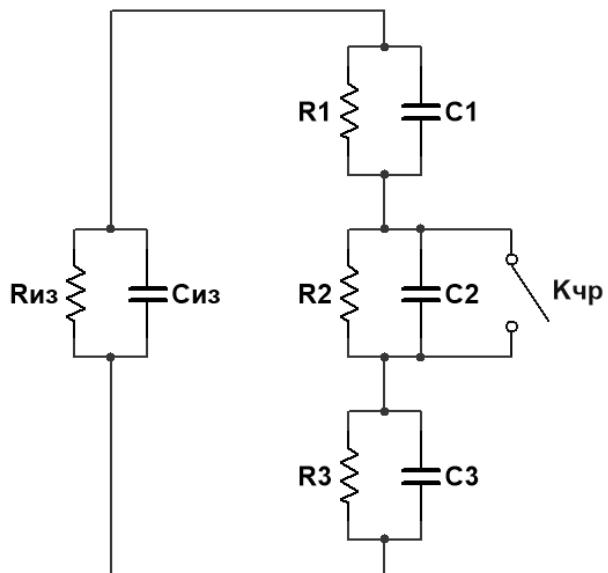


Рисунок 2 - Схема замещения изоляции с дефектом

Моделирование ЧР при измерениях в схеме с соединительным конденсатором.

В программной среде Multisim была создана схема, которая позволяет анализировать влияния источника питания на характеристики частичных разрядов в изоляции в схеме с соединительным конденсатором, то есть

величины индуктивности и активного сопротивления между источником напряжения и объектом исследования.

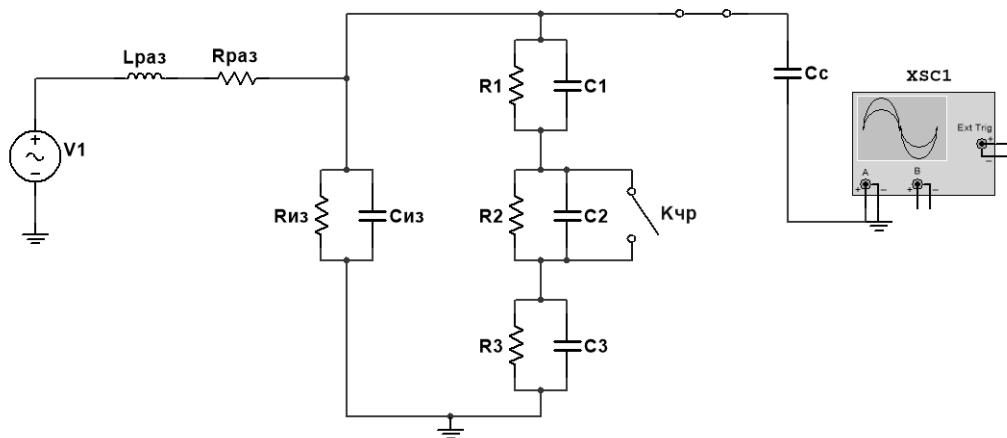


Рисунок 3 - Схема регистрации ЧР с включенной в неё схемой замещения изоляции с дефектом в среде Multisim

В схеме рис. 3 использованы следующие сокращения: XSC1 – двухканальный осциллограф TDS; V_1 – источник напряжения; C_c – соединительный конденсатор (используется соединительный конденсатор марки ЭСК (эпоксидно-слюдяной конденсатор) 80 пФ); $L_{раз}$ и $R_{раз}$ – индуктивность и активное сопротивление «развязки»; $K_{чр}$ – SPST ключ (коммутатор) имитирующий ЧР в дефекте. Если отсутствует развязка между источником питания и измеряемой изоляцией ($L_{раз} = 0$), то сигнал ЧР в схеме рис. 3 не наблюдается. При величине $L_{раз} \leq 100$ мГн наблюдаются затухающий колебательный процесс, показанный на рис. 4. Обычно при затухающих колебаниях переходного процесса абсолютные величины экстремумов убывают, а самым большим по амплитуде является первый максимум.[2]

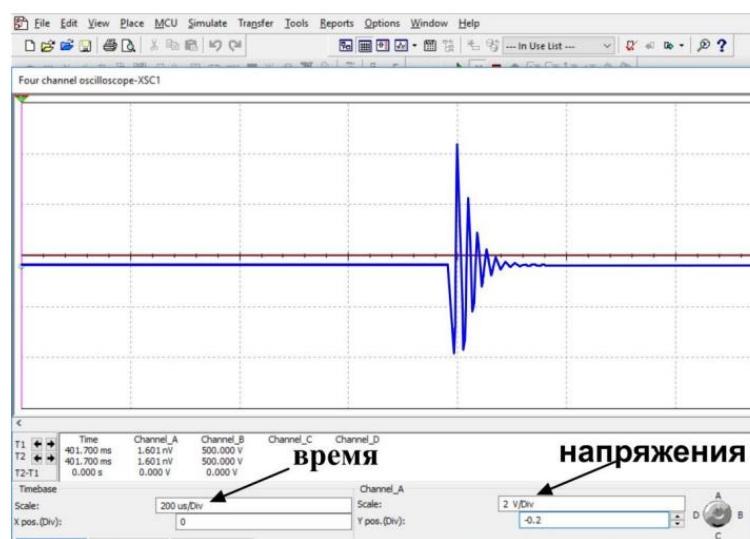
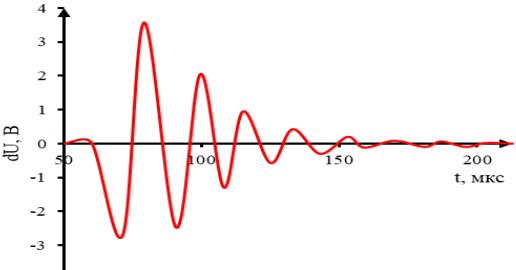
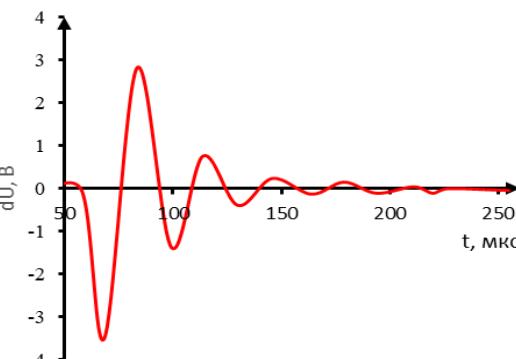
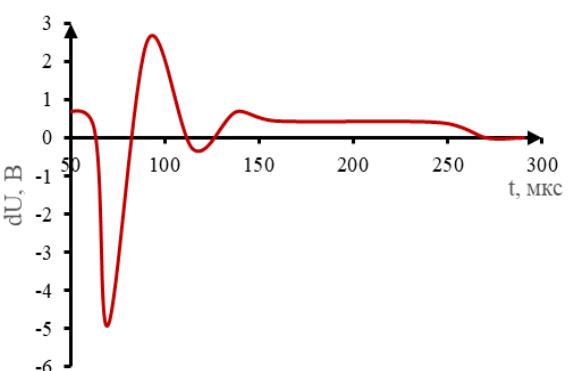
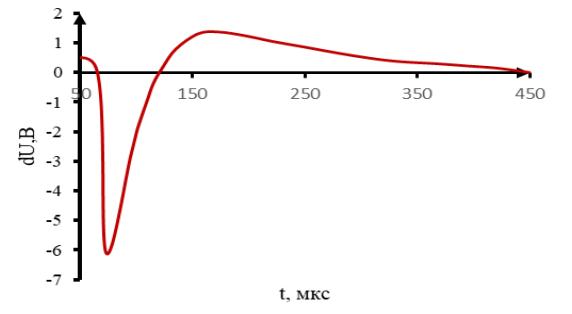
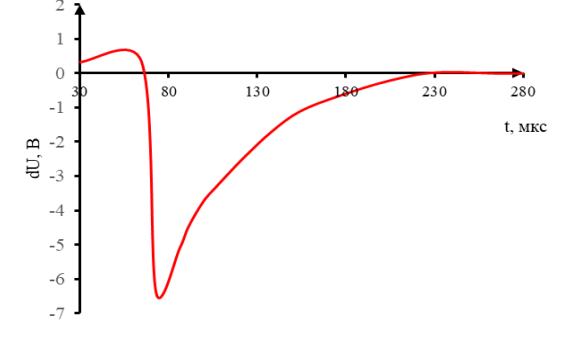


Рисунок 4 – Окно виртуального осциллографа Multisim XC1 TDS с ЧР, наблюдаемого в схеме 3 при $L_{раз} \leq 100$ мГн

Таблица 1 – Полученные данные при рассмотрении Lраз с ЭСК

Величина «индуктивности развязки»	Получившийся график	Результат
100 мкГн		<p>Величина первого экстремума меньше чем второго. Такое необычное для переходного процесса поведение амплитуд может быть объяснено наложением другого сигнала.</p>
250 мкГн		<p>Появляется затухающий колебательный процесс ЧР. Частота колебаний определяется величинами индуктивности ($L_{раз}$) и ёмкости изоляции ($C_{из}$) и не зависит от параметров дефекта. Скорость затухания колебательного процесса определяется в основном активным сопротивлением $R_{раз}$</p>

Окончание таблицы 1

1 мГн		<p>При увеличении индуктивности развязки до 1 мГн частота колебаний уменьшается и увеличиваются интервалы времени до 2го и последующих экстремумов. Интервал времени с начала ЧР до 1го экстремума (ΔT_{01}) незначительно уменьшается, хотя должен был бы увеличиваться пропорционально остальным временам экстремумов, если бы наблюдался чистый колебательный процесс. Амплитуда первого экстремума растёт и становится больше амплитуды, которую можно было бы ожидать при наблюдаемых затухающих колебаниях</p>
Величина «индуктивности развязки»	Получившийся график	Результат
10 мГн		<p>При дальнейшем увеличении L развязки колебательный процесс становится почти не заметен при масштабе времени рис. 2.5.с. При более крупном масштабе времени колебательный процесс наблюдается. Наложение апериодического сигнала (ЧР) и периодического переходного процесса становится ещё более наглядным. Амплитуда апериодического сигнала нелинейно возрастает по мере увеличения Lраз и, постепенно замедляясь, прекращается при $L_{раз} > 1$ Гн</p>
1 Гн		

Форма ЧР и величина первого экстремума не всегда постоянны, они меняются при изменении величины индуктивности $L_{раз}$, которая эквивалента удаленности объекта исследования от источника питания $V1$.

Моделирование в схеме измерения ЧР высокочастотным трансформатором тока в цепи заземления

При выборе различных размеров дефектов и их неизменной величине наблюдались разные формы ЧР в зависимости от индуктивности между источником напряжения и объектом исследования. В отличие от результатов в схеме с конденсатором связи, при хорошей развязке ($L_{раз} = 1$ Гн) наблюдается малый апериодический сигнал (рис. 7). При уменьшении значения $L_{раз}$ этот сигнал возрастает. При величине $L_{раз} \sim 1$ мГн явно проявляется колебательный процесс (рис. 7), частота которого, как и в схеме с разделительным конденсатором увеличивается при уменьшении значения $L_{раз}$. Время от начала частичного разряда до первого экстремума также увеличивается. Амплитуда первого экстремума больше, чем второго.

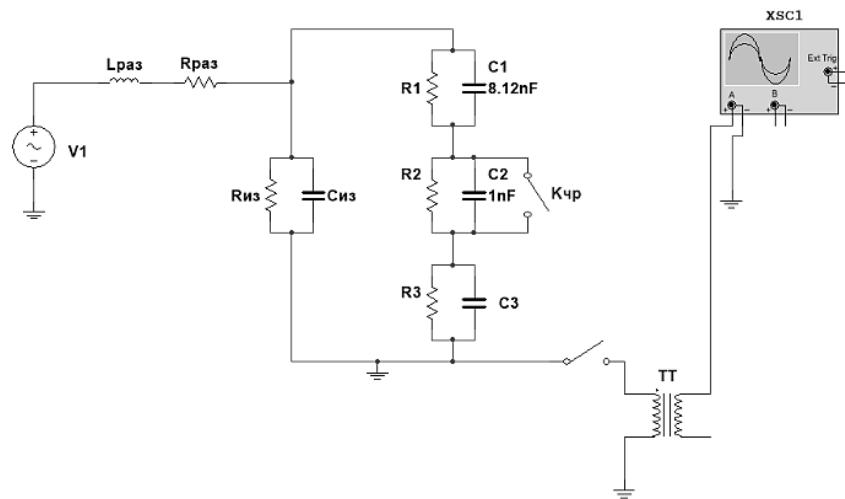


Рисунок 5 - Схема регистрации ЧР с включенной в неё схемой замещения

Присутствие апериодического сигнала с увеличивающейся амплитудой по сравнению с ситуацией хорошей развязки ($L_{раз} = 1$ Гн). При дальнейшем уменьшении значения $L_{раз}$ амплитуда колебательного процесса возрастает. Величина первого максимума становится меньше амплитуды второго максимума, и выделение апериодического сигнала из суммарной осциллограммы усложняется.

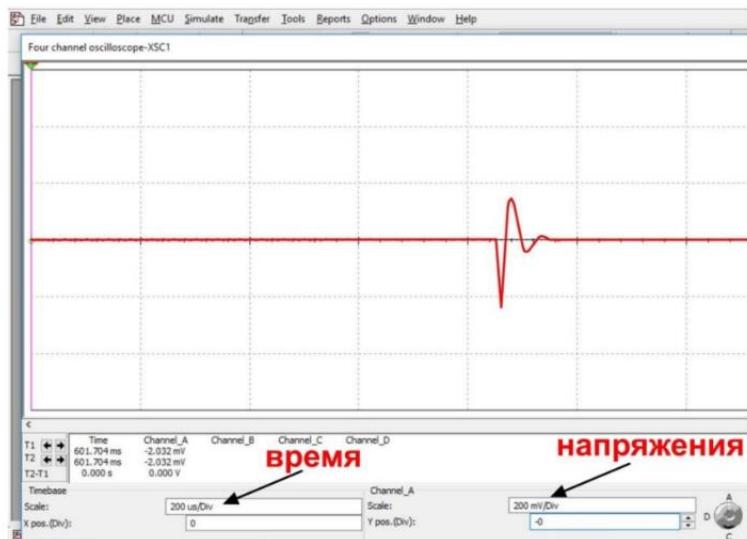


Рисунок 6 - Окно виртуального осциллографа при индуктивности развязки $L_{раз} = 1\text{мГн}$

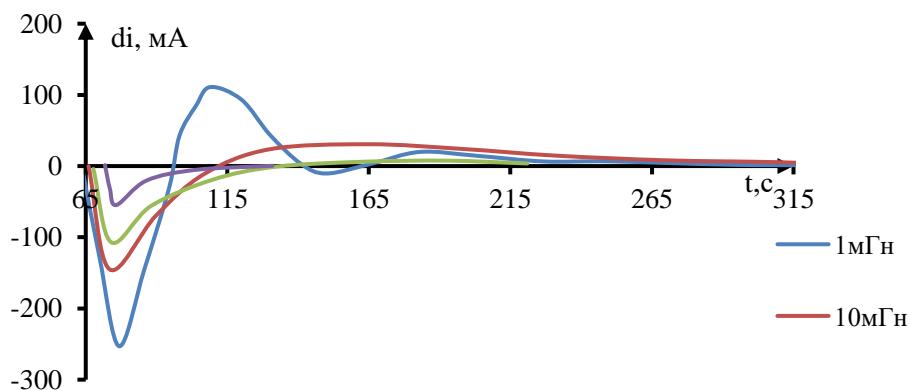


Рисунок 7 - ЧР в схеме рис. 5 при разных значениях $L_{раз}$

Основные результаты

1. Измеряемая величина скачка напряжения при ЧР в схеме с соединительным конденсатором, существенно зависит от характеристик развязки между источником напряжения и изоляцией, где происходят ЧР. Амплитуда ЧР, фиксируемая при слабой развязке, может значительно отличаться от амплитуды при сильной развязке, даже если дефект остается неизменным. В условиях слабой развязки скачок напряжения меньше, чем при сильной развязке для одного и того же дефекта.

2. Измеряемая величина скачка тока при ЧР в схеме с ВЧ ТТ значительно зависит от характеристик развязки между источником напряжения и изоляцией, где происходят ЧР. Амплитуда ЧР, фиксируемая от одного и того же дефекта при слабой и сильной развязке, может различаться на порядок. В условиях слабой развязки скачок тока будет больше, чем при сильной развязке для одного и того же дефекта.

3. Форма ЧР служит важным индикатором состояния измерительной системы. Когда мы наблюдаем колебательный характер сигнала ЧР, это значит, что источник питания находится слишком близко к тестируемому объекту и сильно влияет на измеряемый сигнал.

Это основные выводы по статье, по которым, можно предложить новые методики измерений ЧР и локализовать место дефекта с точностью до паза в синхронной машине при её работе

Список использованных источников

1. Бобоев Ш.А. Особенности наблюдения частичных разрядов в работающих гидрогенераторах // Сборник трудов конференции: материалах XXVI Всероссийского аспирантско-магистерского научного семинара, посвящённого дню энергетика с 06.12.2022 по 07.12.2022. В 3 частях. Ч.1 / Казанский государственный энергетический университет. – Казань, 2022. – С. 9-12.
2. Моделирование процесса возникновения частичного разряда в компьютерной среде Multisim / Бобоев Ш.А., Кубарев А.Ю., Усачев А.Е. // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2023. № 9 – 10. – С. 25–30.
3. Рассовский В.Л. Диагностика изоляции обмоток турбо и гидрогенераторов на основе измерений и обработки частичных разрядов / В.Л. Рассовский, В.А. Титко, В.Л. Шматков // Гидроэнергетика Украины. – Харьков, 2011. – С. 25–29.
4. ГОСТ IEC/TS 60034-27-2 – 2015. Машины электрические вращающиеся. Измерения частичного разряда на изоляции статорной обмотки включенных в сеть вращающихся электрических машин: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 мая 2016 г. №42-ст: введен впервые: подготовлен УВПО НИУ МЭИ и ВНИИНМАШ. – М.: Стандартинформ, 2016. – VII, 11 с.

**СПЕЦИАЛЬНАЯ РАБОЧАЯ СЕССИЯ
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

УДК 627.81

**ВЛИЯНИЕ НАЛИЧИЯ ФАКТИЧЕСКИХ
ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ,
ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ДАННЫХ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ
ПОКАЗАТЕЛИ ГЭС**

Д.С. Сычев¹

¹ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

Аннотация. Целью доклада является описание существующих методов учета статей водного баланса водохранилищ и их влияние на энергетические показатели работы гидроэлектростанции.

Все расчеты проводились по фактическим данным наблюдений, полученных от Федерального агентства водных ресурсов, региональных УГМС, данных из открытых источников.

Ключевые слова: гидрометеорологические данные, гидрологические данные, водохозяйственные расчеты, гидроэлектростанция

**IMPACT OF ACTUAL HYDROMETEOROLOGICAL, HYDROLOGICAL
AND WATER MANAGEMENT DATA ON HYDROPOWER PLANT
PERFORMANCE**

D.S. Sychev¹

¹Moscow Power Engineering Institute

Annotation. The purpose of the article is to describe the existing methods of accounting for articles of the water balance of reservoirs and their impact on the energy performance of a hydroelectric power plant. All carried out calculations based on actual observation data obtained from the Federal Agency for Water Resources regional departments of the hydrometeorological service and data from open sources.

Keywords: hydrometeorological data, hydrological data, water management calculations, hydroelectric power station.

Введение

Развитие электроэнергетики в настоящее время сопровождается повышенными требованиями к оптимизации и планированию режимов работы генерирующих объектов, включая гидроэлектростанции (ГЭС). В условиях функционирования оптового рынка электроэнергии возрастаёт необходимость точного прогноза выработки ГЭС и эффективного управления водными ресурсами. Одним из критически важных факторов является качество фактических гидрометеорологических, гидрологических и водохозяйственных данных, используемых при расчётах режимов работы ГЭС.

Целью данной работы является анализ влияния различных компонентов водного баланса, определяемых по фактическим данным наблюдений, на энергетические показатели работы ГЭС. Рассматриваются современные подходы к учету притока, осадков, испарения, заборов воды и других статей баланса, а также их влияния на напор и выработку электроэнергии. На основе обзора последних исследований и данных, актуализированы рекомендации по совершенствованию учёта водно-балансовых характеристик в моделях планирования режимов ГЭС.

Гидрологические данные и приток в водохранилище

Измерения притока и стока. Объем поступающей воды – основной фактор, определяющий потенциальную выработку ГЭС. В идеальном случае измерения расхода воды на гидрологическом посту выше водохранилища и на самой ГЭС (через турбины и водосбросы) должны совпадать. Однако на практике между данными постов Росгидромета и измерениями на ГЭС наблюдаются расхождения порядка 5–25% в среднем за сутки как в меженный, так и в половодный периоды. Государственный мониторинг водных объектов отмечает следующие причины таких расхождений – недостаточная плотность и надежность сети наблюдений, отсутствие единой системы сбора и обработки данных, а также сложность учета всех притоков по пути следования воды. Это приводит к неопределенности при расчете водного баланса водохранилища и, как следствие, планируемой выработки. Для повышения точности оценок притока необходима модернизация гидрометрической сети и методов измерения. В последние годы внедряются автоматические датчики уровня и расхода, дистанционные методы наблюдений, однако их покрытие остаётся ограниченным. Расширение сети автоматических гидропостов и интеграция разрозненных баз данных в единую систему позволят снизить неопределенность исходных гидрологических данных.

Боковой приток. Существенную проблему представляет оценка так называемого бокового притока – поступления воды в водохранилище за счёт притоков малых рек, грунтовых вод и локальных стоков с водосбора. В настоящее время величина бокового притока обычно определяется по данным региональных управлений гидрометеослужбы (УГМС) и включается в баланс в виде отдельной статьи. Однако из-за малого числа гидропостов на притоках

эти оценки содержат значительную неопределенность. Нередко боковой приток рассчитывают как разность общего притока в водохранилище и расхода через ГЭС с учетом изменения уровня, что фактически представляет невязку баланса, распределяемую на неучтенные источники.

Современные научные подходы предлагают использовать моделирование и оптимизационные методы для оценки бокового притока. Например, в работе китайских исследователей предложен метод сопряжённых уравнений, позволяющий оптимально оценивать неконтролируемый приток путем минимизации расхождений между наблюдаемыми и моделируемыми уровнями воды [1]. Этот подход, по сути, подбирает такой боковой приток, который обеспечивает наилучшее совпадение рассчитанных уровней водохранилища с фактическими данными. Подобные методы оптимизации и асимиляции данных представляют большой интерес, и их адаптация к условиям российских ГЭС могла бы существенно улучшить качество водно-энергетических расчетов.

Метеорологические данные: осадки и испарение

Атмосферные осадки. Выпадающие на поверхность водохранилища осадки (дождь, снег) непосредственно увеличивают объем воды в нём. Однако традиционно при оперативном планировании режимов ГЭС этой составляющей водного баланса пренебрегали, считая её эффект незначительным в сравнении с речным притоком. Современные исследования свидетельствуют, что на крупных водохранилищах вклад осадков может достигать нескольких процентов годового стока. Например, среднемноголетняя сумма осадков на поверхность Волгоградского водохранилища составляет ~361 мм/год. Пренебрежение осадками при расчетах водно-энергетического режима способно привести к недоиспользованию ресурса воды и снижению выработки ГЭС. В современных иностранных моделях управления водохранилищами осадки учитываются явно, как приток [2]. Таким образом, интеграция данных о локальных осадках в повседневное планирование позволит точнее прогнозировать уровни и объемы, особенно для каскадов водохранилищ.

Испарение с зеркала водохранилища. Потери воды на испарение из акватории водохранилища нередко сопоставимы с притоком осадков. Испарение зависит от климатических условий – солнечной радиации, температуры воздуха и воды, влажности и скорости ветра. Для оценки испарения на многих водных объектах России отсутствуют прямые измерения (плавучие испарители установлены лишь на немногих водохранилищах). Поэтому применяют расчётные эмпирические формулы. В практике гидроэнергетики используется, например, формула Зайкова для суточного испарения, учитывающая разность упругости водяного пара над водой и в воздухе, а также скорость ветра.

$$W_{\text{исп}} = 0,14 \cdot (e_0 - e_{200}) \cdot (1 + 0,72 \cdot w_{200}) \quad (1)$$

где, e_0 – значение максимальной упругости водяного пара, определенное по температуре поверхности воды в водоеме, мб;

e_{200} – влажность воздуха над водоемом на высоте 200 см, мб;

w_{200} – среднее значение скорости ветра над водоемом на высоте 200 см, м/с.

По расчетам, среднегодовой объем испарения с зеркала того же Волгоградского водохранилища достигает ~917 мм/год, что почти в 2,5 раза превышает приток от осадков. Таким образом, чистая потеря воды за счет испарения в нижнем Поволжье составляет порядка 556 мм/год (917 – 361 мм). Это эквивалентно снижению поступления воды примерно на 1,7 км³ ежегодно для данного водохранилища, что существенно для водного баланса.

С ростом температур воздуха проблема испарения становится все более актуальной. Потепление климата приводит к увеличению испаряемости водных поверхностей: по оценкам, повышение температуры на 1–3°C может увеличить потери на испарение на 5–15% [3]. В региональном исследовании для Иле-Балхашского бассейна (Казахстан) показано, что за последние 20 лет на равнинных станциях испарение возросло на 1–10%, что связывается с ростом температуры воздуха. Одновременно в горных районах, напротив, отмечено некоторое уменьшение испарения вследствие снижения скорости ветра и увеличения влажности. Эти факты указывают на необходимость ежегодного учета испарения в балансе, особенно в южных засушливых регионах.

В условиях изменения климата воздействие испарения на энергетические показатели ГЭС может стать значительным. Уменьшение среднего многолетнего уровня воды из-за повышенного испарения снижает напор на турбинах. Как отмечается в недавнем климатическом отчете Министерства энергетики США, рост температуры воздуха на 1–6°F приводит к возрастанию испарения из водохранилищ, что напрямую уменьшает доступный напор и способность генерации гидроэнергии [4]. Таким образом, учет долгосрочных тенденций испарения важен при планировании развития гидроэнергетики и адаптации режимов ГЭС к изменяющемуся климату.

Метеорологическая наблюдательная сеть. Для точного расчета баланса необходимы достоверные данные об осадках и метеоусловиях по акватории водохранилища. В идеале нужны несколько метеостанций вокруг каждого крупного водоема, однако существующая сеть метеопостов зачастую не покрывает равномерно водосбор. В открытых источниках приводятся данные об освещенности водохранилищ Волжско-Камского каскада метеостанциями [5]. В рамках недавнего исследования по каскаду было собрано 57 действующих метеостанций Росгидромета в районе водохранилищ [6]. За период 2010–2022 гг. были запрошены суточные ряды данных по

осадкам, температуре, влажности и др. Однако выяснилось, что даже по этим станциям имеются пропуски сведений за отдельные периоды и по отдельным параметрам. Кроме того, часть станций пришлось исключить из анализа из-за неполных наблюдений, и в расчетах использовались данные лишь 45 станций. Это свидетельствует о том, что даже на относительно густонаселенной и освоенной территории обеспеченность данными об осадках и испарении оставляет желать лучшего.

Для устранения этих пробелов необходимы модернизация и расширение сети гидрометеорологических наблюдений. Установка дополнительных автоматических метеостанций вокруг крупных водохранилищ и применение спутниковых технологий для оценки осадков способны улучшить ситуацию. Например, данные дистанционного зондирования (метеоспутников) могут помочь в оценке распределения осадков над водосбором, а комбинация наземных и спутниковых данных – в расчете испарения. Внедрение этих мер позволит получать более полные и точные метеорологические входные данные для моделей режимов ГЭС.

Водохозяйственные факторы (заборы воды и сбросы). Помимо природных факторов, на водный баланс водохранилища влияют антропогенные – заборы воды на ирригацию, водоснабжение, промышленность, а также возвратные воды и попуски. Эти компоненты вносят дополнительные сложности при планировании работы ГЭС, так как уменьшают объем воды, доступный для выработки энергии. Потери на **безвозвратное водопотребление** (ирригационные и коммунальные заборы) следует учитывать, как отдельную статью расхода воды. На сегодняшний день оценить их можно на основе данных Федерального агентства водных ресурсов, аккумулирующего сведения из форм государственной отчетности водопользователей (форма 2-ТП водхоз). Однако эта информация часто имеет значительную задержку во времени и доступна лишь в обобщенном виде.

Для оперативного планирования режимов ГЭС важно иметь актуальные данные о текущих отборах воды из водохранилища. Например, в засушливый период массовый полив сельскохозяйственных угодий может существенно снизить уровни в водохранилище, что должно учитываться при расчете маневренности и гарантированной мощности станции. Рекомендуется организовывать обмен данными между водохозяйственными организациями и диспетчерами ГЭС в реальном времени, чтобы объемы производимых заборов (и обратных сбросов, если имеются) сразу попадали в водный баланс модели. В перспективе внедрение автоматизированных систем мониторинга водопотребления на крупных каналах и водозаборах позволило бы учитывать эти потери с высокой степенью оперативности и точности.

Еще один водохозяйственный аспект – согласование работы ГЭС с требованиями по экологическим попускам ниже плотины. Выпуски воды на санитарные потребности реки и экосистем – это часть баланса, которая

не участвует в выработке электроэнергии, но жестко регламентирована. При планировании графика работы станции необходимо заранее резервировать объем воды на такие попуски. Таким образом, полное водохозяйственное описание баланса включает: приток (основной + боковой), атмосферные осадки, испарение, заборы на водопользование, обязательные попуски, а также изменение запасённого объема (подъем или снижение уровня водохранилища). Только комплексный учёт всех этих статей обеспечивает минимальную невязку баланса и повышает надежность прогнозирования выработки.

Невязка водного баланса и её влияние

При расчетах водного баланса водохранилища всегда присутствует так называемая **невязка** – разность между суммарным приходом и расходом воды, которая не объясняется учтенными статьями. Невязка интегрирует все ошибки и неопределенности: погрешности измерения стока, не промеренный боковой приток, неточные данные об осадках/испарении, незарегистрированные заборы или фильтрационные потери. В настоящее время при планировании режимов работы ГЭС учет невязки обычно производится на основании данных о фактической величине невязки за предшествующие годы. Проще говоря, диспетчеры смотрят на историческую разницу между расчетным и фактическим объемом воды за год или сезон и вводят поправку на будущий период, ожидая схожий процент невязки. Однако в условиях изменчивости климата и водопользования такой подход не гарантирует точности – величина невязки может меняться от года к году.

Анализ показывает, что **невязка баланса в половодье** может достигать 5% от годового стока. На Волжско-Камском каскаде величина невязки за многоводный год достигает ~ 10 км³. Это колоссальный объем: для сравнения, пропуск 10 км³ воды через каскад нижневолжских ГЭС способен дополнительно выработать около 1300 млн кВт·ч электроэнергии. Конечно, полностью устраниТЬ невязку невозможно, но снижение её величины – важный резерв повышения генерации. Если даже половина этих “потерь” воды будет выявлена и использована (например, за счет лучшего учета осадков или притоков), энергетический эффект измеряется сотнями миллионов кВт·ч.

С другой стороны, часть невязки может быть мнимой – например, связанной с методикой расчетов. Если, скажем, систематически завышены нормы испарения или не учтены подпорные эффекты, то баланс будет давать постоянный отрицательный остаток, который ошибочно списывается на «неучтенный приток». Поэтому важно стараться физически объяснить невязку, разложив ее по компонентам. В рамках научно-исследовательских работ по Волге было рекомендовано проводить **сезонный анализ невязки**: отдельно на этапе наполнения (половодье) и с работки (межень) водохранилища. Это позволяет выявить, в какой фазе и какая составляющая недоучтена – например, если в половодье постоянный избыток воды, вероятно недоучтен приток с поймы или осадки, а если в межень не хватает воды – возможно, завышены

потери на испарение или фильтрацию. Применение методов оптимизации (упомянутый метод сопряженных уравнений, байесовские подходы ассилияции данных) может также использоваться для минимизации невязки. Идея состоит в том, чтобы автоматизировано скорректировать слабо известные составляющие (например, распределение бокового притока или коэффициенты испарения) так, чтобы добиться баланса между уровнем, притоком и расходом. В зарубежной практике такой подход рассматривается как часть систем поддержки принятия решений для комплексного управления водохранилищами [1].

Таким образом, уменьшение невязки водного баланса – это скрытый резерв повышения эффективности использования водных ресурсов. При прочих равных, чем точнее учитываются все статьи притока и расхода, тем больше воды может быть направлено на выработку электроэнергии и тем меньше неожиданных дефицитов или излишков возникнет в системе. Это особенно актуально в многокаскадных системах, где ошибки балансирования на верхних ГЭС каскада могут «снежным комом» нарастать к нижним.

Выводы

Достоверность исходных гидрометеорологических и водохозяйственных данных существенно влияет на результаты планирования и оптимизации режимов ГЭС. Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

1. **Необходимость расширения сети наблюдений.** Существующая сеть гидрологических постов и метеостанций недостаточна для полного контроля притока, осадков и испарения на водосборах ГЭС. Требуется увеличение числа автоматизированных постов и интеграция разрозненных данных в единую систему мониторинга в реальном времени. Это снизит неопределенность измерений и расхождения между данными различных служб.

2. **Учет всех компонентов водного баланса.** При расчете водно-энергетических режимов ГЭС необходимо отдельно учитывать основные составляющие: речной приток, боковой приток, атмосферные осадки, испарение с поверхности, безвозвратные водозaborы и обязательные попуски. Пренебрежение даже одной из статей (например, осадками) может привести к заметному снижению точности модели и потере потенциальной выработки.

3. **Совершенствование методов оценки бокового притока.** Точность расчета притока в водохранилище может быть повышена за счет внедрения современных методов моделирования, позволяющих оценивать неконтролируемый приток. Разработка и адаптация методик, подобных сопряженным уравнениям или иных оптимизационных алгоритмов, актуальна для условий России, особенно для малых притоков, не охваченных наблюдениями.

4. **Актуализация характеристик бьефов.** Для крупных водохранилищ, эксплуатируемых много десятилетий, необходимо регулярно

уточнять кривые связи «уровень – площадь – объем» верхнего бьефа и зависимости уровня нижнего бьефа от расхода. Устаревшие характеристики приводят к систематической невязке баланса и ошибкам в оценке напора.

5. **Снижение невязки водного баланса.** Регулярный анализ невязки и ее компонентов должен стать частью планирования. Использование данных прошлых лет оправдано, но важно оперативно вносить корректизы, если наблюдаются новые тенденции (изменения климата, режимов водопользования). Снижение доли невязки с 5% до, скажем, 2–3% от годового стока за счет лучших данных и методов будет означать более полное использование водного ресурса – эквивалентное приросту генерации без строительства новых мощностей.

В заключение следует отметить, что надежное энергетическое планирование на ГЭС немыслимо без тесной интеграции гидроэнергетики и гидрологии. Актуальные научные исследования, подтверждают значимость детального учета всех факторов водного баланса. Применение современных технологий сбора данных и математических моделей позволит решить новые задачи, стоящие перед гидроэнергетикой XXI века – обеспечить максимальную генерацию при рациональном использовании и сохранении водных ресурсов.

Список использованных источников

1. Zhou W., Yang Z., et al. Estimation of reservoir inflow with significant lateral inflow by using the adjoint equation method // Journal of Hydrology – 2019 – Vol. 574. – P. 360–372. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2019.04.074.
2. Laure Baratgin, Jan Polcher et al. Modeling hydropower operations at the scale of a power grid: a demand-based approach // Hydrol. Earth Syst. Sci., 28, 5479–5509 DOI: <https://doi.org/10.5194/hess-28-5479-2024>.
3. Монкаева Г. Влияние современного изменения климата на испарение с водной поверхности в Иле-Балкашском бассейне // География и водные ресурсы – 2024 - №3.
4. The Effects of Climate Change on Federal Hydropower Third 9505 Assessment // Доклад министерства энергетики США URL: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-01/wpto-third-9505-assessment.pdf> (дата обращения: 20.04.2025).
5. Действующие метеорологические станции сети Росгидромета URL: http://esimo.ru/dataview/viewresource?resourceId=RU_RIHMI-WDC_2667 (дата обращения: 18.05.2023).
6. Обзор состояния системы гидрологических наблюдений, обработки данных и подготовки информационной продукции в 2021 году: Справочное издание /Санкт-Петербург, Росгидромет, 2022. // <http://www.hydrology.ru/ru/content/obzor-sostoyaniya-sistemy-gidrologicheskikh-nablyudeniy-obrabortki-dannyyh-i-podgotovki-6>. (дата обращения: 18.05.2023).

АНАЛИЗ НЕОДНОРОДНОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЛОПАСТЕЙ КОЛЕС ГЭС С ДЕФЕКТАМИ ПО ЧИСЛАМ ТВЕРДОСТИ

Е.В. Анискович¹

¹Федеральный исследовательский центр информационных
и вычислительных технологий (Красноярский филиал)

Аннотация. Анализ неоднородности характеристик механических свойств колес гидроэлектростанций, при наличии дефектов по результатам измерений чисел твердости. Показаны основные характеристики рабочих колес, выявленные дефекты, измеренные числа твердости, полученные с помощью динамического переносного твердомера методом измерения твердости по Бринеллю на четырех лопастях с ненапорной стороны в зонах наличия кавитационных повреждений. По их значениям определены коэффициенты неоднородности и построены графики статистических распределений значений характеристик механических свойств.

Ключевые слова: рабочие колеса гидроагрегатов, характеристики механических свойств и трещиностойкости, кавитационные повреждения, измерения твердости по Бринеллю, коэффициенты неоднородности.

ASSESSMENT OF HETEROGENEITY CHARACTERISTICS OF MECHANICAL PROPERTIES OF TURBINE RUNNERS WITH DEFECTS BASED ON HARDNESS MEASUREMENT

Е.В. Aniskovich¹

¹Federal research center for Information and Computational Technologies
(Krasnoyarsk Branch)

Annotation. Analysis of heterogeneity of mechanical properties of turbine runners, in the presence of defects based on the results of hardness number measurements. The main characteristics of impellers, detected defects, and measured hardness numbers obtained with the help of a dynamic portable hardness tester by measuring the Brinell hardness on four blades from the non-pressure side in areas with cavitation damage are shown. Based on their values, heterogeneity coefficients

are determined and graphs of statistical distributions of mechanical property characteristics are constructed.

Keywords: *turbine runners, characteristics of mechanical properties and crack resistance, cavitation damage, Brinell hardness measurements, statistical analysis, heterogeneity coefficients, residual life of turbine runners.*

Лопасти колес гидроагрегатов являются сильно нагруженными элементами, соответственно, сильно подверженными эксплуатационным и усталостным дефектам и повреждениям [1-2]. Основными механизмами, приводящими к возникновению дефектов, является кавитация, эрозия, коррозия, трещинообразование, а также усталость металла при циклических нагрузках [2-4]. Кроме этого, в результате длительной эксплуатации в металле выявлена неоднородность механических свойств, которая может приводить зонам концентрации напряжений и росту трещин из этих зон, что снижает прочность и остаточный ресурс лопастей колес [5-7].

Основные параметры колес:

- вес рабочего колеса	-	240 тс;
- число лопастей	-	12 шт.;
- основной металл	-	20ГСЛ;
- металл наплавки	-	30Х10Г10 или Х18Н9Т;
- диаметр верхнего обода	-	6,82 м;
- толщина верхнего обода	-	0,26 м;
- диаметр нижнего обода	-	8,65 м;
- толщина нижнего обода	-	0,20 м;

Характеристики механических свойств основного металла:

- экспериментальный предел текучести σ_T : 322,7 МПа;
- нормативный предел текучести σ_{Th} : 275 МПа по ТУ 108-06-104-83;
- экспериментальный предел прочности σ_B : 559,2 МПа;
- нормативный предел прочности σ_{Bh} : 490 МПа по ТУ 108-06-104-83;
- экспериментальное значение удлинения после разрыва δ : 21,6%;
- нормативное значение удлинения после разрыва δ : $\delta_h \Rightarrow 18\%$ по ТУ 108-06-104-83.

- измеренные числа твердости по Бринеллю (измерения на ненапорной стороне РК (лопасти №2, №4, №5, №6)): 97-136 НВ;
- нормативное значение твердости по Бринеллю: 124-151 НВ по ТУ 108-06-104-83.

По результатам обследования лопастей колес были выявлены множественные зоны кавитационных повреждений, обусловленные нестационарностью потока жидкости и гидравлических ударов [1]. Зоны кавитационных повреждений, как правило, возникают в зонах максимального давления жидкости на поверхность РК.

Однако в исследуемом случае, кавитационные повреждения возникли на ненапорной стороне лопастей (см. рисунок 1), в зонах не максимального давления. Это может быть обусловлено особенностью движения локальных потоков жидкости, уменьшением поверхностной прочности металла РК, в том числе наличием структурной неоднородности механических свойств поверхностного слоя ненапорной стороны лопастей колес [6].

Структурная неоднородность механических свойств в окрестности выявленных дефектов была оценена измерением чисел твердости по Бринеллю (НВ) металла [8-9]. Используя измеренные значения чисел твердости в окрестностях дефектов, по известным соотношениям [10-11] проведен расчет значений предела текучести и временного сопротивления:

$$\sigma_{02} = 0,2 \cdot HB; \quad \sigma_B = 0,33 \cdot HB. \quad (1)$$

Коэффициенты неоднородности по рассеянию значений чисел твердости по Бринеллю определялись по формуле, принятой по аналогии с формулой в [5], где использовались значения микротвердости

$$K_{H\mu} = \frac{\bar{H}_B}{H_{Bi}}, \quad (2)$$

где H_{Bi} , \bar{H}_B – минимальное и среднее значение пределов текучести и прочности (соответствующее математическому ожиданию), полученных из значений твердости по Бринеллю НВ.

Используя нормативные и измеренные числа твердости по Бринеллю металла лопастей колес в окрестности дефектов были определены коэффициенты неоднородности механических свойств [6] (по формуле 2). По результатам расчета были построены графики статистического распределения коэффициентов неоднородности механических свойств в окрестности дефектов (см. рисунок 2). Полученные коэффициенты неоднородности, находятся в диапазоне от 0,65 до 0,99, при этом наибольшее их количество находится в диапазонах от 0,96 до 0,99.

Результаты проведенных исследований показали, что характеристики механических свойств в зонах выявленных дефектов (на ненапорной стороне) снижаются на 11-25% по сравнению с нормативными значениями.

Проведенный расчет остаточного ресурса поврежденных лопастей с учетом механических характеристик, сниженных на величины неоднородности, подтвердил влияние структурной неоднородности на ресурсные характеристики металла, снижая общую долговечность лопастей колес.

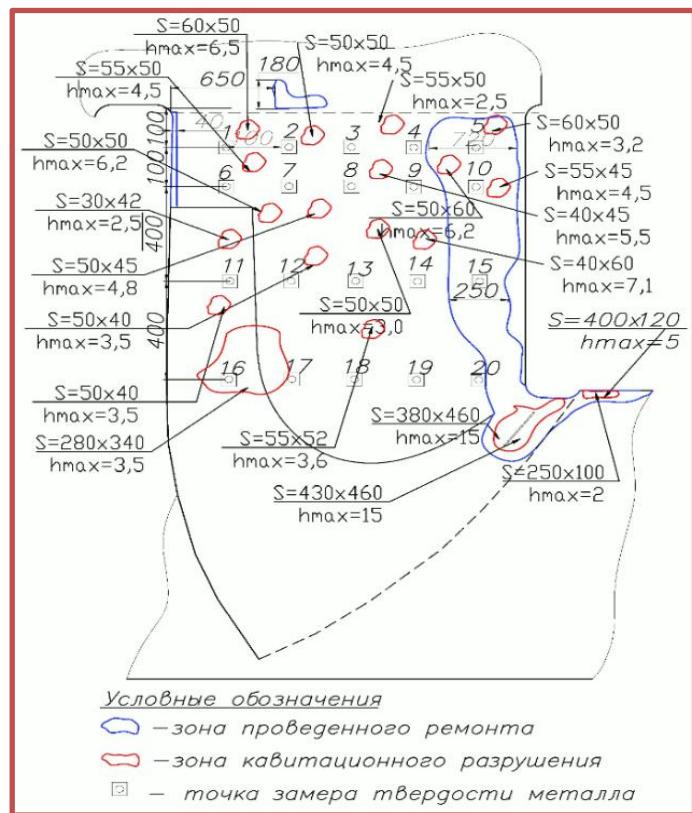


Рисунок 1. Схема наиболее поврежденной лопасти №2 с ненапорной стороны, с указанием зон повреждений и точек измерений твердости HB

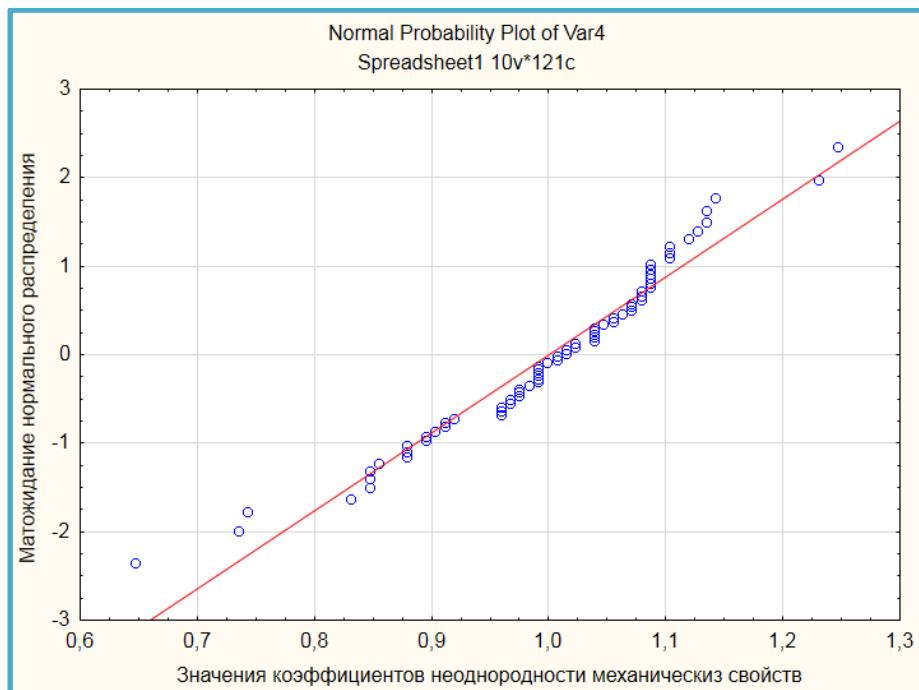


Рисунок 2. Статистическое распределение коэффициентов неоднородности механических свойств в зонах наличия дефектов на ненапорной стороне лопастей колес

Список использованных источников

1. Анискович Е.В., Москвичев В.В., Черняев А.П. Анализ результатов диагностирования рабочих колес гидротурбин Красноярской ГЭС при длительных сроках эксплуатации // Гидротехническое строительство. – 2019. № 10. – С. 19-27.
2. Брызгалов В.И., Клюкач А.А. Состояние рабочих колес гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС и основные направления по поддержанию их работоспособности // Гидротехническое строительство. – 2000. № 1. – С. 26–29.
3. Габайдулин Д.Ю., Гречнева М.В. Возможности восстановления лопастей гидротурбин, поврежденных кавитацией // Вестник ИрГТУ. – 2012. № 12. – С. 40–43
4. Сивков В.Г. Проблемы трещинообразования в лопастях рабочих колес гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. – 2003. № 11. – С. 51–52.
5. Романов А.Н. Проблемы материаловедения в механике деформирования и разрушения на стадии образования трещин (часть 2) структурная и деформационная неоднородность конструкционных материалов и рассредоточенное трещинообразование // Вестник научно-технического развития № 1(77), – 2014. – С. 37–54.
6. Анискович Е.В. Комплексный подход к оценке неоднородности механических свойств в металле элементов нагруженных конструкций. VIII Всероссийская конференция с международным участием «Безопасность и мониторинг природных и техногенных систем». Новосибирск: ФИЦ ИВТ. – 2023. – С. 102–108.
7. Соколкин Ю.В., Ташкинов А.А. Механика деформирования и разрушения структурно-неоднородных тел. – М.: Наука. – 1984. – 116 с.
8. ГОСТ 22761-77. Группа В09. Межгосударственный стандарт металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия Metals and alloys. Method of measuring Brinell hardness by static action portable hardness meters МКС 77.040.10. Дата введения 1979-01-01. Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 31 октября 1977 г. № 2554, дата введения установлена 01.01.79.
9. ГОСТ 9012-59. Межгосударственный стандарт (ИСО 410-82, ИСО 6506-81) Металлы. Метод измерения твердости по Бринеллю. Дата введения 1960-01-01. Разработан и внесен Министерством черной металлургии СССР.
10. Марковец М.П. Определение механических свойств металлов по твердости. – М.: Машиностроение, 1979. – 191 с.: ил.
11. Барышев Е.Е. Механические свойства материалов. Учебное электронное текстовое издание. Подготовлено кафедрой «Безопасность

жизнедеятельности». Научный редактор: д-р техн. наук В. С. Цепелев. Издательство ГОУ-ВПО УГТУ-УПи. Екатеринбург. – 2008.

УДК 550.34.016

ВОЗМОЖНОСТЬ ДИСТАНЦИОННОГО ИЗУЧЕНИЯ ФИЗИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛОТИНЫ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС

И.В. Коковкин¹, В.С. Селезнев¹, Е.Э. Пархоменко¹, Д.А. Уколов¹

¹*Сейсмологический филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук»*

Аннотация. Гидротехнические сооружения, такие как плотина Саяно-Шушенской ГЭС, обладают частотами собственных колебаний, которые отражают их структурные особенности. Исследование вариаций параметров этих частот могут позволить выявлять изменения, происходящие в конструкции, включая развитие трещин. В работе анализируется зависимость частотных собственных колебаний плотины от уровня наполнения водохранилища в период с 2022 по 2024 год. Установлено, что при высоких уровнях наполнения наблюдаются аномальные изменения собственных частот, что может указывать на раскрытие трещины в теле плотины. Полученные результаты демонстрируют потенциал сейсмологических методов для дистанционной диагностики структурных нарушений гидротехнических сооружений.

Ключевые слова: сейсмический мониторинг, частоты собственных колебаний, Саяно-Шушенская ГЭС, трещина, моды колебаний.

POSSIBILITY OF REMOTE STUDY OF THE PHYSICAL CONDITION OF THE SAYANO-SHUSHENSKAYA HPP DAM

I.V. Kokovkin¹, V.S. Seleznev¹, E.E. Parkhomenko¹, D.A. Ukolov¹

¹*Seismological Branch of the Geophysical Survey of Russian Academy of Sciences*

Annotation. Hydraulic structures, such as the Sayano-Shushenskaya HPP dam, have natural frequencies that reflect their structural characteristics. The study of variations in the parameters of these frequencies can allow the detection of changes in the structure, including the generation of cracks. The paper analyses the dependence of the frequency of the natural vibrations of the dam on the level of the

water in the reservoir for the period 2022-2024. It is found that at high fill levels, anomalous changes in the natural frequencies are observed, which may indicate crack opening in the dam body. The results obtained demonstrate the potential of seismological methods for remote diagnosis of structural failures of hydraulic structures.

Keywords: seismic monitoring, natural frequencies, Sayano-Shushenskaya HPP, crack, modes of oscillations.

Диагностика гидротехнических сооружений, в частности, бетонных плотин, приобретает особую актуальность в условиях старения конструкционных материалов и наблюдаемых климатических изменений. Несмотря на высокие эксплуатационные характеристики бетона, включающие значительную прочность на сжатие, низкую водопроницаемость и расчетную долговечность, реальные условия эксплуатации приводят к постепенной деградации материала. Основными деструктивными факторами выступают технологические нарушения при строительстве, агрессивное воздействие окружающей среды, а также предельные эксплуатационные нагрузки. Образование структурных дефектов, в первую очередь трещин различной морфологии, представляет собой сложный многофакторный процесс, характеризующийся значительной неопределенностью [1, с. 7580]. Особую сложность для диагностики представляет идентификация скрытых дефектов. Задачей текущего исследования является создание простого и универсального метода выявления трещин в бетонных конструкциях, не требующего значительных трудозатрат и непосредственного доступа к обследуемому объекту.

В условиях ограниченного физического доступа к гидротехническим сооружениям особую актуальность приобретает метод дистанционного мониторинга, основанный на анализе динамических характеристик конструкций [2, с. 1]. Исследование частот собственных колебаний объекта, возбуждаемых естественными и техногенными факторами, дает возможность диагностировать его техническое состояние путем изучения изменений их значений во времени, где аномально резкое отклонение частоты будет являться индикатором нарушения целостности конструкции.

Для крупных объектов, таких как Саяно-Шушенская ГЭС, характерны низкочастотные собственные колебания, с высокой амплитудой, что позволяет им распространяться на расстояния в несколько километров. Сейсмические записи, полученные на некотором расстоянии от объекта исследования, проходят обработку [3, с. 1], в результате которой преобразуются в спектрограммы, где выделяются монохроматические колебания, которые в дальнейшем идентифицируются как собственные частоты колебания конструкции или ненужные помехи.

Для Саяно-Шушенской ГЭС, частоты собственных колебаний уже определялись методом стоячих волн при разных уровнях наполнения

водохранилища и были зарегистрированы сейсмостанцией «Черемушки», расположенной на удалении от самой гидростанции в 4.4 км [4, с. 34].

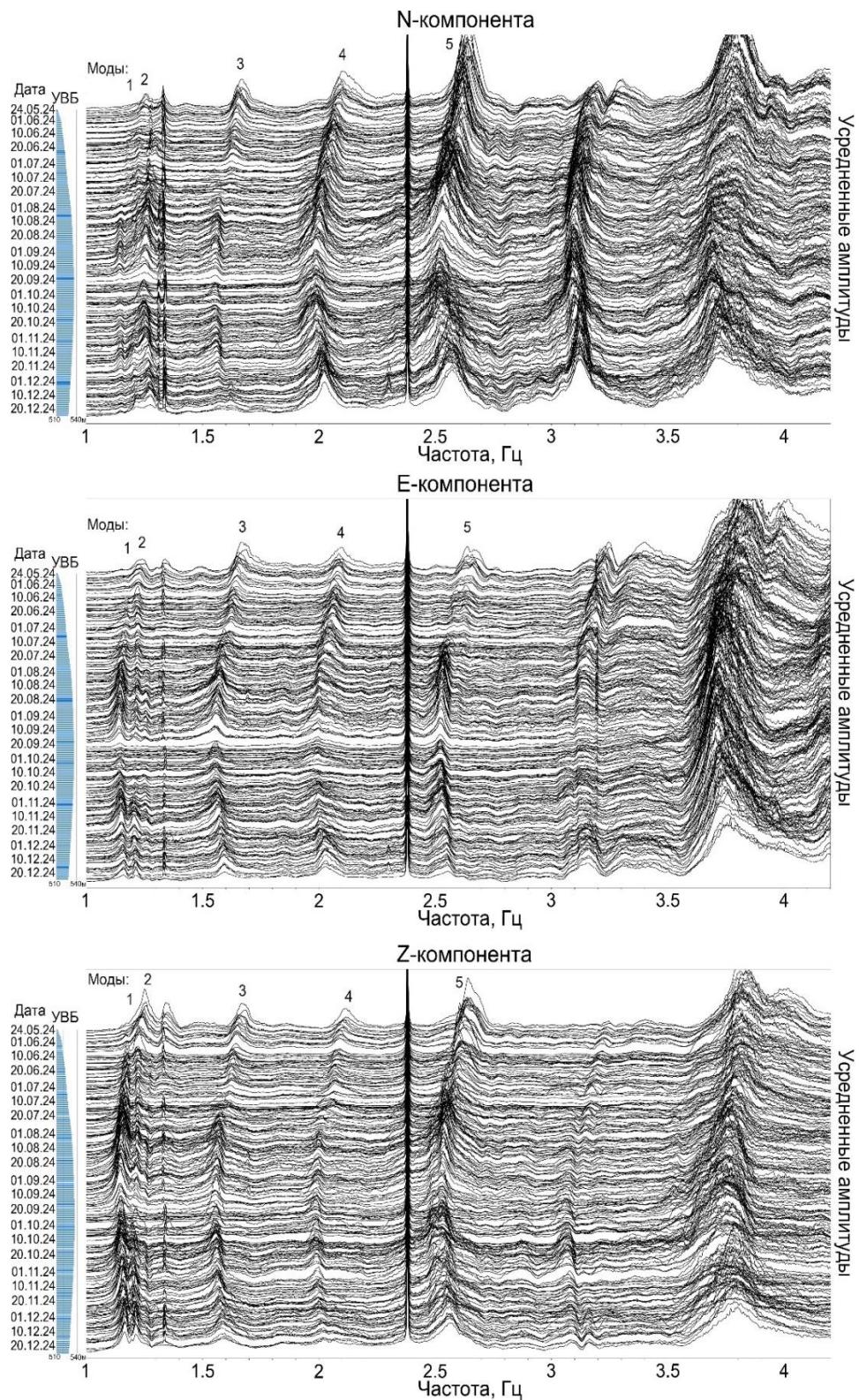
С целью отслеживания изменений частот собственных колебаний плотины СШ ГЭС, в 3 км от нее была установлена трехкомпонентная сейсмологическая станция «Филиал» (ориентация осей датчика: N-север, E-восток, Z-вертикаль). Сейсмостанция в непрерывном режиме осуществляет передачу микросейсмических записей по сети Интернет на сервер СЕФ ФИЦ ЕГС РАН.

В плотине Саяно-Шушенской ГЭС были выявлены две системы трещин, расположенных на контакте плотины с основанием и в бетоне напорной грани [5, с. 20]. Мы предполагаем, что при достижении верхних отметок водохранилища, происходит раскрытие трещины, вследствие воздействия значительного гидростатического напора, соответственно, при сработке водохранилища трещина закрывается. Экспериментальные данные показывают, что образование трещин в объекте приводит к уменьшению частот собственных колебаний [6, с. 015801].

Для идентификации трещин в теле плотины требуется сравнительный анализ частот собственных колебаний, зарегистрированных в течение нескольких циклов наполнения и сработки водохранилища. Однако интерпретация таких данных осложняется влиянием локальных неоднородностей материала, а также изменением динамических характеристик конструкции вследствие ремонтных работ. В связи с этим для достоверной интерпретации результатов необходима информация о проведенных ремонтных работах.

По данным, полученным со станции «Филиал», построены среднесуточные усредненные спектры колебаний по северной (N), восточной (E) и вертикальной (Z) компонентам в частотном диапазоне 1-4.2 Гц (рис. 1.). Выбор такого диапазона обусловлен возрастанием уровня шумов и помех на более высоких частотах, что делает их непригодными для анализа. Полученные графические представления были сопоставлены с изменением уровня воды в Саяно-Шушенском водохранилище (УВБ) для выявления возможных взаимосвязей.

Анализ обработанных материалов показывает выраженную обратную корреляцию между уровнем наполнения водохранилища и частотами собственных колебаний плотины, которая наблюдается на всех компонентах записи (N, E, Z). Данные частоты, соответствуют максимумам усредненных спектров микросейсмических записей, которые демонстрируют тенденцию к снижению при наполнении водохранилища и увеличению при его сработке. Такая закономерность может объясняться изменением массы объекта за счет присоединенной массы воды. На рисунке также четко идентифицируются стационарные монохроматические сигналы, включая помеху на частоте 1.3 Гц и оборотную частоту вращения турбогенератора ГЭС, составляющую 2.381 Гц.



Представленных данных пока недостаточно для детального анализа процессов, происходящих в структуре плотины. Однако, как говорилось ранее, в 4.4 км от Саяно-Шушенской ГЭС расположена сейсмостанция «Черемушки», которая осуществляет регистрацию сейсмических шумов достаточно длительное время, что позволяет использовать ее данные для дополнительного анализа. Для проверки идентичности параметров, регистрируемых обеими станциями, было проведено сравнение полученных частотных характеристик с использованием коэффициента корреляции Пирсона.

Полученное значение 0.99 свидетельствует о высокой степени совпадения данных, что дает возможность для их взаимозамены при возможных непредвиденных перебоях в записях. С учетом собранных данных были построены графики изменения частоты третьей моды колебаний плотины (частота порядка 1.6 Гц) в зависимости от уровня наполнения водохранилища и температуры воздуха за период 2022-2024 годы (рис. 2). Здесь и во всех последующих построениях использовалась восточная (E) компонента, как наиболее информативная.

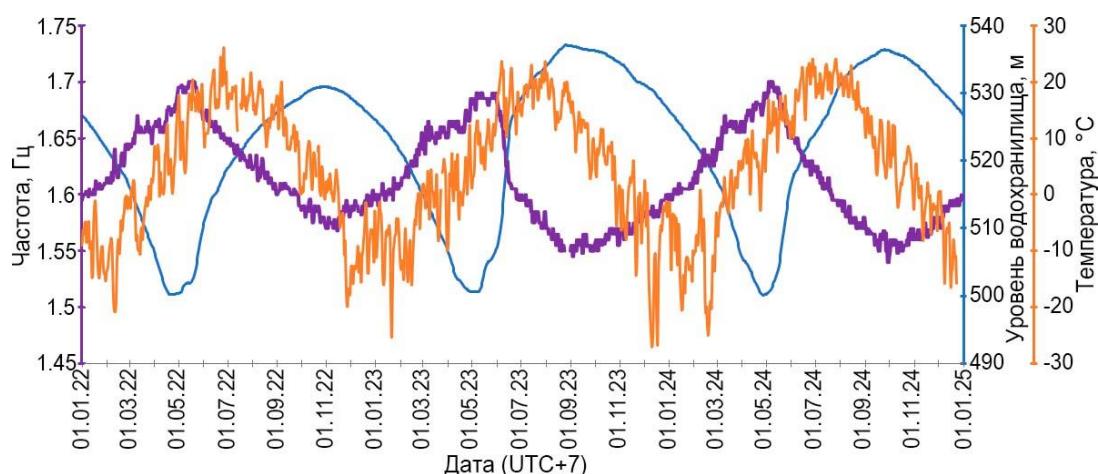


Рис. 2. Зависимость частот собственных колебаний плотины (на примере 3-й моды, Е-компонент, фиолетовый цвет) от уровня верхнего бьефа (УВБ) (синий цвет) и температуры (оранжевый цвет, крайне правая ось), по данным за 2022-2024 годы

Следует отметить, что температурные данные были получены с сайта rp5.ru, которые относятся к точке, расположенной примерно в 5.5 км от плотины, что может вносить определенную погрешность в результаты наблюдений.

На рис. 2 отчетливо видно, что в 2022 году уровень наполнения водохранилища был аномально низким, что привело к повышению частот собственных колебаний плотины в осенне-зимний период по сравнению с последующими годами. Это явление может быть связано с маловодностью реки, обусловленной недостаточным снежным покровом, либо с увеличенными сбросами воды в ходе ремонтных работ. Кроме того, прослеживается определенная корреляция между резкими перепадами

температуры воздуха и изменениями частот собственных колебаний плотины. Подобная зависимость частот собственных колебаний от температурных условий ранее наблюдалась нами и для зданий [7, с. 1041]. Необходимо учитывать, что как в зданиях, так и в плотинах предусмотрены температурно-усадочные швы, предназначенные для компенсации деформаций, вызванных температурными колебаниями и подвижками основания.

Анализ частоты собственных колебаний плотины от уровня наполнения водохранилища в зависимости от месяца года (рис. 3) выявил наличие гистерезисного эффекта. При одинаковых уровнях воды в периоды заполнения (май-сентябрь) и сработки (октябрь-апрель) водохранилища наблюдаются различные значения собственных частот. Это объясняется тем, что при опускании и подъёме уровня водохранилища промокание бетона плотины выше водной поверхности разные.

Особый интерес представляет аномальное поведение частот в осенний период при стабильном уровне водохранилища, когда наблюдаются отклонения на несколько сотых герца от ожидаемых значений. Наблюдаемые скачкообразные изменения частот собственных колебаний плотины СШ-ГЭС могут указывать на нарушение целостности структуры плотины. Полученные данные согласуются с предположением о возможном раскрытии трещины в теле сооружения, приводящем к изменению его динамических характеристик.

Совместный анализ графиков за 2022-2024 годы (рис. 3) с привлечением данных за 2005 год (рис. 4) позволяет выявить изменения, произошедшие за почти двадцатилетний период. Сравнение показывает произошедшее изменение частот собственных колебаний плотины, в сторону его увеличения, а также незначительное уменьшение максимального уровня наполнения верхнего бьефа.

Выводы

Гидротехнические сооружения являются источниками сейсмических волн, поэтому по записям с сейсморегистратора, расположенного на удалении от изучаемого объекта можно анализировать их динамические характеристики, такие как частоты собственных колебаний. В результате проведенного анализа динамических характеристик плотины Саяно-Шушенской ГЭС была показана зависимость частот собственных колебаний от уровня наполнения водохранилища, проявляющуюся в обратной корреляции их значений. Выявлен гистерезисный эффект в графике зависимости собственных частот плотины при одинаковых уровнях воды в периоды наполнения и сработки водохранилища, а также постепенное увеличение частот собственных колебаний со временем. Особый интерес представляют зафиксированные аномальные изменения частот в периоды стабильного уровня воды, которые могут указывать на развитие структурных нарушений. Результаты подтвердили эффективность дистанционного мониторинга. Полученные

данные подчеркивают важность регулярного контроля состояния гидротехнических сооружений.

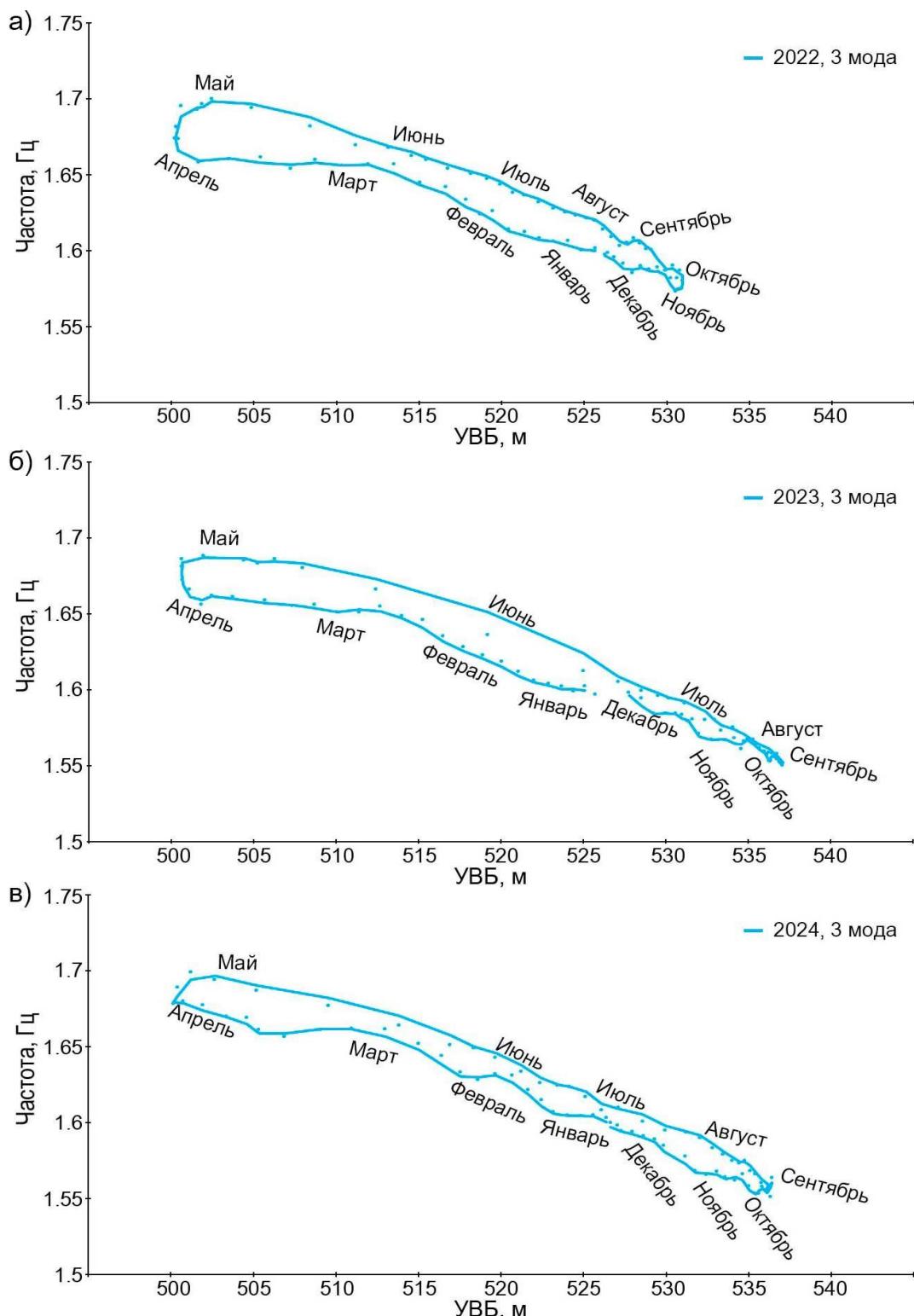


Рис. 3 – Зависимость частот собственных колебаний плотины (3-я мода, Е-компонент) от уровня верхнего бьефа (УВБ) и времени года, по данным за 2022 год (а), 2023 год (б), 2024 год (в). Точки - значения осредненные за сутки, кривые – их аппроксимация

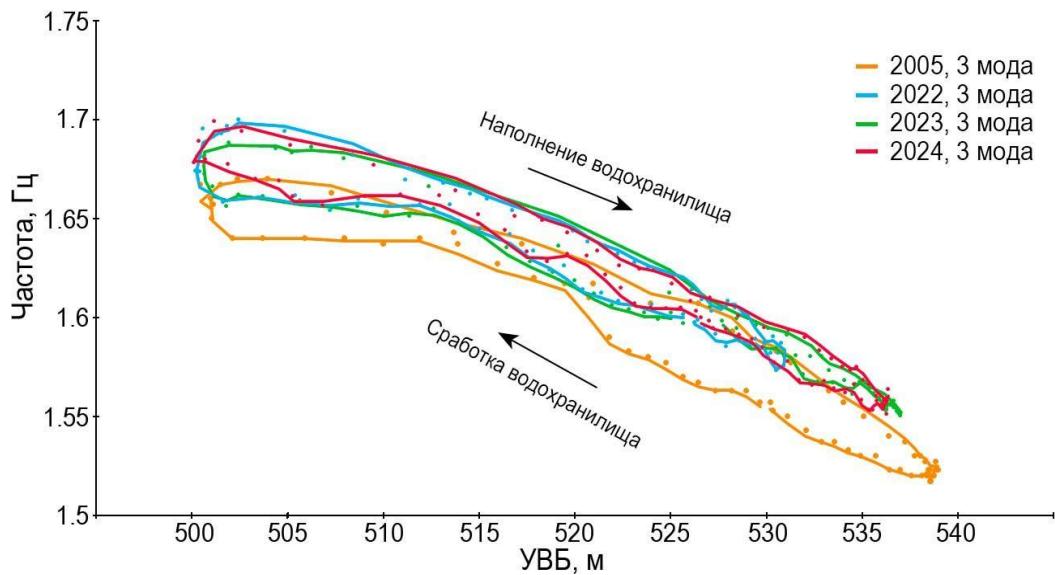


Рис. 4 – Зависимость частот собственных колебаний плотины (на примере 3-й моды, Е-компоненты) от уровня верхнего бьефа (УВБ), по данным за 2005, 2022-2024 годы.

Точками показаны значения осредненные за 5 суток, кривыми – их сглаженная аппроксимация

Работа выполнена за счет гранта Российского научного фонда № 24-27-00145, <https://rscf.ru/project/24-27-00145>, с использованием данных, полученных на уникальной научной установке «Сейсмоинфразвуковой комплекс мониторинга арктической криолитозоны и комплекс непрерывного сейсмического мониторинга Российской Федерации, сопредельных территорий и мира».

Список использованных источников

1. Conde, A. Cracks in Arch Dams: An Overview of Documented Instances / A. Conde, M. Á. Toledo, E. Salete // Applied Sciences. – 2024. – V. 14. – P. 7580. – URL: <https://doi.org/10.3390/app14177580> (дата обращения: 10.04.2025).
2. Селезнев, В.С. Способ непрерывного мониторинга физического состояния зданий и/или сооружений и устройство для его осуществления / В.С. Селезнев, А.В. Лисейкин, А.А. Брыксин // Патент на изобретение РФ №2461847. – 20.09.2012.
3. Селезнев, В.С. SpectrumSeism / В.С. Селезнев, А.В. Лисейкин, Д.Б. Севостьянов, А.А. Брыксин // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2021666241. – 11.10.2021. Заявка № 2021665611 от 11.10.2021.
4. Лисейкин, А.В. Определение частот собственных колебаний сооружений по малоамплитудным сейсмическим сигналам (на примере плотины Саяно-Шушенской ГЭС по данным мониторинга 2001-2021 гг.) / А.В. Лисейкин, В.С. Селезнев, А.Ф. Еманов, Д.В. Кречетов // Российский сейсмологический журнал. – 2023. Т. 5, № 2. – С. 32–50.

5. Тетельмин, В.В. Плотина Саяно-Шушенской ГЭС: состояние, процессы, прогноз. – М.: Либроком, 2011. – 240 с.

6. Hsu, T.Y. Continuous structural health monitoring of the Sayano-Shushenskaya dam using off-site seismic station data accounting for environmental effects / T.Y. Hsu, A. Valentino, A.V. Liseikin, D.V. Krechetov, V.S. Seleznev, C.C. Chen, R.Z. Wang, T.K. Lin, K.C. Chang // Measurement Science and Technology. – 2020. – V. 31, № 1. – P. 015801. – URL: <http://dx.doi.org/10.1088/1361-6501/ab393c> (дата обращения: 10.04.2025).

7. Селезнев, В.С. Изменение значений частот собственных колебаний зданий и сооружений в зависимости от внешних факторов / В.С. Селезнев, А.В. Лисейкин, И.В. Коковкин, В.М. Соловьев // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65, № 7. – С. 1036-1044. – URL: <http://dx.doi.org/10.15372/GiG2024102> (дата обращения: 10.04.2025).

УДК 626*624.139.7

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ГРУНТОВ ОГРАЖДАЮЩЕЙ ДАМБЫ В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ

В.А. Лавшонок¹

Научный руководитель Т.Ю. Толошинова¹

¹Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

Аннотация. Одним из важных вопросов эксплуатации гидротехнических сооружений таких как хвостохранилища, в целях сохранения экологической и промышленной безопасности является изучение поведения грунтов дамбы, изменение их температурного режима в условиях техногенного (брос пульпы, повышения засоленности грунтов) и природного влияния (потепления климата) в течении всего жизненного цикла сооружения. Рассматривается метод компьютерного моделирования температурного режима системы сооружение – основания ограждающей дамбы хвостохранилища на территории с распространением многолетнемерзлых грунтов (ММГ). Выполняется анализ прогнозных расчетов температурного поля грунтов в период до 2050 года с учетом тренда потепления 0,07 °C в год. Анализируется эффективность применения сезонно-охлаждающих устройств в качестве одной из мер по стабилизации мерзлого состояния грунтов.

Ключевые слова: Грунтовые сооружения, температурный режим, гидротехнические сооружения, хвостохранилище, расщепление,

ограждающая дамба, численное моделирование, отвальные хвосты, климат, прогноз.

INVESTIGATION OF THE TEMPERATURE REGIME OF THE SOILS OF THE ENCLOSING DAM IN THE CRYOLITHOZONE

V.A. Lavshonok¹

Scientific supervisor T.Yu. Toloshinova¹

¹*Sayano-Shushenskiy branch Siberian Federal University*

Annotation. One of the important issues of the operation of hydraulic structures to preserve environmental and industrial safety is the study of the behavior of dam soils, changes in their temperature regime under conditions of man-made and natural influences throughout the entire life cycle of the structure. A method of computer simulation of the temperature regime of the construction – base system of the enclosing dam of a tailings dam in a territory with the spread of permafrost soils is considered. The analysis of forecast calculations of the soil temperature field in the period up to 2050 is carried out, taking into account the warming trend of 0.07 °C per year. The effectiveness of the use of seasonal cooling devices as one of the measures to stabilize the frozen state of soils is analyzed.

Keywords: Soil structures, temperature regime, hydraulic structures, tailings storage, thawing, enclosing dam, numerical modeling, climate, waste tailings, forecast.

Температурный режим грунтов ограждающих дамб в условиях криолитозоны является важным фактором, определяющим долговременную устойчивость и безопасность гидротехнических сооружений. В условиях вечной мерзлоты сезонные и многолетние колебания температуры приводят к фазовым переходам влаги в грунте, изменению его прочностных и деформационных характеристик, а также к развитию таких опасных процессов, как термокарст, морозное пучение и просадки при оттаивании. Особую значимость эти процессы приобретают в конструкциях накопителей жидких отходов, где нарушение температурного баланса может спровоцировать фильтрационные деформации, потерю устойчивости откосов и даже катастрофические разрушения.

На примере одного из эксплуатируемых хвостохранилищ намывного типа выполнено комплексное изучение температурного режима грунтов ограждающих дамб, с оценкой влияния природных и техногенных факторов, теплофизических свойств материалов и конструктивных решений на формирование термодинамического равновесия в условиях криолитозоны. В отличие от традиционных подходов, рассматривающих температурные поля в

статике, данное исследование фокусируется на динамике тепловых процессов с учетом нестационарного теплообмена, миграции влаги и их взаимосвязи с механическим поведением грунтов. Применяются численные модели, верифицированные натурными наблюдениями за реальными объектами в Арктической зоне.

Процесс исследования на начальном этапе заключался в сборе и изучение данных геотермического мониторинга, анализа инженерно-геологических изысканий, изучение результатов обследований, проектной и эксплуатационной документации объекта исследования. В состав температурных наблюдений входили: геотермические наблюдения в термометрических скважинах за формированием теплового режима дамбы и ее основания с помощью термогирлянд, тепловизионная съемка территории хвостохранилища с помощью беспилотного летательного аппарата, а также гидротермические замеры в отстойном пруду и в очагах фильтрации. Отдельное внимание уделено изучению данных о климате территории объекта, а также вопросу изменения среднегодовых характеристик, таких как: температура воздуха, скорость ветра, высота снежного покрова.

В результате обработки информации получены исходные данные для выполнения компьютерного моделирования температурного режима ограждающей дамбы хвостохранилища. Этап моделирования включал построение 3D моделей участков ограждающей дамбы и её основания в программном комплексе Борей 3D. Метод реализованный в программном комплексе Борей 3D основывается на численных методах решения нелинейных задач теплопроводности, таких как метод конечных разностей. Этот метод позволяет дискретизировать расчетную область во времени и пространстве, что необходимо для моделирования температурного режима грунтов. Задача теплового взаимодействия решается с учетом фазовых переходов в грунтах, которые относятся к классу нелинейных задач. Основной метод решения — метод конечных разностей, который позволяет учитывать теплофизические характеристики грунтов и их температурное поле. Данный подход закреплен в нормативных документах, таких как РСН 67-87, и используется для прогнозирования изменений температурного режима вечномерзлых грунтов.

С целью адаптации модели использованы данные натурных наблюдений за температурами грунтов тела и основания дамбы. В качестве граничных условий внешней среды, приняты данные климатической характеристики района объекта исследования. Также при построении модели учтено тепловое воздействия на грунты дамбы от сброса хвостовой пульпы на участок верхового откоса и понура с помощью намывных распределительных пульповыпусков. Для определения температуры пульпы в местах сброса, а также её температуры на разных участках пляжной зоны чаши хвостохранилища использованы данные тепловизионной съемки объекта

исследования, а также выполнены теплотехнические расчеты по определению температуры потока пульпы при удалении от точки сброса с учетом скорости и направления ветра, температуры воздуха.

Для определения геологического строения основания дамбы, а также определению физико-механических свойств грунтов выполнены инженерно-геологические изыскания на объекте исследования. Данные физико-механических характеристик, теплофизических свойств грунтов (теплопроводность, удельная теплоемкость, теплота таяния (замерзания) грунтов) определены лабораторными способами [2].

Основной целью исследования стало выполнение прогноза температурного режима грунтов в период эксплуатации до 2050 года при проектных режимах, а также при применении сезонно-охлаждающих устройств.

Одним из важных параметров для прогнозирования температур системы атмосфера – накопитель – основание является тренд повышения температуры воздуха. Однако в данном вопросе в настоящее время нет однозначного значения, и данный параметр зависит от многих факторов, одним из которых является изменение содержание парниковых газов и аэрозолей в атмосфере. Регионально скорость потепления отличается, где наиболее высокие значения роста температур ожидаются для северных регионов, таких как полуостров Таймыр на севере Красноярского края [3]. С целью выполнения многолетнего прогноза в рамках исследования выполнен анализ данных об изменении климата для территории п-ова Таймыр. На основании анализа принято в расчетах учитывать тренд потепления воздуха 0,07 °С в год.

Объект исследования в начале эксплуатации состоит из первичной ограждающей дамбы высотой от 4 до 10 метров, протяженностью 6105 метров, с крутизной низового откоса – 1:1,5 и верхового 1:2,5. Первичная ограждающая дамба отсыпана из скального грунта, с устройством противофильтрационного экрана из гидромата на верховом откосе и понуре. На гребне дамбы расположен распределительный пульпопровод для организации кругового равномерного намыва. В процессе эксплуатации формируется надводный пляж длиной не менее 100 метров, отстойный пруд с целью механической очистки сточных вод. Дальнейшее наращивание ограждающей дамбы производится последовательной отсыпкой дамб обвалования из привозного грунта на намытый пляж и намыва очередного яруса. Емкость хвостохранилища запроектирована на 15 лет заполнения, и отсыпкой 6 ярусов дамб обвалования, с максимальной высотой ограждающей дамбы 28 метров.

Условия формирования прогноза температурного режима грунтов. Для построения моделей выбрано два участка первичной ограждающей дамбы, которые отличаются по температурному режиму грунтов основания на момент строительства и начала эксплуатации ГТС. Первый участок дамбы состоит из мерзлых грунтов основания, на различных глубинах которого присутствует

выклинивающиеся прослои ледогрунта с включениями глинистого и крупнообломочного материала в интервалах глубин 18,5-19,2 м, 21,0-22,3 м и 24,6-26,7 м [1]. Второй участок наоборот имеет талые грунты в основании, где в период строительства выполнялась замена глинистых грунтов на скальные грунты глубиной до 6 метров, по результатам наблюдений в течении года, промерзание грунтов достигало 2,5 метров в глубину от поверхности дамбы.

3D модель каждого участка представляет массив грунтов максимальными размерами до 140 x 50 x 50 м, с учетом их геологического разреза, заданными условиями климата и теплового воздействия в период эксплуатации. Дополнительно в рамках моделирования для участка дамбы № 2 выполнено построение модели с устройством сезонно-охлаждающих устройств (далее - СОУ) в нижнем бьефе дамбы. В качестве технических мер по стабилизации температурного режима грунтов выбрано СОУ, по типу глубинного термостабилизаторов ТК32/14.М5-03 в нижнем бьефе дамбы с шагом через каждые 2,5 м по длине участка дамбы 50 метров. Термостабилизатор устанавливается наклонно под углом 45 °С глубиной 12,5 метров, в качестве хладагента используется углекислота. Всего построено 15 моделей с прогнозом до 2050 года.

Таблица 1. Характеристики расчетных участков ограждающей дамбы.

№	Наименование участка	Геологический разрез	Тепловое воздействие пульпы (+ 14 °С) сут/год	Температурный режим грунтов в начале / конце расчета
1	Участок 1	Скальный грунт, суглинки, глины, ледогрунт	108	Мерзлый / Талый
2	Участок 2	Скальный грунт, суглинки, глины	108	Талый / Талый
3	Участок 2 + СОУ			Талый / Тало-мерзлый

Основные геометрические параметры моделей

Строительство очередного яруса наращивания	Период эксплуатации, (годы)	Высота участка дамбы: №1/№2 (м)	Ширина дамбы по основанию, модели для участка дамбы: №1/№2 (м)	Подъем пляжа, (м)
Первичная дамба	2022 - 2024	5 / 9	32 / 36	0
Первый ярус	2025 - 2028	8 / 12	44 / 48	4,3
Второй ярус	2029 - 2030	11 / 15	56 / 62	2,8
Третий ярус	2031 - 2033	11,3 / 17,3	68 / 74	4,3
Четвертый ярус	2034 - 2035	14 / 20	82 / 88	2,7
Шестой ярус	2038	20 / 26	94 / 100	5,3*

*высота подъема с учетом наращивания 5 яруса (2036 – 2037 гг.)

Результаты. Для всех участков без применения СОУ глубина сезонного растепления грунта к 2050 году достигает 6,0 м, что значительно превышает средний уровень глубины растепления для п-ова Таймыр на текущий момент (1,5 – 2,5 м). Тепловое влияние пульпы в период намывных работ на участок верхнего бьефа и понура не оказывает негативного оттепляющего воздействия на грунты основания дамбы, температуры грунтов повышаются только в период намывных работ, растепляя участок глубиной не более 2-х метров в местах примыкания намытого пляжа у верхового откоса дамбы. Температура сбрасываемой пульпы на выходе из пульповыпуска составляет $+14^{\circ}\text{C}$, в зависимости от условий температуры наружного воздуха и скорости ветра, температура смеси понижается до температуры замерзания от нескольких часов до нескольких суток, в пределах растекания от 52 до 310 метров по длине пляжа.

При условии тренда потепления $0,07^{\circ}\text{C}$ в год на участке 1 к концу эксплуатационного периода (2038 год) наблюдается растепление грунтов тела дамбы на всю мощность, грунты основания первичной дамбы полностью переходят в талое состояние на глубину до 4-х метров. В период до 2050 года деградация многолетних мерзлых грунтов достигает 5,8 метров (Рисунок 1).

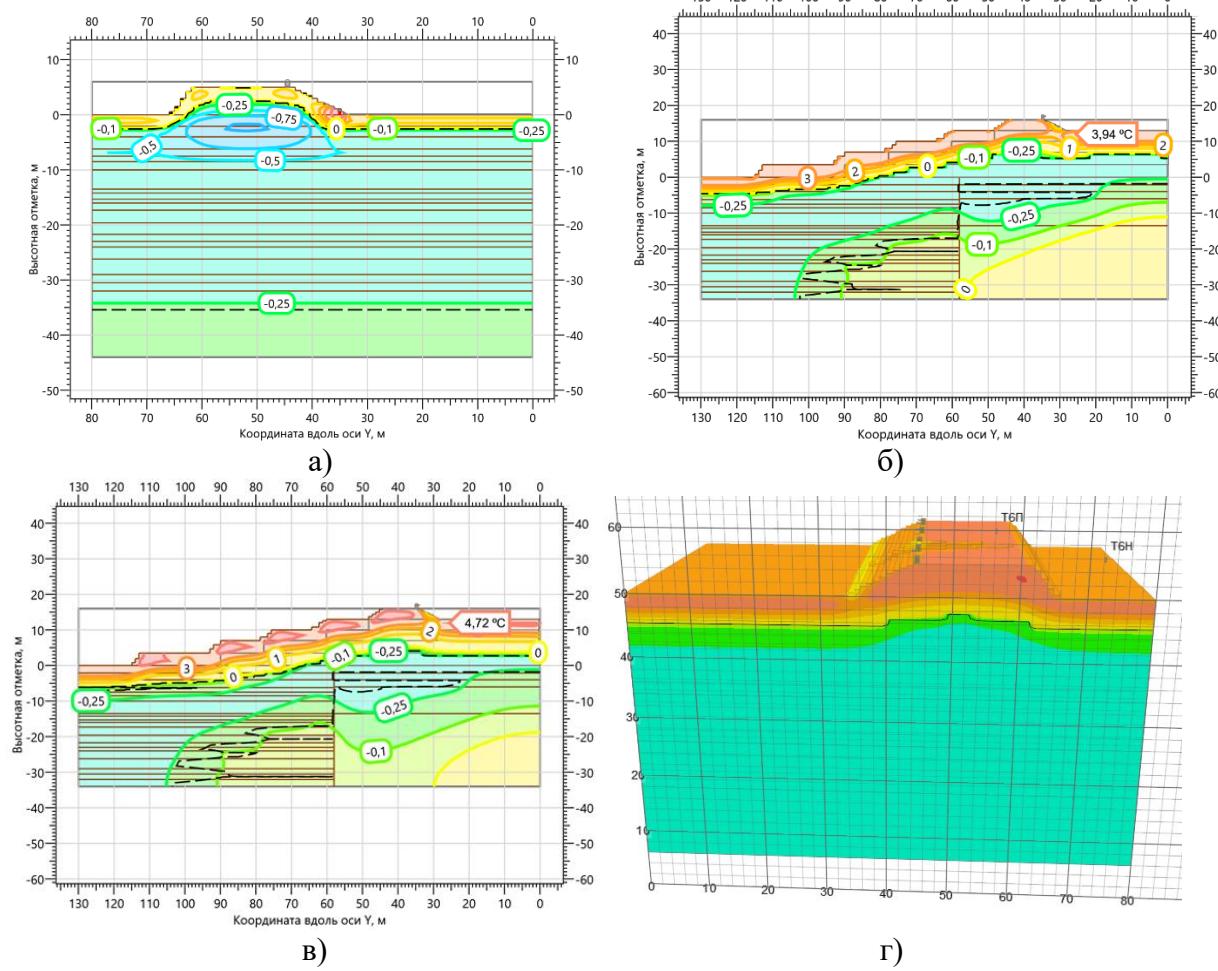
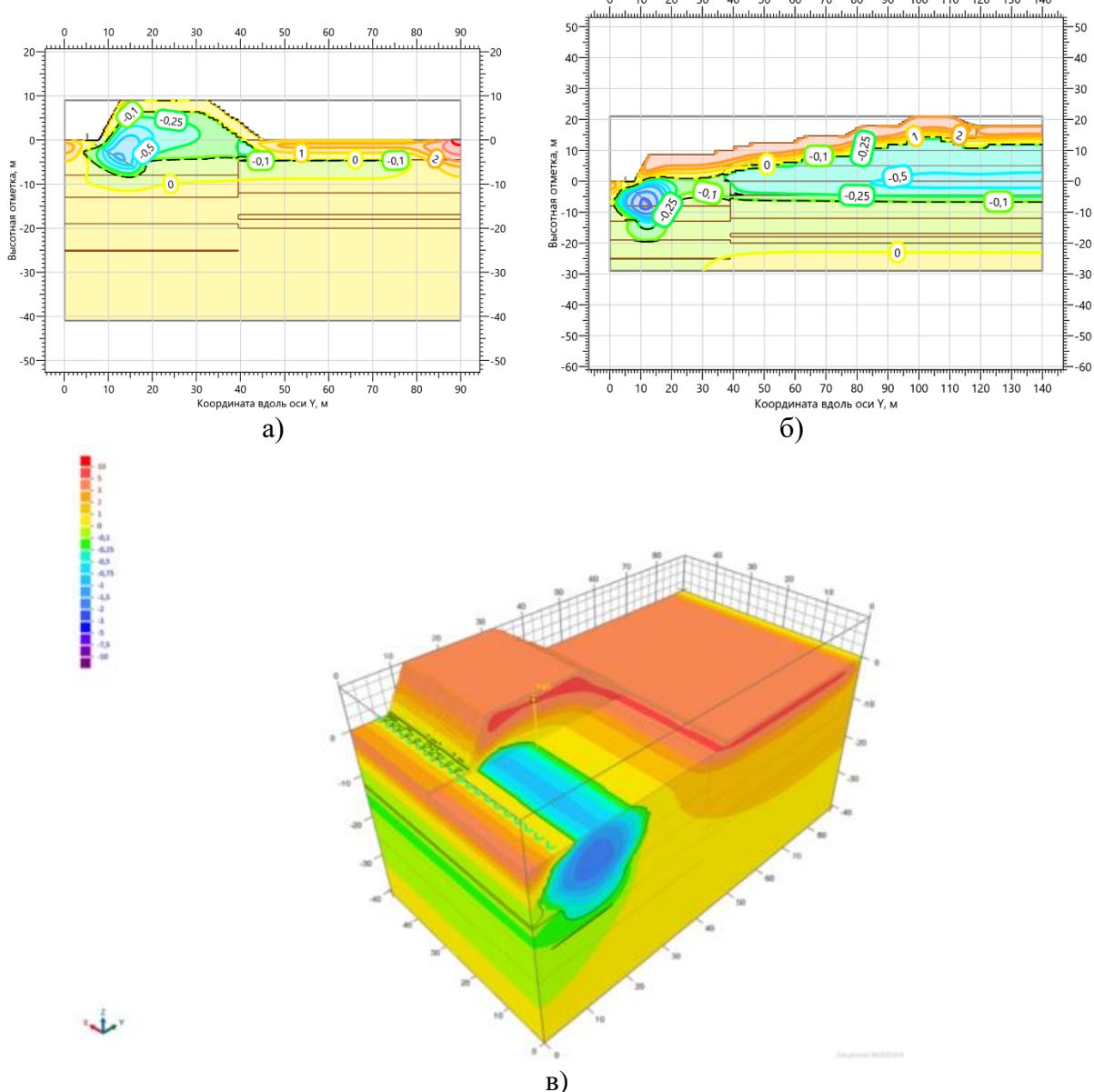


Рисунок 1 – Температура грунта по разрезу дамбы участка №1 (а – 15.10.2024; б – 15.10.2037; в – 15.10.2050; г – 3D модель участка дамбы на 15.10.2050)

Участок 2 с изначально положительными температурами грунтов в основании в диапазоне от $0,1^{\circ}\text{C}$ до $0,6^{\circ}\text{C}$, к концу эксплуатации уже имеет среднюю температуру грунтов близкую к 1°C на глубине 10 метров, где скорость деградации вечной мерзлоты проходит интенсивнее, а к 2050 году температуры грунтов выше $+1^{\circ}\text{C}$ присутствуют на глубину до 20 метров. При моделировании данного участка с СОУ (при условии их начала работы в строительный период), удается проморозить грунты тела и основания дамбы глубиной до 10 метров в первые годы, и сохранять мерзлое состояние в течении первых 8 лет, после эффективность СОУ падает и происходит постепенное уменьшение области мерзлых грунтов, и к 2050 году область где сохраняется мерзлое состояние находится в радиусе до 8 метров от нижней точки подземной части термостабилизатора (Рисунок 2).



Анализ данных температурных полей показывает, что наличие СОУ снижает температуру грунта на 5 °С на расстоянии 0,5 м от СОУ, 3 °С на расстоянии 1 м и 0,15 °С на расстоянии 10 м. Наличие СОУ снижает интенсивность растепления грунта, что позволяет на практике дольше эксплуатировать массив грунта в мерзлом состоянии. При наличии СОУ массив грунта с постоянной температурой ниже –1 °С к концу эксплуатации хрестохранилища будет начинаться с глубины 3 м и достигать глубины до 11 метров.

Расчетные модели, предложенные в работе, позволили провести оценку устойчивости ММГ к процессам потепления и оценить скорость деградации мерзлоты для климата: при наличии СОУ, отсутствии СОУ. Результаты моделирования показали, что эффективность СОУ снижается при потеплении климата, этот фактор необходимо учитывать на этапе проектирования при выборе типа СОУ [4]. Расчетные модели с трендом потепления 0,07 °С в год демонстрируют масштабное растепление ММГ к 2050 году, что крайне негативно повлияет на несущую способность ограждающей дамбы. Наличие СОУ замедляет тенденцию растепления, позволяет почти в два раза сократить масштаб растепления грунта, понизить температуру массива ММГ, но не останавливает этот процесс.

Список использованных источников

1. ГОСТ 25100-2020. Грунты. Классификация" = Soils. Classification : Межгосударственный стандарт : издание официальное : введен в действие Приказом Росстандарта от 21 июля 2020 г. № 384-ст : введен впервые : дата введения 2021-01-01 / разработан Научно-исследовательским проектно-изыскательским и конструкторско-технологическим институтом оснований и подземных сооружений (НИИОСП) им. Н.М. Герсеванова - институтом Открытого акционерного общества "Научно-исследовательский центр "Строительство" (АО "НИЦ "Строительство") – Москва : Стандартинформ, 2020. – IV, 28 с.
2. Пустовойт Г.П., Влияние способа получения исходных данных на прогнозные теплотехнические расчеты при проектировании в криолитозоне / Э.С. Гречищева, С.И. Голубин, А.В. Аврамов // Криосфера Земли. – 2018. – Т. 22, № 1. – С. 51–57.
3. Лавшонок В.А., Лавшонок А.В. Влияние климатических изменений на гидротехнические сооружения Норильского промышленного района // Научный вестник Арктики. – 2025. – №18. – С. 29–34.
4. Ермилов О.М., Джалибов А.А., Васильев Г.Г., Леонович И.А. Моделирование эффективности работы сезоннодействующих охлаждающих устройств при изменении статистического распределения погодных условий // Записки Горного института. – 2024. – Т. 266. – С. 272-282.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ТУГУРСКОЙ ПРИЛИВНО-ВОДОРОДНОЙ СТАНЦИИ

Б.Т. Юсупов¹

Научный руководитель М.Г. Тягунов¹
доктор технических наук, профессор

¹*Национальный исследовательский университет «МЭИ»*

Аннотация. В данном докладе предложены схемы электро- и теплоснабжения городов Комсомольск-на-Амуре и Николаевск-на-Амуре с использованием в качестве топлива водорода, производимого на Тугурской приливно-водородной станции. Рассмотрен перспективный способ хранения сжатого водорода в облицованных шахтах и его транспортировка по трубопроводам высокого давления. Таким образом, у проектируемой Тугурской ПВС появляется гарантированный потребитель. Определена суммарная величина предотвращаемых годовых выбросов углекислого газа, характеризующая экологическую эффективность использования энергии Тугурского залива.

Ключевые слова: энергия приливов, электролиз, водород, шахтное хранилище, трубопровод, электро- и теплоснабжение, гарантированный потребитель, условное топливо, метан, углекислый газ, парниковое соединение, экологический эффект.

ENVIRONMENTAL EFFECT OF TUGURA TIDAL-HYDROGEN STATION

Б.Т. Yusupov¹

Scientific supervisor M.G. Tyagunov¹
d. sc., professor

¹*National research university «Moscow power engineering institute»*

Annotation. This report proposes schemes for electricity and heat supply to the cities of Komsomolsk-on-Amur and Nikolaevsk-on-Amur using hydrogen produced at the Tugura tidal hydrogen station as fuel. A promising method for storing compressed hydrogen in lined mines and transporting it through high-pressure pipelines is considered. Thus, the projected Tugura THS has a guaranteed

consumer. The total amount of preventable annual carbon dioxide emissions has been determined, characterizing the environmental efficiency of energy use in the Tugur Bay.

Key words: *tidal energy, electrolysis, hydrogen, mine storage, pipeline, energy and heat supply, guaranteed consumer, standart fuel, methane, carbon dioxide, greenhouse compound, environmental impact.*

По оценкам ОПЕК (ОPEC), запасы газа в земной коре составляют около 206 трлн. кубометров и при существующих темпах использования к 2072 году могут быть полностью исчерпаны [1]. При этом 22,3% мировой электроэнергии по-прежнему вырабатывается на ТЭС, сжигающих данный вид топлива, [2].

Кроме того, сжигание органического топлива вызывает выбросы парниковых газов, борьба с которыми составляет одну из задач устойчивого развития. Признанным путём замещения выработки электрической энергии на основе органического топлива является использование возобновляемых источников энергии – прежде всего солнечной и ветровой. Однако солнечные и ветровые энергетические установки не имеют гарантированной мощности и не могут использоваться в электроэнергетических системах в качестве основных источников энергии. Одним из путей создания гарантированной мощности солнечных и ветровых электростанций является объединение их в комплексы с другими энергетическими установками или системами накопления энергии (СНЭ) различного типа, в том числе водородными. В 2021 году правительством России был утвержден тридцатилетний план развития водородной энергетики, согласно которому водород рассматривается в качестве конкурентного альтернативного топлива. К 2035 году объемы его производства должны достигнуть 12 млн тонн, а к 2050 году – 50 млн тонн [3].

Производство водорода является энергоёмким процессом, позволяющим рассматривать производящие водород установки как крупные системные потребители энергии, а при использовании водорода для последующего производства электроэнергии – как системные аккумуляторы энергии, позволяющие эффективно использовать в электроэнергетических системах крупные и сверхкрупные энергетические установки, такие как атомные и приливные.

Одним из таких объектов, экономическая эффективность которого будет определяться производством водорода, может стать Тугурская приливно-водородная станция (ПВС).

Проект использования приливной энергии Тугурского залива разрабатывался с 1964 года под руководством Л.Б. Бернштейна. В последних материалах 2006 года для сооружения приливной электростанции (ПЭС) предложен створ протяжённостью 17,6 км между мысами Носорог и Большой Ларгангда [4, с. 89].

Используя опыт строительства Кислогубской ПЭС, предусматривается сборка здания приливной станции из наплавных модулей с 10 агрегатными блоками, изготавливаемых серийно на одном из судостроительных комплексов. После буксировки энергомодули устанавливаются на заранее подготовленное основание и оснащаются силовым оборудованием [4, с. 109].

Помимо гидроагрегатов внутри здания предлагается разместить электролизёры, подключенные к станционному водородопроводу, выведенному на береговое хранилище водорода, которое служит также для сглаживания колебаний энергоотдачи приливно-водородной станции. Используя опубликованные результаты расчётов водноэнергетического режима ПВС [5], можно определить объём водородохранилища, требуемого для работы с постоянной производительностью в течение 30 суток. Расчёт проведён на ЭВМ с 15-минутными интервалами времени. Полученный график изменения аккумулируемой массы водорода $M_{\text{акк}}(t)$ изображён на рис. 1.

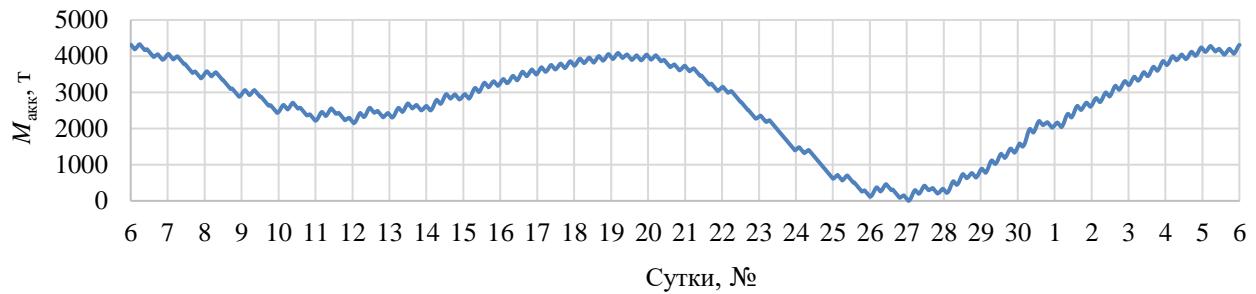


Рис. 1. Месячный график регулирования при $t_{\text{БХВ}} = \text{const}$

Параметры берегового хранилища водорода (БХВ) по результатам вычислений составляют:

- максимальная аккумулируемая масса $M_{\text{акк}}^{\text{max}} = 4315 \text{ т};$
- зарегулированная производительность $\bar{m}_{\text{БХВ}} = 50,5 \text{ т/ч};$
- годовая отдача $M_{\text{год}} = 436087 \text{ т}.$

Для крупномасштабного хранения водорода на практике применяют естественные или искусственные подземные резервуары (истощенные водоносные пласти, выработанные месторождения нефти и газа, соляные каверны, горно-шахтные выработки и др.), однако для этого требуются особые геологические условия, отсутствующие в районе расположения станции.

Альтернативным решением хранения водорода является технология *FlexiStore*, разработанная английской компанией *Gravitricity* [6]. Емкость для хранения представляет собой подземную шахту с газонепроницаемой облицовкой (рис. 2). Воздействие на стенки горных пород позволяет создать более высокое давление при меньших затратах, а стальная облицовка обеспечивает герметичность, предотвращая утечки и загрязнения. Срок службы превышает 50 лет.



Рис. 2. Хранилище водорода *FlexiStore*

Использование водорода с практической точки зрения связано с его сжиганием в теплоэнергетических установках как эффективного энергоносителя (при условии обеспечения безопасности соответствующих технологических процессов и устройств). Удельная теплота сгорания водорода составляет примерно 140 МДж/кг (верхняя) или 120 МДж/кг (нижняя), что в несколько раз превышает удельную теплоту сгорания углеводородных топлив (для метана – соответственно около 56 и 50 МДж/кг) [7, с. 13].

Очевидно, что переход на сжигание чистого водорода в топках существующих котлов потребует определённой их доработки и реализации ряда необходимых конструктивных и технических мероприятий. В первую очередь это касается горелочных устройств и газоподводящего оборудования. Кроме того, имеются проблемы обеспечения радиационного и конвективного теплообмена вдоль газового тракта для поддержания требуемых параметров перегретого пара.

Естественно, экономическая целесообразность сооружения приливно-водородной станции будет тесно связана с длиной водородопровода, т.е. с удаленностью возможных энергетических потребителей водорода. Ближайшими к проектируемой станции объектами теплоэнергетики являются Комсомольские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 и водогрейная котельная (ВГК) «Дземги», расположенные на расстоянии около 400 км, а также Николаевская ТЭЦ (260 км).

Установка нового котельного оборудования, предназначенного для сжигания водорода, представляется вполне разумной по сравнению с реконструкцией этих станций с устаревшим оборудованием под другой вид топлива.

В первом приближении (без учёта изменения КПД) годовое потребление водорода M_{H_2} указанными выше предприятиями можно оценить по следующей формуле:

$$M_{H_2} = \frac{M_{\text{УТ}} \cdot q_{\text{УТ}}}{q_{H_2}^{\min}}, \quad (1)$$

где $M_{\text{УТ}}$ – годовое потребление условного топлива;
 $q_{\text{УТ}} = 29,308 \text{ ГДж/т}$ – теплота сгорания условного топлива [8];
 $q_{H_2}^{\min} = 120 \text{ ГДж / т}$ – низшая теплота сгорания водорода.

Расчёты годового потребления водорода M_{H_2} рассматриваемыми предприятиями сведены в табл. 1.

Табл. 1. Годовое потребление водорода рассматриваемыми предприятиями

Предприятие	КТЭЦ-1	КТЭЦ-2	КТЭЦ-3	ВГК «Дземги»	Николаевская ТЭЦ	Σ
$M_{H_2}, \text{т}$	17935	116075	150131	6717	46844	337702

Оценку энергозатрат на транспортировку ΔM_{H_2} можно оценить по формуле:

$$\Delta M_{H_2} = \frac{\varepsilon \cdot M_{H_2}}{100 - \varepsilon}, \quad (2)$$

где ε – расход водорода, % (рис. 3 [9, с. 404]).

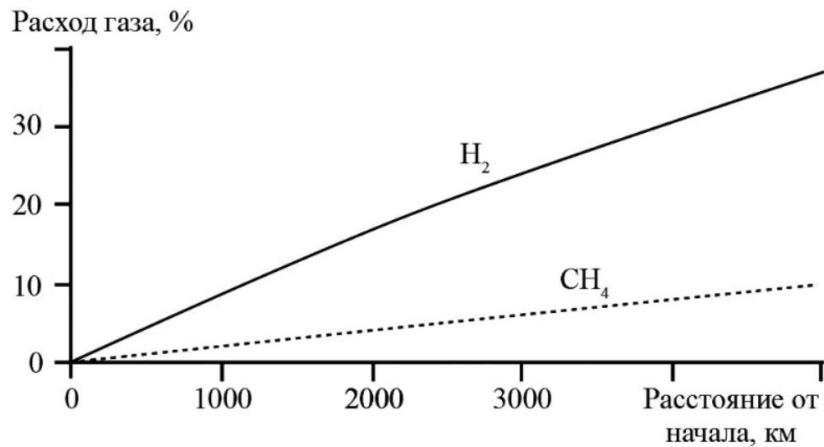


Рис. 3. Потери при передаче газов по трубам

Расчёты энергозатрат на транспортировку водорода ΔM_{H_2} до рассматриваемых предприятий сведены в табл. 2.

Табл. 2. Энергозатраты на транспортировку водорода ΔM_{H_2} до рассматриваемых предприятий

Предприятие	КТЭЦ-1	КТЭЦ-2	КТЭЦ-3	ВГК «Дземги»	Николаевская ТЭЦ	Σ
ΔM_{H_2} , т	650	4210	5445	244	1103	11652

Остаток водорода $M_{H_2}^{\text{доп}}$ после распределения по основным потребителям с учётом потерь на транспортировку составит:

$$M_{H_2}^{\text{доп}} = M_{\text{год}} - \Sigma M_{H_2} - \Sigma \Delta M_{H_2} = 436087 - 337702 - 11652 = 86733 \text{ т.} \quad (3)$$

Эта часть, за вычетом собственных нужд и потерь в хранилище, может быть использована для обогащения природного газа, поступающего по трубопроводу «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» (рис. 4). Расчеты [10, с. 81] показывают, что метано-водородные смеси, полученные из метана путем добавления к нему водорода в объеме до 20% (по массе – до 3%), практически не изменяют параметров газа, имеющих определяющее значение для его транспортировки по магистральным газопроводам.



Рис. 4. Система транспорта природного газа «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

Сказанное можно подтвердить расчетом, полагая проектную производительность первого пускового комплекса $V_{CH_4} = 5,5$ млрд кубометров природного газа в год. Тогда отношение объёмов при нормальных условиях (НУ) можно определить по формуле:

$$\frac{V_{H_2}^{\text{доп}}}{V_{CH_4}} = \frac{M_{H_2}^{\text{доп}}}{\rho_{H_2} \cdot V_{CH_4}} = \frac{86733}{8,99 \cdot 10^{-5} \cdot 5,5 \cdot 10^9} = \frac{86733}{5,5 \cdot 8,99 \cdot 10^4} = 0,18, \quad (4)$$

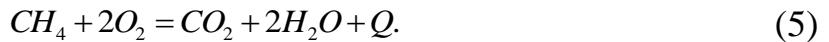
где $V_{H_2}^{\text{доп}}$ – объём водорода при НУ после распределения по основным потребителям с учётом потерь на транспортировку;
 V_{CH_4} – объём природного газа при НУ, т;
 $\rho_{H_2} = 8,99 \cdot 10^{-5}$ т/м³ – плотность водорода при НУ [8].

Полученное значение меньше 20%, что подтверждает возможность прокачки водорода по существующей газотранспортной магистрали в составе метано-водородной смеси.

Некоторый объём также может быть использован для перевода на водород общественного транспорта в городах Комсомольск-на-Амуре и Николаевск-на-Амуре, однако этот вариант требует специального рассмотрения.

Поскольку в качестве резервного топлива будет использоваться природный газ, поступающий с месторождений Сахалинского шельфа, прокладка дублирующих ниток не требуется.

Экологический эффект от перевода существующих газовых котельных и ТЭЦ на водородное топливо заключается в снижении выбросов углекислого газа, являющегося парниковым соединением и образующегося при сжигании метана по уравнению:



Найдём массу метана M_{CH_4} , энергетически эквивалентную годовой отдаче ПВС с учётом потерь:

$$M_{CH_4} = \frac{(M_{\text{год}} - \Sigma \Delta M_{H_2}) q_{H_2}^{\text{мин}}}{q_{CH_4}^{\text{мин}}} = \frac{120(436087 - 11652)}{50} = 1018644 \text{ т}, \quad (6)$$

где $\Sigma \Delta M_{H_2} = 11652 + 346 = 11998$ т – уточнённые суммарные потери водорода при транспортировке;

$q_{CH_4}^{\text{мин}} = 50 \text{ ГДж/т}$ – низшая теплота сгорания метана.

Теперь можем определить суммарную величину предотвращаемых годовых выбросов углекислого газа M_{CO_2} :

$$M_{CO_2} = \frac{A_{CO_2} \cdot M_{CH_4}}{A_{CH_4}} = \frac{44 \cdot 1018644}{16} = 2801271 \text{т}, \quad (7)$$

где $A_{CO_2} = 44 \text{ г/моль}$ – молярная масса углекислого газа [11];

$A_{CH_4} = 16 \text{ г/моль}$ – молярная масса метана [11].

Таким образом, Тугурская ПВС будет вносить существенный вклад в достижение Россией углеродной нейтральности к 2060 году [12].

Выводы

1. На текущий момент возможна реализация схем электро- и теплоснабжения городов Комсомольск-на-Амуре и Николаевск-на-Амуре с использованием в качестве топлива чистого водорода. Таким образом, у проектируемой Тугурской ПВС появляется гарантированный потребитель.

2. Освоение приливной энергии Тугурского залива позволит предотвратить ежегодные выбросы в атмосферу 2,8 млн тонн углекислого газа, полностью закрывая экологически чистым топливом потребности в тепле и электроэнергии 2 городов с суммарным населением более 250 тыс. человек [13].

3. Требуется дополнительное изучение вопросов, связанных с подземным хранением водорода, для разработки отечественного аналога технологии *FlexiStore*.

Список использованных источников

1. ОПЕС Annual Statistical Bulletin 2024: [Электронный ресурс]. — URL: <https://asb.opec.org/index.html> (дата обращения: 17.07.2024).
2. World Energy Statistics and Balances – Data product – IEA [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-statistics-and-balances> (дата обращения: 21.10.2024).
3. Распоряжение правительства Российской Федерации от 05.08.2021 №2162-р «Об утверждении концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации».
4. Морская энергетика. Приливные электростанции и морские энергетические установки / И.Н. Усачёв. – СПб: Изд-во АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева», 2022. – 292 с.
5. Тягунов М.Г., Юсупов Б.Т.: Определение основных параметров Тугурской приливно-водородной станции // Гидроэнергетика. Актуальные задачи и направления работы: аннотационный сборник работ участников II Всероссийской научно-практической конференции «Непорожневские чтения – 2024». – СПб.: Политех-пресс, 2024. – с. 106-113.

6. Technology – Gravitricity [Электронный ресурс]. – URL: <https://gravitricity.com/technology/> (дата обращения: 18.07.2024).
7. Экология, энергетика, энергосбережение: бюллетень. Вып. 4: Особенности сжигания и транспортировки водородсодержащих газов / под ред. А.В. Клименко / П.В. Росляков. – М.: ПАО «МосЭнерго», 2023. – 42 с.;
8. Большая советская энциклопедия: в 30 т. Т. 26 / гл. ред. А.М. Прохоров. – 3 е изд. – М.: Советская энциклопедия, 1977. – 640 с.
9. Водородная энергетика: учебник / Н.В. Кулешов, С.К. Попов, С.В. Захаров и др. – М.: Издательство МЭИ, 2021. – 548 с.
10. Транспортировка водорода по газопроводам в виде метановодородной смеси / Н.Н. Голунов, М.В. Лурье, И.Т. Мусаилов // Территория «Нефтегаз». Транспорт и хранение нефти и газа. – 2021. – № 1–2, 74–82 с.
11. Интерактивная таблица Менделеева [Электронный ресурс]. — URL: <https://chem.ru/table.htm> (дата обращения: 11.03.2025).
12. Распоряжение правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года».
13. Численность населения ХК по МО на 1 января 2023 года: [Электронный ресурс]. — URL: <https://27.rosstat.gov.ru/storage/mediabank/Численность%20населения%20ХК%20по%20МО%20на%201%20января%202023%20года.pdf> (дата обращения: 24.03.2025).

Электронное научное издание

Подписано в свет

Заказ 396.

Тиражируется на машиночитаемых носителях

**Сибирский федеральный университет
Саяно-Шушенский филиал СФУ**

**655619, Республика Хакасия, г. Саяногорск, рп. Черемушки, д. 15
Тел./факс (39042) 3-40-61**