

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

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ

Сборник материалов
XI Всероссийской научно-практической конференции

Саяногорск; Черемушки, 21–23 мая 2024 г.



Саяногорск; Черемушки
СШФ СФУ
2024

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 XI Всерос.
науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 21–23 мая 2024 г. /
отв. за вып. *А. В. Толмачев*. – Саяногорск; Черемушки:
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета,
2024. – 392 с. : ил.

ISBN 978-5-7638-5002-4

Представлены материалы докладов участников XI 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 978-5-7638-5002-4

© Саяно-Шушенский филиал
СФУ, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

С. А. Пискунов, А. В. Мокеев ТЕХНОЛОГИЯ СВИ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	7
Е. В. Георгиевская, Н. В. Георгиевский КОНЦЕПЦИЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА УЗЛОВ ГИДРОАГРЕГАТОВ, НЕ ЗАМЕНЯЕМЫХ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ	16
С. И. Лещенко, В. А. Бобыльская ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННО-ДИАГНОСТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ГТС ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	25
В. А. Бобыльская, С. И. Лещенко ВЫСШЕЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ И ПРОФИЛЬНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ – ПЕРСПЕКТИВЫ ВЗАИМОВЫГОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА	34
А. А. Еманов, А. Ф. Еманов, И. Ф. Ешкунова, А. В. Фатеев, Е. В. Шевкунова, П. О. Полянский, Р. А. Ершов, Н. А. Сережников, Е. А. Гладышев ДЕТАЛЬНЫЕ СЕЙСМОЛОГИЧЕСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ В РАЙОНАХ РАЗМЕЩЕНИЯ ОСОБО ОТВЕТСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ. ИССЛЕДОВАНИЕ СЛАБОЙ СЕЙСМИЧНОСТИ И ОЧАГОВЫХ ЗОН КРУПНЫХ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ	42

ПАНЕЛЬНАЯ ДИСКУССИЯ

Развитие технологий синхронизированных векторных измерений для задач предиктивной диагностики

А. В. Жуков, Е. И. Сацук, Д. М. Дубинин, Н. А. Каримов ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ЗАДАЧ МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ	51
Я. Е. Тепикин, А. А. Ачитаев, В. Р. Рафиков, Ф. Н. Гайдамакин, Д. М. Дубинин ПРЕДИКТИВНАЯ ДИАГНОСТИКА НА ОСНОВЕ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ	60
Д. Н. Ульянов, А. И. Попов, А. В. Родионов СИНХРОНИЗИРОВАННЫЕ ВЕКТОРНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ В РЕШЕНИИ ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	71
М. О. Перцевой, А. А. Ачитаев, А. В. Порошин СПЕКТРАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ. ИДЕНТИФИКАЦИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ И СИНХРОННЫХ КАЧАНИЙ ПРИ ПОМОЩИ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА	80

СЕКЦИЯ 1

Круглый стол

Технологии обеспечения безопасности и контроля состояния гидротехнических сооружений

Ю. О. Булатова ЭФФЕКТИВНОСТЬ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГТС	88
А. В. Глухов ИМПОРТНЕЗАВИСИМОСТЬ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГТС	96

А. Ф. Еманов, А. А. Еманов, А. А. Бах СОБСТВЕННЫЕ КОЛЕБАНИЯ ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИЙ И АЛГОРИТМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИНЖЕНЕРНО-СЕЙСМОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	105
Т. О. Ерченко ОСОБЕННОСТИ ВИЗУАЛЬНОГО КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЗОЛОТВАЛОВ НА СОВРЕМЕННО ЭТАПЕ	118
А. М. Ицков ПЕРЕДАЧА ОТМЕТКИ С ВЕРХНЕГО БЬЕФА В НИЖНИЙ НА ИРКУТСКОЙ ГЭС СПУТНИКОВЫМ НИВЕЛИРОВАНИЕМ С ВЫСОКОЙ ТОЧНОСТЬЮ	127
Е. А. Писанкова ВИЗУАЛЬНЫЕ НАБЛЮДЕНИЯ ЗА ДАМБОЙ ХВОСТОХРАНИЛИЩА С ПРИМЕНЕНИЕМ БЕСПИЛОТНОГО ЛЕТАТЕЛЬНОГО АППАРАТА	137
Е. В. Рыбенков СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЭС/ГАЭС, ГТС С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ	148
Ю. И. Шишкина ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТУРБИННОГО ВОДОВОДА ВОСЬМОГО ГИДРОАГРЕГАТА САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС	155
П. Д. Викулова МАЛАЯ ГЭС ДЛЯ ОТДАЛЁННОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ ТЫВА.....	162
В. Н. Егоров ВЫБОР СЦЕНАРИЕВ И ОЦЕНКА РИСКОВ АВАРИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ДЕКЛАРАЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ КРУПНЫХ БЕТОННЫХ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ.....	169
Н. С. Лещенко ВЛИЯНИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ФАКТОРА НА БЕЗОПАСНОСТЬ ГОРОДСКИХ ГТС (НА ПРИМЕРЕ ЗОЛОТВАЛОВ)	180
И. М. Лапшин ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ И ОБОСНОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЁЖНОСТИ РУСЛОВОЙ ПЛОТИНЫ И ОГРАЖДАЮЩЕЙ ДАМБЫ ХВОСТОХРАНИЛИЩА БИЛИНСКОГО МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ЗАВОДА	189
А. А. Кольк ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ФИЛЬТРАЦИИ ГРУНТОВОЙ ПЛОТИНЫ.....	200
В. Д. Барышников, А. П. Хмелинин, Д. В. Барышников РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ БЕТОННОГО МАССИВА С ПРИМЕНЕНИЕМ ДЕФОРМАЦИОННЫХ МЕТОДОВ.....	209

СЕКЦИЯ 2

Производство, передача и накопление электроэнергии

Р. М. Новиков СРАВНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ПО КРИТЕРИЮ УДЕЛЬНОЙ ДИСКОНТИРОВАННОЙ СТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	220
Д. Ю. Мальцев ВЫРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИЗМЕНЕНИЮ АЛГОРИТМОВ РАБОТЫ АВТОМАТИКИ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТАМИ ПОСЛЕ ВЫДЕЛЕНИЯ МАЙНСКОЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ СТАНЦИИ	227
В. М. Бердников, Е. Н. Осипчук ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГНОСТИЧЕСКИХ ОЦЕНОК ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ...	234
К. П. Курленко АЛГОРИТМ ОПЕРАТИВНОЙ КОРРЕКТИРОВКИ ПРОПУСКА РАСХОДОВ СШГЭС МАЙНСКОЙ ГЭС.....	242

Ю. Ю. Бартов АНАЛИЗ СНЯТИЯ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС	249
А. А. Угдыжекова, О. А. Угдыжекова РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЕТРОТУРБИНЫ	254
М. О. Перцевой, А. А. Ачитаев ПОВЫШЕНИЕ ИНЕРЦИОННЫХ СВОЙСТВ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ, СОДЕРЖАЩИХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ ПРИ ПОМОЩИ АЛГОРИТМА ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА	260
В. А. Тремясов, А. М. Ондар ИНТЕГРАЦИЯ МАЛОЙ ГЭС В РАСПРЕДЕЛЕННУЮ СИСТЕМУ ГЕНЕРАЦИИ	269

СЕКЦИЯ 3

Современные технологии автоматизации, актуальные проблемы, перспективы и современные решения в энергетике

Е. М. Салагаев ПЕРСПЕКТИВЫ МОДЕРНИЗАЦИИ И СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К БЕСЩЕТОЧНОМУ ВОЗБУЖДЕНИЮ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	278
В. Е. Кожемякин ЗАВИСИМОСТЬ НЕДООТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ МАЛОЙ ГЭС ОТ ИСПОЛЪЗУЕМОЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАСЧЕТНОЙ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ СТОКА	286
М. Г. Степанов К ИСТОРИИ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ЕНИСЕЕ (1930–1960-е годы)	295
И. В. Виль ВЛИЯНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ	300
В. Д. Ермакова, Е. Е. Винделович ОСНОВЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ ГЭС	306
К. М. Ложеницин, А. Д. Оплято, Д. А. Кожемякина МОДЕЛИРОВАНИЕ АСИНХРОНИЗИРОВАННОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА В СРЕДЕ MATLAB/SIMULINK	313
В. А. Адов АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ДЛЯ СНЯТИЯ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ГЭС	320
В. А. Кудинова, А. А. Ачитаев ГИПЕРВЕКТОРНЫЕ СИСТЕМЫ. ИХ ПРИМЕНЕНИЕ НА ГЭС	327
И. А. Бояринцева ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В РОССИИ НА ПРИМЕРЕ КРАСНОЯРСКОЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	335

СЕКЦИЯ 4

Контроль технического состояния, ремонт, реконструкция и техническое первооружение энергетических объектов

О. А. Юдин, Д. В., Чаплыгин, Н. П. Караблин ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ КРЕСТОВИН ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ ГЭС МЕТОДОМ КОЭРЦИТИВНОЙ СИЛЫ	342
Э. А. Сеньков ПЛОСКИЕ АВАРИЙНО-РЕМОНТНЫЕ ЗАТВОРЫ ГЭС. ВОПРОСЫ МЕХАНИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ОПТИМИЗАЦИИ, РЕШАЕМЫЕ С ПОМОЩЬЮ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ	348

А. А. Ключач, М. Ф. Носков, С. О. Кадочников НЕДОСТАТКИ СТАЦИОНАРНЫХ СИСТЕМ ВИБРОКОНТРОЛЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ	356
А. М. Жуковская, Е. А. Крылова АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРЕДИКТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС	368
А. М. Грек ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС	373
В. М. Овсянников ОПИСАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА ЖУКОВСКОГО С УЧЕТОМ СЛАГАЕМЫХ ВЫСОКОГО ПОРЯДКА МАЛОСТИ УРАВНЕНИЯ НЕРАЗРЫВНОСТИ ЭЙЛЕРА	379
З. Е. Шевкунов КОНТРОЛЬ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ В ИЗОЛЯЦИИ ГИДРОГЕНЕРАТОРА. АППАРАТУРА В СИСТЕМЕ ЕГО ДИАГНОСТИКИ	386

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

УДК 621.311.1

С. А. Пискунов^{1,2}, А. В. Мокеев^{1,2}

Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова¹
ООО «Инженерный центр «Энергосервис»²

ТЕХНОЛОГИЯ СВИ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Развитие энергетических систем России напрямую связано с применением современных технологий. Компания ПАО «РусГидро», осуществляющая свою деятельность по множествам направлений, в том числе по производству, передаче и сбыту электроэнергии, уделяет большое внимание обеспечению надежного электроснабжения и безопасного функционирования объектов, внедрению автоматизированных систем управления. Одним из наиболее перспективных направлений для автоматизации объектов электроэнергетики является применение технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ). В докладе рассматривается применение СВИ для совершенствования релейной защиты, автоматики, мониторинга и управления электростанций и электрических сетей.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, синхровектор, электростанция, электрические сети, релейная защита, мониторинг электрооборудования, управление.

S. A. Piskunov^{1,2}, A. V. Mokeev^{1,2}

Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov¹
Engineering center «Energoservice»²

SYNCHROPHASOR TECHNOLOGY FOR AUTOMATION OF POWER PLANTS AND ELECTRICAL NETWORKS

The development of Russian electrical power systems is directly related to the use of modern technologies. The company PJSC RusHydro has many areas of activity, including the production, transmission and sale of electricity, and pays great attention to ensuring reliable power supply and safe operation of facilities, and the implementation of automated process control systems. One of the most promising

areas for automation of electric power facilities is the use of synchronized phasor measurement technology (SPM). The paper reviews the SPM use for improving protection, automation, monitoring and control of power plants and electrical networks.

Keywords: *synchronized phasor measurements, synchrophasor, power plant, electrical network, protection relay, monitoring of electrical equipment, control.*

Введение

Перспективность применения технологии СВИ для автоматизации электроэнергетических объектов связана с высокой точностью и скоростью измерений, возможностью применения централизованных и распределенных систем, многостороннего принципа измерений и возможностью оценки параметров электрооборудования [1-3].

Большой интерес для совершенствования систем релейной защиты представляет развитие теории СВИ, анализ синхровекторов переходных процессов, синтез специализированных цифровых фильтров [3]. Измерение синхровекторов напряжения и тока позволяет реализовать эффективные принципы построения дифференциальной защиты сборных шин, силового трансформатора, дистанционной защиты линии [4-7]. Преимуществом СВИ является применение принципа многосторонних измерений в релейной защите и сочетания нескольких критериев для распознавания повреждения, что обеспечивает повышение селективности и быстродействия защиты.

Еще одним важным направлением применения СВИ в релейной защите является совершенствование защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) [8-9]. Проблемы с реализацией таких защит существуют в сетях с компенсируемой нейтралью. Использование синхровекторов напряжения и тока нулевой последовательности (НП) в централизованной защите от ОЗЗ позволяет обеспечить высокую чувствительность защиты и точное определение поврежденного фидера. Кроме того, применение СВИ позволяет реализовать централизованную систему локализации ОЗЗ, являющуюся одной из важных составляющих системы автоматического восстановления электроснабжения потребителей (САВС).

Особенно перспективно применение технологии СВИ для создания систем автоматики и управления сетей с распределенной генерацией, когда в энергосистеме существует сразу несколько различных источников питания, например, в сетях с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) [11-13].

Безусловно, что одним из наиболее распространенных направлений для применения СВИ в энергетике сегодня являются системы мониторинга переходных режимов (СМПР), которые значительно повышают наблюдаемость сети и позволяют выявлять различные ненормальные режимы, связанные с колебаниями мгновенной частоты и мощности в энергосистеме [14-15]. В то же время, СВИ позволяют расширить область применения систем

мониторинга электрооборудования, в частности мониторинга состояния силовых трансформаторов, мониторинга работы системных регуляторов систем возбуждения турбо- и гидрогенераторов [16-17].

В докладе представлены результаты исследований и разработок авторов по применению СВИ в представленных выше направлениях.

Релейная защита

При разработке алгоритмов релейной защиты распространенным подходом является анализ дифференциальных уравнений переходных процессов с мгновенными значениями напряжений $u(t)$ и токов $i(t)$ и последующий переход к комплексным амплитудам $\dot{U}$, $\dot{I}$. Но применение алгоритмов релейной защиты, основанных на непосредственной обработке мгновенных значений $u(t)$, $i(t)$ связано с существенными погрешностями, когда одно из мгновенных значений становится малой величиной, а применение метода комплексных амплитуд является некорректным при анализе переходных режимов работы энергосистемы. Авторами предложен подход, предполагающий переход от анализа мгновенных значений напряжения и тока к анализу дифференциальных уравнений в синхровекторах переходных процессов [18]:

$$u(t) \rightarrow \dot{U}(t)e^{j\omega_0 t}, i(t) \rightarrow \dot{I}(t)e^{j\omega_0 t}.$$

Анализ синхровекторов электромагнитных и электромеханических процессов позволяет разработать устройства, обеспечивающие точную оценку синхровекторов. При этом может производиться анализ как составляющих промышленной частоты, так и гармонических компонент напряжения и тока, и на этой основе получать выражения для эквивалентных синхровекторов [9]. Последние представляют значительный интерес при разработке алгоритмов обработки многокомпонентных сигналов с различным составом и уровнем гармоник, например, тока и напряжения НП для защиты от ОЗЗ [8-9].

На рис.1 показаны основные направления для применения СВИ в системах релейной защиты электростанций и подстанций.

В первую очередь, стоит отметить преимущества СВИ для реализации дифференциальных защит с абсолютной селективностью [4]. За счет обмена синхровекторами тока между различными устройствами защиты, которые могут находиться как на одном, так и на разных объектах, может быть реализована быстродействующая и эффективная дифференциальная защита шин, силового трансформатора, линии. Кроме того, развитие теории СВИ позволяет значительно улучшить характеристики дистанционной защиты.

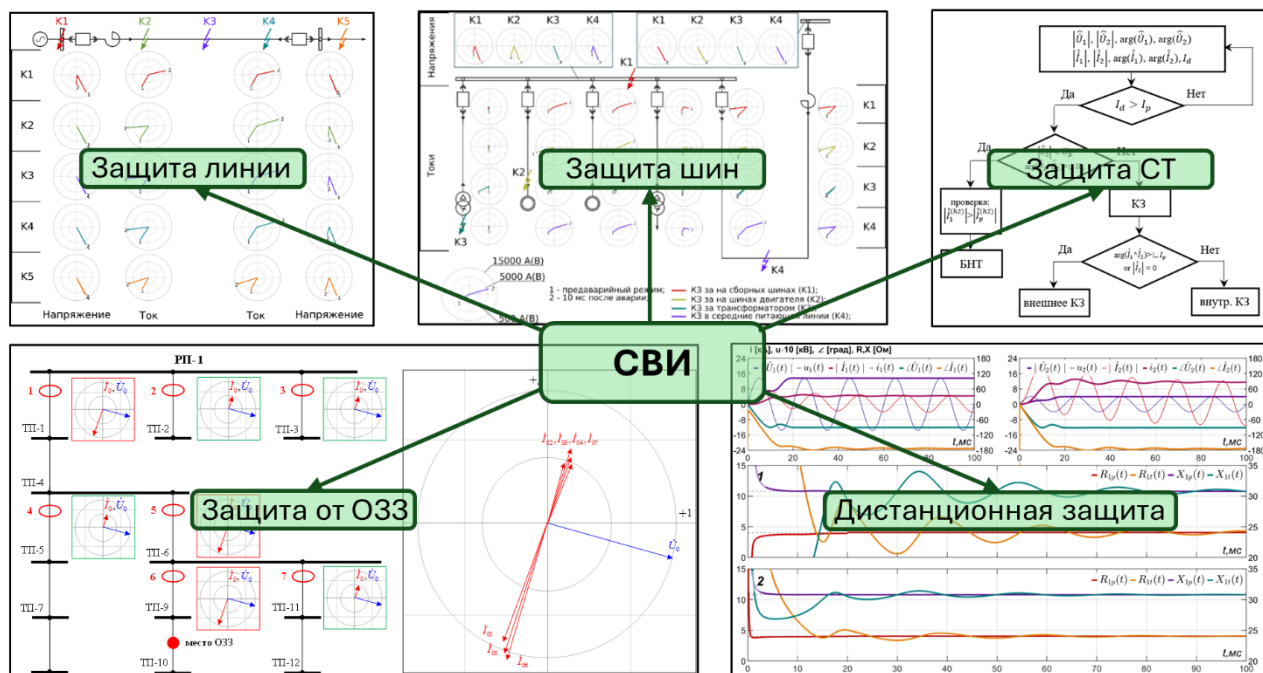


Рисунок 1 – Применение СВИ в релейной защите

В ходе исследований авторами были получены выражения для оценки сопротивления петли КЗ при односторонних и двухсторонних измерениях синхровекторов:

$$\hat{z}(t) = \frac{\dot{U}_1(t)}{\dot{I}_1(t) + k\dot{I}'_1(t)}, \quad \hat{z}_{12}(t) = \frac{\dot{U}_1(t) - \dot{U}_2(t) + z_{12}\dot{I}_2(t) + L_{12}\dot{I}'_2(t)}{\dot{I}_1(t) + \dot{I}_2(t) + k[\dot{I}'_1(t) + \dot{I}'_2(t)]}, \quad (1)$$

где $\underline{k}$ – коэффициент, учитывающий удельные параметры защищаемого объекта,

$\dot{I}'_1(t)$, $\dot{I}'_2(t)$ – производные синхровекторов тока.

Выражения (1) обеспечивают точную оценку сопротивления при электромагнитных и электромеханических переходных процессах, что значительно повышает быстродействие защиты и исключает необходимость в ее блокировке при качаниях и асинхронном ходе в энергосистеме [6-7].

Еще одним важным направлением применения СВИ в релейной защите является совершенствование принципов защиты от ОЗЗ. В ходе исследований было получено и апробировано несколько вариантов такой защиты на синхровекторах НП промышленной частоты и эквивалентных синхровекторах высших гармоник (ВГ) [9]:

источников низкочастотных колебаний (НЧК) и, таким образом, предотвращают развитие тяжелых аварий [14-15]. В то же время, применение СВИ не ограничивается только мониторингом состояния сети, но также позволяет эффективно осуществлять мониторинг состояния электрооборудования [3, 5].

На рис.3 приведены наиболее перспективные направления для применения СВИ в системах мониторинга электрооборудования и электрической сети.

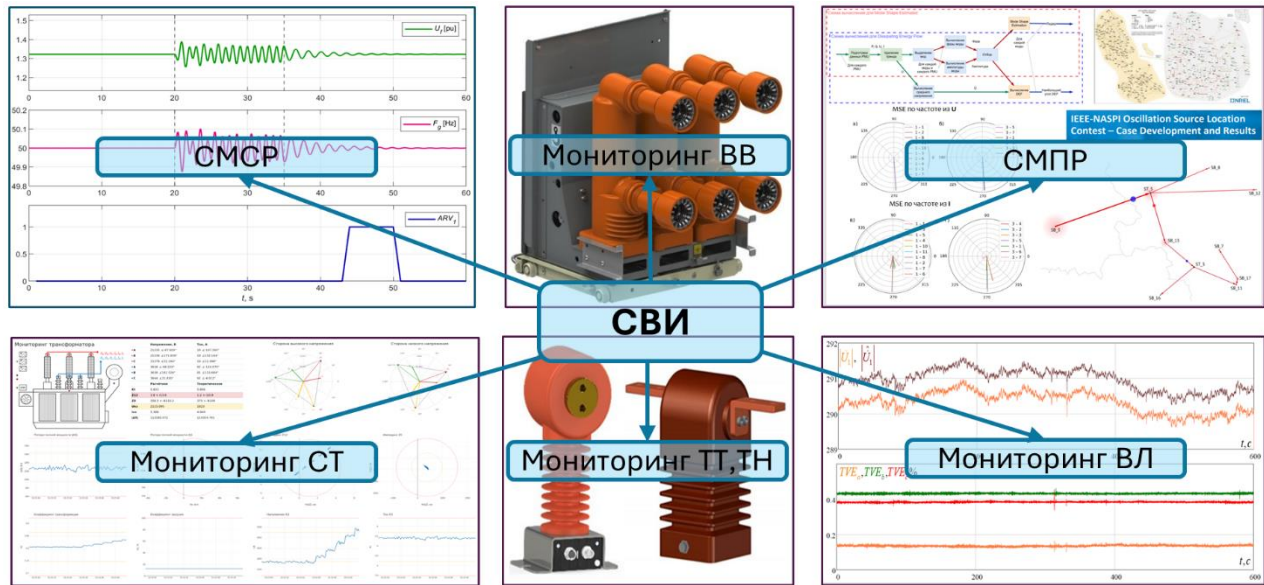


Рисунок 3 – Применение СВИ в системах мониторинга

В первую очередь, следует отметить результаты исследований по разработке и внедрению систем мониторинга состояния силовых трансформаторов (СТ) на основе контроля его электромагнитных параметров [5]. Измерение синхровекторов напряжения и тока трансформатора позволяет контролировать целый ряд его характеристик (потери мощности, параметры схемы замещения, напряжение КЗ, ток холостого хода и др.), что обеспечивает выявление на ранней стадии многих серьезных дефектов (табл.1). Это особенно актуально для тех трансформаторов, на которых системы мониторинга неэлектрических параметров не применяются из-за их относительной небольшой мощности или среднего класса напряжения. Кроме того, СВИ обеспечивают точную оценку параметров СТ в переходном режиме работы энергосистемы:

$$\hat{z}_{12}(t) = \frac{2[\dot{U}_1(t) - \dot{U}_2^*(t)]}{[\dot{I}_1(t) + \dot{I}_2^*(t)] + k_1[\dot{I}_1'(t) + \dot{I}_2'^*(t)]}, \quad (4)$$

$$\hat{L}_m(t) = \frac{\dot{U}_1(t) - z_1 \dot{I}_1(t) - L_1 \dot{I}_1'(t)}{\dot{I}_1'(t) + j\omega_0 \dot{I}_1(t) - (\dot{I}_2^*(t) + j\omega_0 \dot{I}_2^*(t))}, \quad (5)$$

где $\dot{U}_2^*(t)$, $\dot{I}_2^*(t)$ – приведенные синхровекторы напряжения и тока к стороне 1,

$\hat{L}_m(t)$ – оценка индуктивности ветви намагничивания.

Таблица 1 Выявление дефектов силового трансформатора

Механизм повреждения	Виды дефектов	Параметр
Электромагнитные силы, вызванные током КЗ	Деформация обмотки	$\text{Im}[\hat{Z}_{12}(t)]$
Повреждение изоляции обмоток	Межвитковое замыкание, замыкание параллельных проводников	$\text{Re}[\hat{Z}_{12}(t)]$, $\hat{L}_m(t)$
Ухудшенный контакт и перегрев контактов отводов РПН или ПБВ	Перегрев и эрозия контактов	$\text{Re}[\hat{Z}_{12}(t)]$
Механическое смещение или перегрев проводника	Обрыв цепи	$\hat{L}_m(t)$
Механическое воздействие перевозбуждение магнитопровода	Увеличение потерь, пожар в стали	$\hat{L}_m(t)$, $\dot{I}_m(t)$

Другим перспективным направлением применения СВИ для целей мониторинга электрооборудования являются системы мониторинга системных регуляторов (СМСР), которые предназначены для непрерывного контроля корректности функционирования автоматических регуляторов возбуждения и систем возбуждения (АРВ и СВ) синхронных генераторов [16-17]. СМСР предусматривает несколько критериев оценки корректности работы АРВ и СВ (по наличию колебаний, условиям релейной форсировки, работе системного стабилизатора, ограничителя минимального напряжения, тока и напряжения возбуждения), позволяет своевременно выявлять недопустимые отклонения в работе АРВ и СВ и определять необходимые изменения в их настройке.

Системы автоматики и управления

Технология СВИ имеет важное значение в развитии систем автоматики и управления сетей с ВИЭ и распределенной генерацией [11-13]. Наиболее важными функциями данных систем, связанными с СВИ, являются синхронизация энергорайонов, режимная автоматика, контроль устойчивости режима и принципы разделения частей энергосистемы при аварийных

режимах. Кроме того, в сетях с распределенной генерацией применение СВИ значительно повышает эффективность работы релейной защиты.

На рис.4 приведены основные направления применения СВИ в системах автоматики и управления электрических сетей станций и подстанций.

Для традиционных распределительных сетей с односторонним питанием применение СВИ перспективно в системах автоматического восстановления электроснабжения потребителей (САВС), в первую очередь, для обеспечения локализации повреждений [3, 8]. Кроме того, многие традиционные принципы систем автоматики и управления, например, автоматический ввод резерва (АВР), частотная разгрузка (АЧР) или регулирование коэффициента трансформации трансформатора (АРКТ) могут быть усовершенствованы за счет применения технологии СВИ.

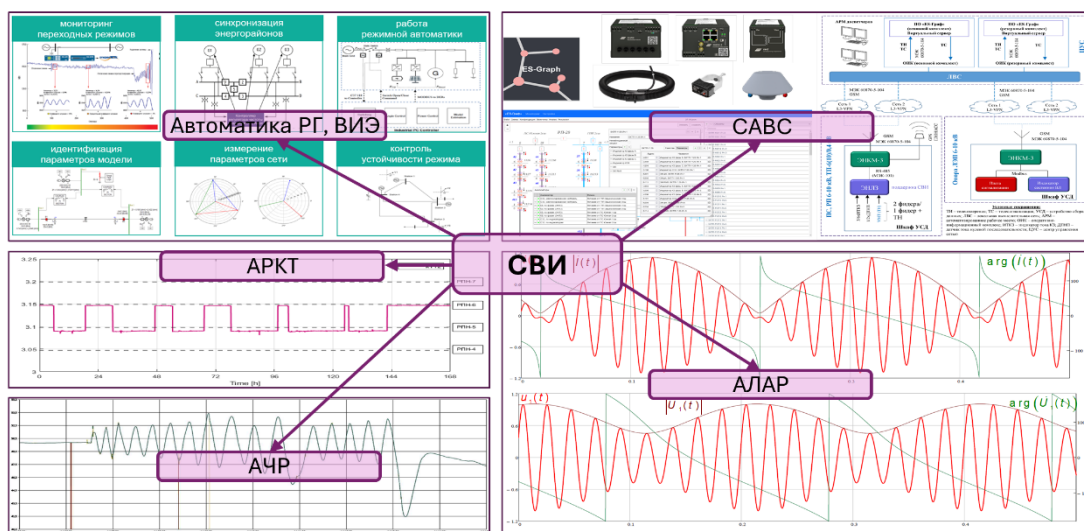


Рисунок 4 – Применение СВИ в системах автоматики и управления

Заключение

Результаты исследований подтверждают перспективность применения технологии СВИ для совершенствования систем релейной защиты, автоматики, мониторинга и управления. СВИ обеспечивает многоуровневую и многокритериальную структуру систем автоматизации объектов электроэнергетики, локальные и централизованные принципы выполнения релейной защиты, принцип многосторонних измерений, устойчивость работы алгоритмов РЗА в переходных режимах работы энергосистемы, функции мониторинга состояния сети и оборудования станций и подстанций.

Список источников

1. Фадке А.Г., Торп Д.С. Синхронизированные векторные измерения и их применение. М.: Техносфера, 2021. – 320 с.
2. Kezunovic M. et al. Application of Time-Synchronized Measurements in Power System Transmission Networks. – NY.: Springer, 2014. – 190 p.
3. Мокеев А.В., Пискунов С.А. Развитие теории синхронизированных векторных измерений для совершенствования систем управления, мониторинга, релейной защиты и автоматики // Релейщик. – 2023. – №. 1. – С. 12-19.
4. Мокеев А.В., Пискунов С.А., Ульянов Д.Н., Хромцов Е.И. Повышение эффективности и надежности РЗА цифровых подстанций и цифровых РЭС // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2020. – № 3(47). – С. 92-100.
5. Piskunov S.A., Mokeev A.V. Power transformer relay protection with its condition monitoring function // REEPE. – Moscow, 2021. – pp.1-6.
6. Мокеев А.В., Пискунов С.А. Совершенствование дистанционной защиты на основе СВИ для работы в условиях переходных процессов с учетом влияния дуги // Релейная защита и автоматизация. – 2022. – № 4(49). – С. 22-29.
7. Мокеев А.В., Пискунов С.А. Дистанционная защита на основе одностороннего и двухстороннего измерения синхровекторов // Релейная защита и автоматизация. – 2024. – № 1. – С. 8-15.
8. Piskunov S.A., Mokeev A.V., Ulyanov D.N. Improvement of Ground Fault Protection Based on Equivalent Synchrophasors // 2023 6th International Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA). – IEEE, 2023. – Т. 1. – С. 1-14.
9. Piskunov S.A., Mokeev A.V. Application of equivalent synchrophasors for admittance based ground fault protection // REEPE. – Moscow, 2024 (в процессе публикации).
10. Илюшин П.В. Особенности реализации автоматики управления режимами энергорайонов с объектами распределительной генерации // Релейная защита и автоматизация. – 2019, № 3(36). – С. 14-23.
11. Zhukov A., Satsuk E., Lisitsyn A., Gerasimov A., Andranovits B. Intelligent automatic control of isolated operating power system // CIGRE SESSION 2022, B5, PS2, ID 10371.
12. Ачитаев А.А., Суворов А.А., Аскарлов А.Б. Технологии управления возобновляемыми источниками энергии в составе изолированных систем // Гидроэлектростанции в XXI веке. – 2023. – С. 15-22.
13. Popov A.I. et al. Examples of processing low-frequency oscillations in Russia and ways to improve the analysis. The 2022 International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics – SGSMA. – Split, Croatia, May 24h-26th 2022.

14. Жуков А.В. и др. Применение технологии СВИ для повышения надежности эксплуатации генерирующего и сетевого оборудования объектов электроэнергетики // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2023. – С. 623-632.

15. Жуков Д.А., Бердин А.С., Близнюк Д.И. Применение данных синхронизированных векторных измерений для мониторинга технического состояния гидрогенераторов // Релейщик. – 2019. – №. 3. – С. 38-42.

16. Говорун М.Н. и др. Опыт реализации системы мониторинга системных регуляторов в ЕЭС России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2023. – С. 633-641.

17. Мокеев А.В. Анализ синхровекторов переходных процессов в энергосистеме // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2022, № 1(211). – С. 62-70.

УДК 621.224; 621.313.322-82

Е. В. Георгиевская¹, Н. В. Георгиевский¹

ООО «Центр конструкторско-технологических инноваций»¹

КОНЦЕПЦИЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА УЗЛОВ ГИДРОАГРЕГАТОВ, НЕ ЗАМЕНЯЕМЫХ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ

Предложена концепция оценки технического состояния и остаточного ресурса немодернизированных узлов в рамках обновленного агрегата, базирующаяся на всестороннем обследовании и индивидуальной расчетной оценке ресурса с учетом изменения технических параметров и режимов работы ГА.

Ключевые слова: гидроагрегат, гидротурбина, оценка технического состояния, остаточный ресурс, ресурсный отказ, индекс технического состояния.

CONCEPT FOR THE ASSESSMENT OF THE TECHNICAL CONDITION AND THE RESIDUAL LIFE OF HYDRAULIC UNIT COMPONENTS NOT REPLACED DURING MODERNIZATION

The article presents the concept of technical condition assessment and residual life of unmodernised components in the context of an upgraded hydraulic unit. It is based on a comprehensive inspection and individual calculated life assessment taking into account changes in technical parameters and operating modes of the unit.

Key words: *hydraulic unit, hydraulic turbine, assessment of technical condition, residual life, marginal failure, index of technical condition.*

Введение

Большинство крупных российских ГЭС были построены в 1950-1970-х годах, и к началу XXI века установленные на них гидроагрегаты (ГА) не только морально устарели, но и оказались физически изношенными, не отвечающими высоким требованиям, предъявляемым в энергетике к обеспечению надежности и безопасности работы оборудования. Решением стала широкомасштабная замена, глубокая модернизация и реконструкция основного генерирующего оборудования ГЭС, реализуемая с середины 2000-х годов крупнейшими гидрогенерирующими компаниями ПАО «РусГидро», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», ТГК-1 и др. [1, 2]. Однако, экономические трудности и техническая невозможность полной замены в сжатые сроки большого количества гидроагрегатов на новые внесла значительные коррективы в программы обновления парка гидротурбин и гидрогенераторов, зачастую ограничившись точечной заменой отдельных узлов и компонентов, наиболее изношенных и ограничивающих ресурс.

Наиболее часто замене подвергаются рабочие колеса и электрическая часть генераторов, что позволяет повысить КПД и выработку ГА, расширить эксплуатационный диапазон, повысить эффективность использования и продлить срок службы оборудования минимум на 30-40 лет. В то же время несущие конструкции гидроагрегата (грузонесущие крестовины, подпятники и опорные конусы, направляющие подшипники, металлоконструкции ротора генератора), статор гидротурбины (включая колонны статора), турбинный и генераторный валы и ряд других высоконагруженных элементов ГА остаются старыми [3, с. 70; 4 с. 7], а их техническое состояние (ТС) и перспективы дальнейшей эксплуатации на многие годы в составе модернизированного агрегата оцениваются на основе визуального осмотра.

В результате возникает ситуация, когда ограничивающим ресурс всего ГА фактором становится техническое состояние (ТС) отдельных, не замененных при модернизации узлов [5, с. 7]. При этом обновленный агрегат, с новой высокоэффективной турбиной и современным генератором, вынужден выводиться в неплановые ремонты для устранения прогрессирующих опасных повреждений «старых» (не подвергнувшихся модернизации) элементов, уменьшая преимущества модернизации и перспективы возврата вложенных в нее финансовых вливаний.

Нормативные требования

Оценка ТС узлов и элементов ГА регламентируется «Методикой оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» (утв. приказом Минэнерго от 26.07.2017 г. № 676 с изменениями от 17.03.2020 г.) и двумя обновленными национальными стандартами ГОСТ Р 55260.3.2-2023 «Гидроэлектростанции. Часть 3-2. Гидротурбины и механическая часть генераторов. Методики оценки технического состояния» и ГОСТ Р 55260.3.2-2023 «Гидроэлектростанции. Часть 2-2. Гидрогенераторы. Методики оценки технического состояния», вступившими в действие с 01.01.2024 г.

Методика Минэнерго базируется на расчете индекса технического состояния (ИТС) оборудования как интегральном показателе, позволяющем сопоставить состояние оборудования в различные моменты времени, сравнить различные единицы оборудования между собой и определить необходимый вид технического воздействия. Этот подход не предполагает глубокую и всестороннюю оценку каждого элемента ГА в отдельности с точки зрения перспектив его использования на ближайшие 30-40 лет (предполагаемый срок службы обновленного агрегата).

Обновленные ГОСТы регламентируют оценку ТС по степени работоспособности оборудования, предъявляя требования к перечню контролируемых параметров и соответствующих допустимых значений, применяемым методикам контроля, порядку и способам проведения измерений и испытаний. Объемы контроля позволяют в дальнейшем проводить оценку остаточного ресурса (ОР) отдельных узлов и ГА в целом, но сама процедура расчета ресурса ни отдельных узлов и деталей, ни ГА в целом, не входит в область применения стандартов.

В настоящее время отсутствует единый концептуальный подход к оценке ТС и ОР узлов и элементов ГА, не заменяемых при модернизации, что приводит к невозможности обоснования границ модернизации, ее экономической эффективности и дополнительных мероприятий по поддержанию надежной и безопасной работы генерирующего оборудования после модернизации.

Ресурсные отказы: причины и закономерности

В настоящее время модернизации, как правило, подвергаются агрегаты со сроком службы более 40 лет [6, с. 68]. При этом интуитивно предполагается, что срок службы старых узлов, не попавших под модернизацию и оставленных в эксплуатации, должен быть не меньше, чем для новых, замененных в процессе модернизации. Таким образом, общий срок службы немодернизированных узлов должен достигать 70-80 лет и более, что превышает в 2-3 раза проектные ожидания.

Вероятность появления в немодернизированных узлах ГА опасных дефектов, обусловленных ресурсными отказами и препятствующих дальнейшей надежной эксплуатации, в том числе усталостных трещин, возрастает с каждым годом по мере нарастания наработки. Ресурсный отказ – это результат естественной деградации материала в условиях длительного воздействия внешних переменных нагрузок, в том числе с учетом влияния коррозионно-активной среды. Основной причиной ресурсного отказа является постепенное накопление повреждений в металле нагруженных узлов ГА, обусловленное динамическим воздействием в процессе работы оборудования. При этом сам процесс накопления повреждений происходит постепенно и незаметно, его нельзя обнаружить методами неразрушающего контроля вплоть до появления макротрещин. В результате складывается ошибочное представление, что такие усталостные трещины возникают в короткий период и связаны с внешними факторами.

Важно подчеркнуть, что ресурсный отказ происходит не в результате нарушения условий эксплуатации или каких-либо ошибок, обусловленных человеческим фактором, а в рамках нормальной эксплуатации. При этом срок такого отказа (фактический индивидуальный ресурс) зависит от конструктивно-технологических особенностей, фактических условий работы и фактического технического состояния металла рассматриваемого узла.

Источником усталостного повреждения всегда служит зона концентрации напряжений:

- поверхность сопряжения отдельных элементов в узле, включая сварные швы, болтовые соединения и т.п.;
- малые радиусы отверстий и/или галтельных переходов при изменении геометрии детали;
- локальные зоны закрепления узла;
- локальные зоны приложения внешних нагрузок;
- локальные зоны ранее проведенных ремонтных воздействий с применением сварки и пр.

Скорость накопления усталостных повреждений определяет фактический срок до появления дефекта и зависит от уровня концентрации напряжений, уровня и спектра внешнего воздействия, усталостных характеристик материала и агрессивности окружающей среды. Применительно

к гидроагрегатам агрессивность среды выражается в абразивном, коррозионном, эрозионном и кавитационном воздействиях.

Исходя из вышесказанного, следует, что после проведенной модернизации с частичной заменой узлов и элементов ГА для обеспечения надежной и безопасной работы ГА в целом необходимо провести углубленную оценку ТС не затронутых модернизацией узлов и оценить их остаточный ресурс с учетом фактической нагруженности элементов, фактических условий их работы за прошедший и прогнозируемый для продления период, фактических свойств материалов. На основании ТС и ОР необходимо обосновать возможность длительной (30-40 лет) дальнейшей эксплуатации немодернизированных узлов в рамках обновленного агрегата и при необходимости разработать ограничительные меры режимного или иного характера.

Скрытые проблемы

1. Немодернизированные узлы ГА на момент проведения модернизации, как правило, не имеют видимых опасных дефектов, преимущественно вопрос касается трещин. В противном случае, например, когда трещины не были видны на остановленном для осмотра оборудовании и выявлены только после разборки ГА, эти дефекты устраняют в рамках проводимой модернизации или происходит вынужденная замена соответствующего узла ввиду невозможности его дальнейшей эксплуатации. Однако, отсутствие видимых трещин не может быть истолковано как отсутствие накопленного за предшествующий модернизации период усталостного повреждения металла. Усталостные трещины в немодернизированных узлах могут появиться уже через несколько часов эксплуатации обновленного ГА. Их причиной будет ни какое-либо нарушение регламентов и инструкций, ни отклонения от требований, ни человеческий фактор, а переход в предельное состояние (образование трещины), связанный с превышением накопленным усталостным повреждением предельного значения, определяемого свойствами материала.

2. При глубокой модернизации, с заменой крупных узлов, модернизированный агрегат зачастую отличается от предшественника по ряду технических параметров, т.е. может иметь другую проточную часть, другую массу, другие габаритные размеры, другие профили сечений, другие материалы и т.п. Все это приводит к изменению динамических характеристик ГА, в частности сдвигу собственных частот и изменению отклика ГА на внешние воздействия. В частности, после модернизации могут появиться околорезонансные явления в тех узлах ГА, которые ранее были нечувствительны к аналогичным нагрузкам. В итоге после модернизации поменяется спектр и амплитуды внутренних напряжений в немодернизированных узлах ГА, что приведет к изменению скорости накопления повреждений и, соответственно, сроков появления усталостных трещин в старых узлах.

3. За прошедшие десятилетия, которые отработали немодернизированные узлы агрегата, могли существенно поменяться условия работы ГЭС (строительство новых гидроэнергетических объектов, изменение уровня бьефов, отбор воды на технические нужды и аграрные цели, изменение водного режима и т.п.). Кроме того, сегодня, особенно с учетом широкомасштабного внедрения новых ВИЭ, мощности ГЭС – это основной инструмент обеспечения стабильности частоты и мощности сетей. Это вынуждает активно использовать ГА во всем эксплуатационном диапазоне, многократно и быстро осуществляя переходы из одной эксплуатационной точки в другую. В результате фактические режимы работы и количество циклов нагружения ГА значительно отличаются от заложенных на стадии проектирования ГЭС. Для новых узлов, замененных в процессе модернизации, эти режимные особенности учитываются при их проектировании. Но для старых узлов, не попавших в границы модернизации, такое изменение режимов работы может привести к ускоренному трещинообразованию или даже оказаться критичным с точки зрения обеспечения их работоспособности.

Основные принципы оценки ТС и ОР немодернизированных узлов

Отмеченные выше проблемы вынуждают решать задачу обоснования возможности надежной и безопасной эксплуатации на заданный (продлеваемый) период с учетом фактических нагрузок и фактического технического состояния, включая имеющиеся эксплуатационные дефекты, основываясь на следующих основных принципах:

1. Индивидуальность: каждый модернизируемый объект уникален, нельзя полученные для одного ГА результаты перенести на другой ГА. В то же время можно и нужно использовать идентичные подходы к оценкам ТС и ОР идентичных узлов.

2. Оценка ТС немодернизируемых узлов, помимо визуального осмотра, должна включать всестороннее обследование с использованием:

- измерительного контроля, направленного на выявление несоответствий требованиям проектно-конструкторской документации, качественному и количественному описанию обнаруженных эксплуатационных дефектов;

- неразрушающих методов контроля, направленных на поиск скрытых и плохо визуализируемых дефектов;

- исследования состояния основного металла и сварных швов, включая определение остаточных сварочных напряжений и усталостных характеристик материала;

- косвенных оценок по результатам испытаний и измерений на рассматриваемом узле и на других узлах ГА;

- при необходимости дополнительных специальных испытаний и измерений, направленных на уточнение особенностей фактического технического состояния и/или условий работы рассматриваемого узла.

3. Оценка ОР немодернизируемых узлов должна проводиться расчетно-экспериментальными методами с использованием количественных ресурсных параметров, позволяющих однозначно связать срок надежной и безопасной эксплуатации узла с режимами работы ГА.

Концепция расчетной оценки ОР

Для обоснования ОР немодернизированных узлов, прежде всего, необходима оценка статической прочности с учетом изменений нагрузок на немодернизированные узла ГА. При этом следует уделить внимание следующим положениям:

- обеспечение общей несущей способности немодернизированного узла с учетом изменения массогабаритных и гидравлических параметров ГА (например, изменение подъемной силы при замене рабочего колеса), а также возможных отклонений от проектно-конструкторской документации;
- обеспечение локальной несущей способности зон концентрации напряжений с учетом фактической геометрии, фактического уровня остаточных напряжений, фактических нагрузок на немодернизированный узел с учетом возможного сдвига резонансных характеристик;
- обеспечение долговечности узла на предполагаемый период продления срока службы обновленного ГА с учетом доминирующего механизма разрушения.

Доминирующим механизмом разрушения несущих конструкций и вала ГА, статора гидротурбины и ряда других узлов ГА, оставаемых неизменными при модернизации с заменой рабочего колеса, является накопление усталостных повреждений. При этом само по себе появление усталостных трещин – еще не приговор, а только повод задуматься о сроке дальнейшей эксплуатации, который будет зависеть от положения, размеров, направления развития появившейся трещины, условий нагружения узла, характеристик материала, влияния среды и т.п. Поэтому расчет ОР следует проводить в два этапа, по двум независимым критериям предельных состояний – усталость и трещиностойкость (рисунок 1), а остаточный ресурс будет определяться суммой наработок по каждому из этих этапов. Если по результатам оценки ТС обнаружены эксплуатационные трещиноподобные дефекты, то оценка трещиностойкости проводится по фактическим размерам этих дефектов. Если по результатам обследования немодернизированного узла трещин не обнаружено, то расчет трещиностойкости проводится по расчетному дефекту, размеры которого определяются границами чувствительности примененных методов обследования, а местоположение и направление принимаются наихудшими с точки зрения ресурса.

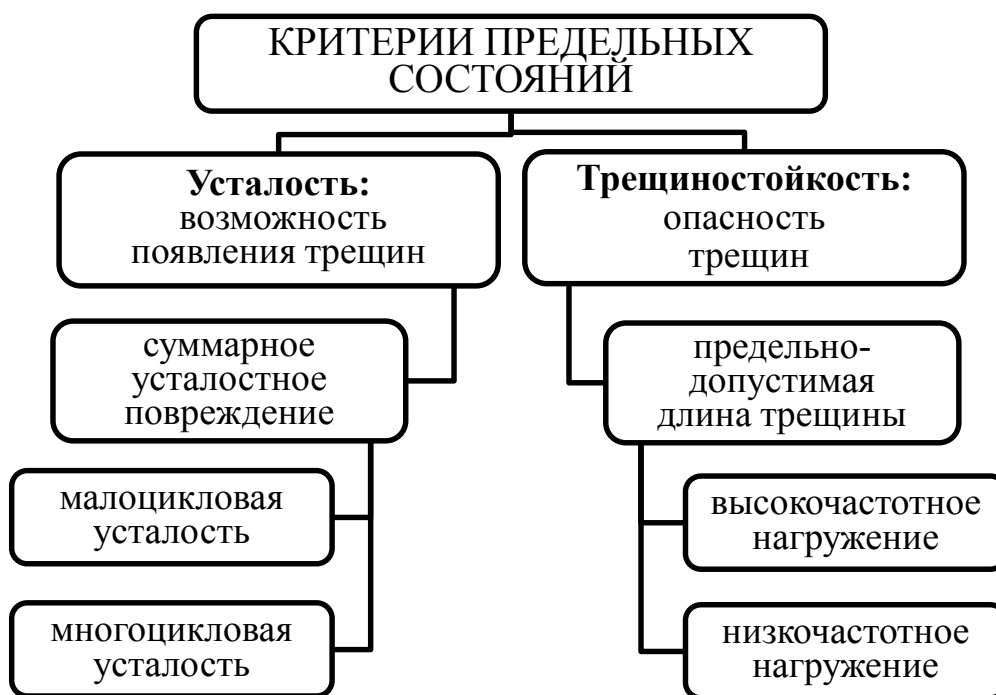


Рис. 1 – К оценке ОР немодернизируемых узлов

На первой стадии выделяется мало- и многоцикловая усталость. Малоцикловая усталость связана с «непроектными» и переходными режимами работы ГА, которые характеризуются большими динамическими амплитудами. К «непроектным» относятся все режимы, которые обычно не рассматриваются при проектировании как режимы длительной эксплуатации и находятся вдали от зоны максимума КПД на эксплуатационной характеристике: работа на малой и средней частичной мощностях, холостой ход, работа в режиме синхронного компенсатора, форсирование мощности и т.п. К переходным режимам относятся пуски и остановки, а также сброс и набор мощности. Зарождение трещин и их медленное подрастание на начальной стадии (пока трещины еще не опасны) происходит под действием именно малоцикловой усталости. Этот процесс в различных узлах ГА может занимать десятки лет.

На второй стадии рассматривается подрастание трещины от момента зарождения до достижения предельно допустимой по условиям прочности и надежности длины. Выделяется две фазы: медленное стабильное подрастание трещины под действием низкочастотных нагрузок вплоть до достижения трещиной критического размера, когда она становится чувствительна к высокочастотным нагрузкам, отличающимся незначительными амплитудами, и стремительный рост трещины от критического размера до разрушения детали. Во второй фазе важную роль играет высокочастотное нагружение, которое приводит к значительному ускорению роста трещины и соответственно, существенному снижению ОР. Следует отметить, что в отличие от низкочастотных нагрузок высокочастотные нагрузки, хоть и имеют

небольшие амплитуды, сопровождают работу ГА практически на всех режимах работы, включая работу ГА вблизи зоны максимального КПД. Неучет высокочастотных нагрузок, обычно объясняемый малостью их амплитуд, приводит к неправомерному завышению ОР и возможности разрушения узла в пределах назначенного срока службы.

Выводы

Реализация предложенной концепции на практике позволит повысить эффективность модернизации и исключить внеплановые остановки модернизированного оборудования, вызванные эксплуатационными повреждениями или внезапными ресурсными отказами немодернизированных узлов, обоснованно принимать управленческое решение о возможности и условиях продления надежной и безопасной эксплуатации немодернизированных узлов обновленного оборудования, заранее планируя обязательный объем контроля состояния и необходимого восстановительного ремонта старых узлов.

Список источников

1. Программа комплексной модернизации ГЭС. URL: <https://rushydro.ru/activity/production/gidrogeneratsiya/cmp/> (дата обращения 07.04.2024).
2. Этапы становления. «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»: главные итоги 2018 года. URL: <https://www.vsp.ru/2019/06/04/etapy-stanovleniya/> (дата обращения 05.07.2019)
3. Захаров А.В., Сапроненко Ю.В., Семенова А.В. Реконструкция гидротурбин Рыбинской ГЭС // Гидротехника. – 2021. – № 4 (65). – С. 70-72.
4. Васильченко К.И., Георгиевская Е.В., Башмаков А.О. Проблема трещинообразования несущих конструкций гидрогенератора и пути её решения // Гидротехническое строительство. – 2023. – № 4. – С. 7-12.
5. Георгиевская Е.В., Башмаков А.О., Васильченко К.И. Усталостные трещины: случайность или закономерность // Гидротехника. – 2023. – № 1 (70). – С. 2-9.
6. Новожилов В.Ю., Школьник В.Э. Новые гидрогенераторы для Рыбинской ГЭС // Гидротехника. – 2021. – № 4 (65). – С. 68-69.

С. И. Лещенко¹, В. А. Бобыльская²

Сибирский инженерно-аналитический центр¹

Сибирский государственный университет водного транспорта²

ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННО-ДИАГНОСТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ГТС ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Мониторинг безопасности гидротехнических сооружений – это совокупность постоянных (непрерывных) наблюдений за состоянием безопасности гидротехнических сооружений и характером воздействия опасных факторов на окружающую среду [1]. Мониторинг безопасности ГТС осуществляется на всех напорных гидротехнических сооружениях. При этом его структура на разных сооружениях существенно отличается и зависит не только от их технических характеристик (конструктивные особенности, класс и др.), но и от их отраслевой принадлежности.

Гидротехнические сооружения тепловых электростанций – это многочисленная группа сооружений, обеспечивающих безаварийную работу ТЭЦ, нормальные условия жизнедеятельности эксплуатационного персонала и защиту окружающей среды от загрязнения. Специфика решаемых задач и условий эксплуатации указанных ГТС оказали существенное влияние на сложившуюся систему мониторинга.

Существующие системы мониторинга безопасности ГТС на большинстве рассмотренных тепловых электростанций сформировались еще в девяностых годах прошлого века и по настоящее время остались практически неизменными. Они еще позволяют получить достоверную информацию о техническом состоянии и надежности эксплуатируемых гидротехнических сооружений и отслеживать их изменение, но уже технически и морально устарели и не соответствуют современным требованиям. В первую очередь это обусловлено недостаточным использованием возможностей информационных технологий.

Внедрение информационных систем может обеспечить более оперативную и глубокую обработку данных о техническом состоянии ГТС и прогнозирование его изменения в разных условиях эксплуатации. При этом основная сложность заключается в выборе наиболее перспективной, надежной и экономичной системы, способной функционировать в условиях, характерных именно для тепловых электростанций.

Ключевые слова: мониторинг безопасности гидротехнических сооружений, автоматизированная система диагностического контроля, автоматизированная информационная система, золоотвал, гидротехнические сооружения тепловых электростанций.

S. I. Leshchenko¹, V. A. Bobylskaya²
Siberian Engineering and Analytical Center¹
Siberian State University of Water Transport²

PROSPECTS FOR THE INTRODUCTION OF INFORMATION AND DIAGNOSTIC SYSTEMS AT THE GTS OF THERMAL POWER PLANTS

Monitoring the safety of hydraulic structures is a set of constant (continuous) observations of the safety status of hydraulic structures and the nature of the impact of hazardous factors on the environment [1]. GTS safety monitoring is carried out at all pressure hydraulic structures. At the same time, its structure differs significantly in different structures and depends not only on their technical characteristics (design features, class, etc.), but also on their industry affiliation.

Hydraulic structures of thermal power plants are a numerous group of structures that ensure trouble-free operation of thermal power plants, normal living conditions for operating personnel and environmental protection from pollution. The specifics of the tasks being solved and the operating conditions of these GTS had a significant impact on the current monitoring system.

The existing GTS safety monitoring systems at most of the considered thermal power plants were formed back in the nineties of the last century and have remained virtually unchanged to the present day. They still allow us to obtain reliable information about the technical condition and reliability of operated hydraulic structures and track their changes, but they are already technically and morally outdated and do not meet modern requirements. First of all, this is due to the lack of accurate use of information technology capabilities.

The introduction of information systems can provide more rapid and in-depth processing of data on the technical condition of the GTS and forecasting its changes in different operating conditions. At the same time, the main difficulty lies in choosing the most promising, reliable and economical system capable of operating in conditions specific to thermal power plants.

Keywords: safety monitoring of hydraulic structures, automated diagnostic control system, automated information system, ash dump, hydraulic structures of thermal power plants.

Тепловая электростанция (ТЭС) – это электрическая станция (комплекс оборудования, установок, аппаратуры), которая вырабатывает электрическую энергию в результате преобразования теплоты, выделяющейся при сжигании топлива. Основным топливом для электростанции служат уголь, торф, горючие сланцы, а также газ и мазут, но для нормальной ее работы требуется огромное количество воды, которая используется на:

- охлаждение нагретых элементов,
- работу системы гидрозолоудаления,
- хозяйственно-бытовые нужды эксплуатационного персонала и т.д.

Для обеспечения работы ТЭС в состав основных сооружений входят и гидротехнические сооружения. Так, например, на территории города Новосибирск находится более пятидесяти гидротехнических сооружений, обеспечивающих работу четырех тепловых электростанций.

Напорные гидротехнические сооружения являются потенциально опасными объектами – при их разрушении образуется волна прорыва, движение которой по местности может привести к значительному материальному, экологическому и социальному ущербу, поэтому особенно важно обеспечить их надежную безаварийную эксплуатацию. В соответствии со статьей 9 Федерального закона №117-ФЗ собственник гидротехнического сооружения и (или) эксплуатирующая организация обязаны: обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнического сооружения, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения и анализ причин её снижения с учётом работы гидротехнического сооружения в каскаде, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и с эксплуатацией объектов на водных объектах и на прилегающих к ним территориях ниже и выше гидротехнического сооружения [2].

На всех действующих тепловых электростанциях сформированы системы мониторинга безопасности ГТС, для которых характерен ряд особенностей:

1. на тепловых электростанциях большая часть гидротехнических сооружений являются безнапорными – система мониторинга безопасности в большинстве случаев охватывает только напорные ГТС;
2. гидротехнические сооружения тепловых электростанций поднадзорны Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, вся система мониторинга строится на основе четырех

основных документов: декларация безопасности ГТС, критерии безопасности ГТС, проект мониторинга безопасности ГТС, инструкция по ведению мониторинга безопасности ГТС; для всех рассмотренных ТЭС указанная документация разработана в полном объеме;

3. на станциях организованы службы эксплуатации и надзора за зданиями и сооружениями, персонал указанных служб занимается, в том числе, и гидротехническими сооружениями; отдельных подразделений по эксплуатации и надзору за гидротехническими сооружениями нет – специалистов, занимающихся исключительно вопросами ГТС, в штате станций также нет;

4. мониторинг безопасности ГТС на уровне ежедневного контроля и комиссионных осмотров осуществляется сотрудниками станции – регулярные и специальные наблюдения, многофакторные исследования и декларирование безопасности ГТС осуществляют сторонние специализированные организации;

5. на напорных гидротехнических сооружениях оборудована контрольно-измерительная аппаратура (КИА) в полном соответствии с разработанными проектами мониторинга безопасности; дистанционная аппаратура на золоотвалах и других ГТС отсутствует – это обусловлено следующими факторами: большая площадь или протяженность контролируемых ГТС; удаленность от промплощадок; отсутствие системы ограничения физического доступа посторонних лиц; активное «социальное» использование сооружений местными жителями. Указанные выше причины обуславливают также низкую сохранность установленных приборов, работы по модернизации системы КИА фактически не ведутся;

6. результаты ежедневного контроля оформляются в виде журналов наблюдения и в большинстве случаев ведутся только в печатном виде;

7. вся отчетная документация по результатам наблюдений, выполненных сторонними организациями, предоставляется заказчику в печатном и электронном виде (чаще всего в не редактируемом формате PDF);

8. электронные библиотеки не ведутся;

9. электронные базы данных мониторинга безопасности ГТС отсутствуют;

10. информационные системы обработки данных и ведения мониторинга безопасности ГТС не применяются;

11. прогнозирование изменения технического состояния сооружений и развития выявленных негативных процессов не ведется.

Таким образом, существующие системы мониторинга безопасности ГТС на большинстве тепловых электростанций сформировались еще в девяностых годах прошлого века и по настоящее время остались практически неизменными. Они все еще позволяют получить достоверную информацию о

техническом состоянии и надежности эксплуатируемых гидротехнических сооружений и отслеживать их изменение, но уже технически и морально устарели и не отвечают современным требованиям. В большинстве случаев система мониторинга сводится только к наблюдениям за состоянием ГТС, а получаемые данные без качественной глубокой камеральной обработки теряют свою актуальность и значимость.

При анализе эксплуатационной документации и технических отчетов по результатам мониторинга, а также данных по организации технической эксплуатации действующих золоотвалов и изменению их технического состояния, выделен целый ряд существенных проблемных моментов, которые существующая система мониторинга безопасности ГТС неспособна решить:

- ухудшение качества разрабатываемой в рамках декларирования безопасности ГТС документации. За последние 5 лет по рассматриваемым золоотвалам: ~80% деклараций не утверждаются с первого раза; ~40% деклараций не утверждаются в срок (в течение периода до 1 года сооружения эксплуатируются без утвержденных деклараций безопасности ГТС); в единичном случае декларация не была разработана вообще; многочисленные замечания по расчетной части (прежде всего, по фильтрационным расчетам и расчетам устойчивости ГТС); наличие в документах противоречий; уменьшение среднего срока действия деклараций безопасности и т.д.;

- отсутствие на станциях персонала, обладающего достаточной квалификацией для оценки и корректировки предоставляемой документации на этапе предварительного согласования документации, поэтому допущенные в документации недочеты обнаруживаются при проведении работ по мониторингу в уже утвержденной документации, что приводит к усложнению качественной и достоверной оценки безопасности сооружения;

- разработка документации «по шаблону», что зачастую приводит к некорректному назначению состава контролируемых параметров, периодичности наблюдений и критериальных значений;

- недостаток квалифицированных кадров по мониторингу безопасности ГТС, достаточно высокая текучесть кадров. Ситуация характерна как для самих тепловых электростанций, так и для специализированных организаций, осуществляющих мониторинг безопасности ГТС. Отсутствие консолидированной упорядоченной информации по техническому состоянию сооружений и организации системы мониторинга приводит к значительному увеличению сроков подготовки вновь принятых сотрудников к выполнению трудовых обязанностей;

- замена «мониторинга» безопасности ГТС «наблюдениями» за безопасностью ГТС, т.е. наблюдения на сооружениях ведутся, но качественная камеральная обработка получаемых данных не проводится., прогнозирование

изменения технического состояния сооружений и развития негативных процессов не осуществляется;

- недостаточное внедрение компьютерных и ГИС технологий мониторинга безопасности ГТС и др.

При этом большинство отмеченных проблемных моментов либо тесно взаимосвязаны, либо вытекают один из другого. Значительная часть проблемных моментов может быть устранена внедрением более современных систем мониторинга.

В соответствии со статьей 4.17 СП 58.13330.2019 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» для напорных гидротехнических сооружений 1 и 2 классов ответственности следует обеспечивать применение автоматизированных систем диагностического контроля [3].

Автоматизированная система диагностического контроля (АСДК) – это система автоматического опроса дистанционной контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на сооружении, одновременно сравнивающая полученные результаты с критериями безопасности, на основании чего автоматически диагностируется состояние сооружений [4]. АСДК обеспечивает:

- автоматизированный опрос установленных на сооружении дистанционных (телеметрических) приборов и внесение полученной информации в общую базу данных;

- накопление и хранение данных натурных наблюдений и иной информации, необходимой для качественной оценки состояния сооружения;

- первичную и вторичную камеральную обработку показаний КИА;

- сравнение фактических значений диагностических показателей с их критериальными значениями;

- оперативную оценку технического состояния и уровня безопасности сооружения;

- получение необходимых сведений в требуемой удобной форме и др.

Автоматизированная система диагностического контроля состоит из трех основных элементов: средств измерения, автоматизированной системы опроса КИА и информационно-диагностической системы (рисунок 1).

Таким образом, внедрение автоматизированных систем диагностического контроля: минимизирует участие эксплуатационного персонала на всех этапах оценки технического состояния и безопасности сооружения; снижает вероятность ошибки за счет человеческого фактора; уменьшает нагрузку на эксплуатационный персонал.



Рисунок 1 – Структура АСДК

Система АСДК в ее классической форме не применима на сооружениях гидротехнического комплекса тепловых электростанций. Установка телеметрических средств измерения, оборудование линий связи и автоматизированной системы опроса КИА (два нижних уровня системы) не имеют практической значимости, экономически не целесообразны и технически сложно осуществимы. Это обусловлено следующими основными факторами:

- большое количество гидротехнических сооружений разных типов, расположенных на значительном удалении друг от друга и от оператора системы;
- значительная площадь или протяженность эксплуатируемых ГТС;
- подавляющее большинство диагностических параметров состояния сооружения являются качественными и контролируются в ходе проведения визуальных осмотров;
- низкая периодичность измерения количественных параметров состояния сооружения, для большинства параметров периодичность составляет от одного раза в десять дней до одного раза в год;
- низкая степень оснащенности дистанционной КИА – на большинстве наблюдаемых сооружений телеметрическая аппаратура отсутствует, при внедрении АСДК потребуется переоборудование всей наблюдательной сети КИА;
- на ГТС отсутствует система ограничения физического доступа посторонних лиц – сооружения активно «осваиваются» местным населением, что приводит к частому повреждению или уничтожению КИА и других элементов ГТС.

При этом информационно-диагностическая система может быть успешно применена на объектах теплоэнергетики в качестве самостоятельного элемента для формирования автоматизированных информационных систем.

Автоматизированная информационная система (АИС) – взаимосвязанная совокупность средств, методов и персонала, используемых для хранения, обработки и выдачи информации в интересах достижения поставленной цели [4].

Информационно-диагностическая система (ИДС) – система, диагностирующая состояние контролируемого объекта, включающая базу данных наблюдений, программу их обработки и диагностические критерии для оценки состояния сооружений [4].

В настоящее время ситуация постепенно меняется и на отдельных станциях начинают формировать электронные архивы документов и базы данных по отдельным видам наблюдений, что является первым шагом к внедрению ИДС (рисунок 2).

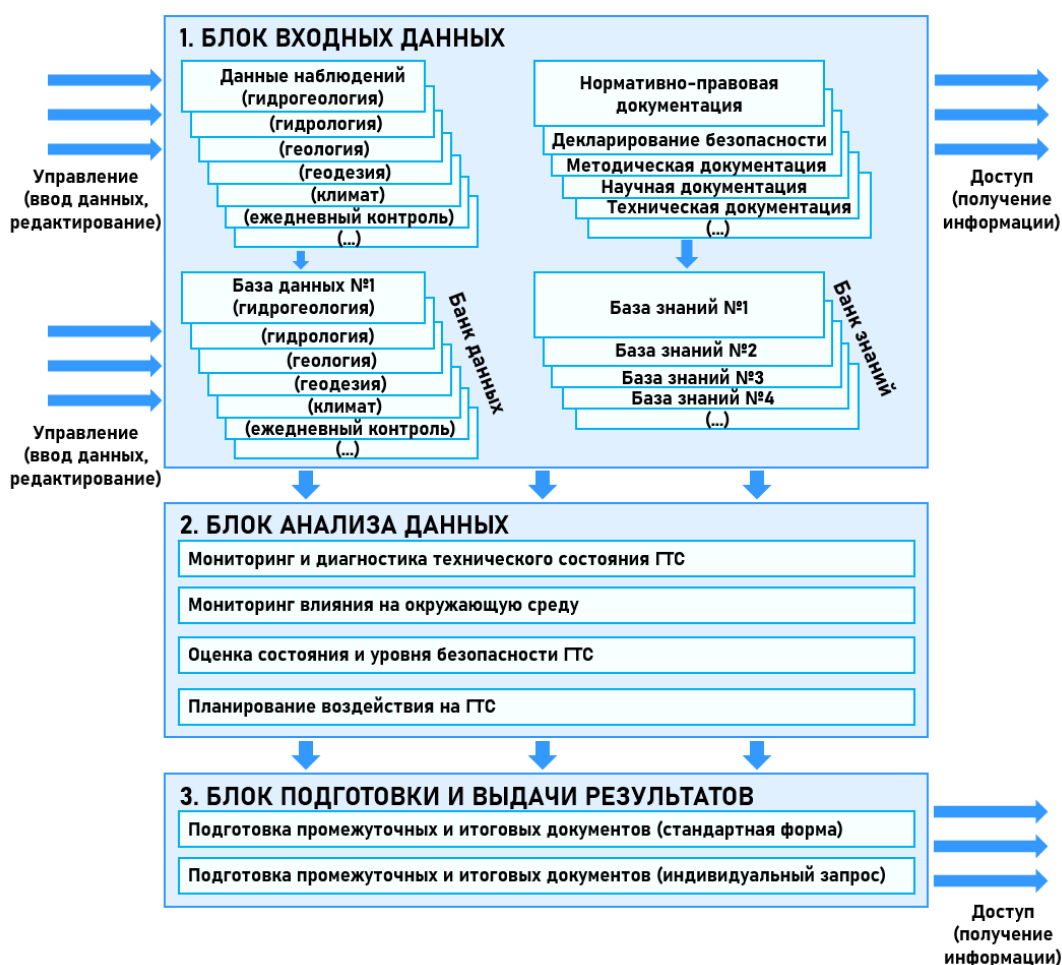


Рисунок 2 – Структура подготовки данных к внедрению ИДС

При выборе и внедрении информационно-диагностической системы необходимо учесть, что тепловые электростанции не являются отдельными субъектами деятельности, а входят в определенные генерирующие компании. Так, например, в состав энергетического холдинга «Сибирская генерирующая

компания» входит 26 тепловых электростанций, расположенных на территории Новосибирской, Кемеровской и Свердловской областей, Красноярского, Алтайского и Приморского краев, Республик Хакасия и Тува.

Обозначенные проблемы характерны практически для всех объектов теплоэнергетики, поэтому и решать проблемы лучше комплексно, сразу на всех предприятиях, т.е. информационно-диагностическую систему лучше формировать на базе специализированной организации, осуществляющей работы по мониторингу безопасности ГТС всех указанных станций. Работы по обеспечению работы системы вести силами сотрудников отдельного подразделения – это позволит привлечь к работе квалифицированных специалистов-гидротехников, выполнить весь объем работ силами относительно небольшого количества сотрудников, уменьшить нагрузки на персонал станций, избежать перерывов в работе системы в результате текучки кадров и т.д.

Список источников

1. РД 03-417-01. Методические рекомендации по составлению проекта мониторинга безопасности гидротехнических сооружений на поднадзорных Госгортехнадзору России производствах, объектах и в организациях: утв. и введены в действие постановлением Госгортехнадзора России от 04.07.01 г. № 27). – <https://rulaws.ru/acts/Postanovlenie-Gosgortehnadzora-RF-ot-04.07.2001-N-27> / (дата обращения: 2.03.2024).
2. О безопасности гидротехнических сооружений: Федеральный закон № 117-ФЗ от 21.07.1997 г. ред. от 11.06.2021: с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2022 г. – https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15265/ (дата обращения 5.03.2024).
3. СП 58.13330.2019. Гидротехнические сооружения. Основные положения: утверждён приказом Минстроя от 16 декабря 2019 г. № 811 /пр. – <https://www.consultant.ru> (дата обращения 2.03.2024).
4. ГОСТ Р 55260.1.4-2012. Гидроэлектростанции. Часть 1- 4. Сооружения ГЭС гидротехнические. Общие требования по организации и проведению мониторинга: утв. и введены в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 ноября 2012 г. № 1354-ст. – <https://www.consultant.ru> (дата обращения 2.03.2024).

В. А. Бобыльская¹, С. И. Лещенко²

Сибирский государственный университет водного транспорта¹

Сибирский инженерно-аналитический центр²

ВЫСШЕЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ И ПРОФИЛЬНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ – ПЕРСПЕКТИВЫ ВЗАИМОВЫГОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА

Современные реалии таковы, что для профессиональной и качественной работы даже специалистам, работающим в своей сфере уже не один год, приходится постоянно учиться. И это стало одним из необходимых условий для всех современных технических специальностей – а это требует, в первую очередь, качественной профессиональной подготовки студентов. К нашему большому сожалению, большая часть выпускников технических специальностей оказывается не готова к реальной производственной деятельности. Во многих отраслях последние годы отмечается существенный дефицит «грамотных» молодых специалистов. Необходимость самостоятельно «воспитывать» нужных специалистов работодатели уже воспринимают как нечто нормальное, но ситуация требует решения! Из множества форм сотрудничества вузов и предприятий самой показательной, на наш взгляд, является производственная практика, длительность которой, как показал анализ календарных учебных графиков, не позволяет студентам полноценно вникнуть в рабочий процесс и зарекомендовать себя как «полезную рабочую единицу», способную обучаться и соответствовать предъявляемым требованиям настолько, что их приглашают на работу после окончания университета. Необходимо приблизить обучение к реальной производственной деятельности – сотрудничать с предприятиями в течение всего срока подготовки будущих специалистов, а не только в период производственной практики.

Ключевые слова: дефицит кадров, престижность инженерных и рабочих специальностей, требования потенциального работодателя к уровню подготовки молодого специалиста, сотрудничество вуза и предприятия.

V. A. Bobylskaya¹, S. I. Leshchenko²
Siberian State University of Water Transport¹
Siberian Engineering and Analytical Center²

HIGHER EDUCATION INSTITUTION AND SPECIALIZED ENTERPRISE – PROSPECTS FOR MUTUALLY BENEFICIAL COOPERATION

Modern realities are such that for professional and high-quality work, even specialists who have been working in their field for more than one year have to constantly study. And this has become one of the necessary conditions for all modern technical specialties – and this requires, first of all, high-quality professional training of students. Unfortunately, most of the graduates of technical specialties are not ready for real production activities. In recent years, there has been a significant shortage of «literate» young professionals in many industries. Employers already perceive the need to «educate» the right specialists on their own as something normal, but the situation requires a solution! Of the many forms of cooperation between universities and enterprises, the most indicative, in our opinion, is industrial practice, the duration of which, as shown by the analysis of calendar study schedules, does not allow students to fully delve into the workflow and establish themselves as a «useful working unit» capable of learning and meeting the requirements so much that they are invited to work after graduation from the university. It is necessary to bring training closer to real production activities – to cooperate with enterprises throughout the entire period of training future specialists, and not only during the period of industrial practice.

Keywords: *staff shortage, prestige of engineering and working specialties, requirements of potential employers to the level of training of a young specialist, cooperation between university and enterprise.*

Современные реалии таковы, что для профессиональной и качественной работы даже специалистам, работающим в своей сфере уже не один год, приходится постоянно учиться. И это стало одним из необходимых условий для всех современных технических специальностей – а это требует, в первую очередь, качественной профессиональной подготовки студентов. К нашему большому сожалению, большая часть выпускников технических специальностей оказывается не готова к реальной производственной деятельности.

В отраслях, связанных с реальным производством, проектированием, эксплуатацией и другой инженерной деятельностью, последние годы отмечается существенный дефицит квалифицированных специалистов с реальным опытом выполнения работ – открытые вакансии на инженерные и рабочие специальности могут годами оставаться невостребованными. Ежегодно с рынка труда уходит старшее поколение специалистов, обладающее

фундаментальными знаниями и огромным опытом выполнения разнообразных работ, а приток молодых подготовленных кадров очень невелик, что приводит к падению общего уровня подготовки и профессионализма по направлениям инженерной деятельности. Зачастую, даже опытные сотрудники, не говоря уже о молодых специалистах, не могут похвастаться высоким уровнем доходов – и в мире блогеров, тиктокеров и айтишников стало «не модно», не престижно, не привлекательно быть инженером...

Привлекательность падает, а объемы работ неуклонно растут – стареют (физически и морально) и выходят из строя объекты (коммуникации, линии связи, промышленные, социальные и жилые объекты, сооружения и оборудование и т.д.), введенные в эксплуатацию еще в советское время, объем работ по их эксплуатации, мониторингу, обслуживанию и ремонту увеличивается. Увеличивается необходимость в проектировании строительстве новых инженерных объектов и сооружений, а значит – увеличивается и нагрузка на специалистов соответствующих отраслей производственной деятельности.

Необходимость самостоятельно «воспитывать» нужных специалистов работодатели воспринимают уже как нечто нормальное, но для организаций выгодно и целесообразно участвовать в процессе подготовки специалиста, в его обучении! Из множества форм сотрудничества вузов и предприятий самой показательной, на наш взгляд, является производственная практика, длительность которой, как показал анализ календарных учебных графиков, не позволяет студентам полноценно вникнуть в рабочий процесс и зарекомендовать себя как «полезную рабочую единицу», способную обучаться и соответствовать предъявляемым требованиям настолько, что их приглашают на работу после окончания университета.

Обучение должно быть приближено к реальной производственной деятельности, и сотрудничество вузов с предприятиями в течение всего срока подготовки будущих специалистов позволит решить вопрос с дефицитом кадров и их квалификацией. На наш взгляд такое сотрудничество будет взаимовыгодным, при этом все преимущества такого сотрудничества можно разделить на три основных направления – практическое, научное и репутационное.

Под практическими преимуществами будем понимать получение каких-либо материальных выгод непосредственно в процессе сотрудничества, таких как – снижение затрат на производство, повышение производительности и т.д.

Ожидаемые преимущества для производственного предприятия:

– *изучение отечественного и зарубежного опыта, мониторинг развития теоретических знаний по интересующим направлениям* – применение передового отечественного и зарубежного опыта наряду с «традиционными» проверенными технологиями, приборами и оборудованием может дать определенное конкурентное преимущество. Зачастую у линейного

и инженерного персонала, у руководства предприятия не хватает времени на поиск и оценку информации, преподавательский же состав, в силу специфики деятельности, более информирован о новых научных знаниях в своей отрасли – сотрудничество производителей с учебными заведениями может позволить с минимальными затратами времени и усилий быть в курсе передовых технологий;

– *обработка массивов данных при выполнении НИР студентов* – процессе эксплуатации сооружений накапливается огромное количество самой разнообразной информации, и возникает эффект ее «переизбытка», когда она используется лишь частично. Осмысленная, направленная работа со студентами в рамках выполнения научно-исследовательских работ позволит шире, по-новому взглянуть на полученные данные – поискать новые связи между характеристиками, выявить недоиспользованные или вовсе неиспользуемые данные и предложить направление их использования;

– *«взгляд извне» на работу предприятия* – студент при прохождении практики является лицом независимым и более объективным при оценке некоторых моментов в работе организации. Наиболее интересен «взгляд извне» на такие вопросы – внутренняя атмосфера, взаимоотношения между разными подразделениями и специалистами, качество организации процесса обучения и доброжелательность по отношению к самому студенту, соответствие учебных программ уровню требований к молодым специалистам на производстве и т.д.;

– *практическое использование наработок*. Все полученные при прохождении производственной практики и в ходе выполнения НИР практически значимые данные, наработки и методики могут быть использованы обеими сторонами: учебным заведением – для использования в учебном процессе или для продолжения научных исследований; предприятием – для практического использования в производственной деятельности;

– *привлечение студентов в отрасль на более ранних курсах и формирование интереса к профессии* – к изучению специальных дисциплин начинается на третьем курсе, после идет производственная практика, когда у студентов есть реальная возможность попробовать себя в выбранной профессии. К сожалению, к этому моменту часть студентов уже теряет интерес к учебе и выбранной профессии, многие доучиваются по инерции только ради «корочек», и не планируют идти работать по специальности. Сотрудничество предприятия с учебным заведением позволит привлечь внимание студента уже на начальных курсах, заинтересовать и стимулировать получить качественное образование.

Для учебного заведения (на примере профиля подготовки «Гидротехническое строительство» уровня бакалавриат):

– *ознакомление с конструкциями и особенностями эксплуатации действующих сооружений разных типов* – изучая большое количество

дисциплин студенты не видят и не понимают связи между ними и не могут полученные знания соотнести с реальными сооружениями. Если повезет, будет организована разовая кратковременная ознакомительная экскурсия на несколько крупных ГТС вблизи города Новосибирск (ГЭС, шлюз, водозабор или очистные сооружения). В пределах городской черты и в ближайших пригородах расположены сотни различных гидротехнических сооружений, которые при сотрудничестве с эксплуатирующими предприятиями могут быть включены в учебный процесс (в рамках основного учебного курса или в виде дополнительных курсов, НИР);

- *организация экскурсий, прохождение производственной практики* – сотрудничество с отраслевыми предприятиями в процессе обучения не только существенно упрощает процессы организации ознакомительных экскурсий и прохождение производственной практики, но и значительно повышает их эффективность и качество за счет заинтересованности всех сторон в достижении результата;

- *возможность участия в выполнении реальных работ* – грамотно составленная программа производственной практики позволит студенту познакомиться с разными выполняемыми работами для закрепления полученных теоретических знаний, поучаствовать в выполнении реальных производственных задач;

- *получение практических навыков использования приборов и оборудования* – приборный парк и программное обеспечение крупного действующего предприятия значительно разнообразнее (а зачастую и современнее) чем в учебном заведении, правильно организованный процесс сотрудничества позволит студентам получить практические навыки работы с современным оборудованием;

- *«живое» общение со специалистами, эксплуатирующими реальные действующие сооружения* позволит студентам глубже понять специфику выбранной профессии, ее важность и взаимосвязь с другими направлениями, очень важным является общение практикантов с молодыми специалистами, работающими в отрасли недавно;

- *сбор информации для участия в конференциях, написания статей и ВКР* – на производственной практике студент может самостоятельно получить уникальные, неповторимые, персонифицированные данные, которые в дальнейшем могут быть использованы для подготовки докладов, написания статей, выполнения НИР или написания и защиты выпускной квалификационной работы;

- *закрепление теоретических знаний*, которые без подкрепления практическими навыками, фактически бесполезны. Лабораторных работ и решение задач на практических занятиях недостаточно, нужные практические навыки могут быть получены только при знакомстве с реальными сооружениями и работающими в данной отрасли специалистами.

Научные преимущества можно расценивать как получение нематериальных выгод, способствующих получению новых научных знаний, разработке новых методов выполнения работ или повышению профессионализма и образованности участников.

Ожидаемые преимущества для производственного предприятия:

- *формирование направления исследовательских работ* – в процессе производственной деятельности возникает большое количество интересных вопросов и тем, из которых появляется возможность выбрать наиболее интересные и актуальные и проработать их в ходе производственной практики или выполнения НИР;

- *выполнение НИР на действующих объектах* позволит студенту выполнить его предварительное исследование, очертить круг наиболее важных вопросов и наметить возможные пути их решения, в рамках НИР возможно наиболее эффективное опробирование на реальных объектах новых технологий, оборудования и методик обработки данных, усовершенствование существующих или поиск новых решений известных проблем;

- *привлечение к научной деятельности* сотрудников, которым нравится постоянно учиться чему-то новому и получать новые знания, нравится сам процесс творческого поиска решения необычных новых задач, к выполнению НИР позволит не только реализовать их творческий потенциал, но и повысить уровень профессионализма. Кроме того, на предприятиях есть целый ряд сотрудников (главные инженеры, ведущие специалисты) в должностные обязанности которых входит непосредственно научное сопровождение выполняемых работ, для них участие в НИР – это отработка соответствующих навыков, что особенно полезно при стажировке и вступлении в должность;

- *повышение квалификации сотрудников* посредством участия в конференциях или подготовки публикаций в научных изданиях, которым предшествует выбор темы исследования, сбор, анализ и структурирование данных – такая творческая умственная работа способствует расширению профессионального кругозора и упорядочению знаний и навыков, увеличивает доступный для решения практических задач инструментарий и приводит к повышению профессионализма;

- *разработка новых методов выполнения работ* без ущерба для основных производственных задач при выполнении НИР, когда сотрудник сам для себя назначает цели и сроки выполнения работ, сам является руководителем, исполнителем и конечным потребителем полученных результатов.

Для учебного заведения:

- *выполнение прикладных НИР студентов* – дает возможность выбрать достаточно важную и интересную тему для исследования (при проектировании, эксплуатации и мониторинге реальных сооружений

ежедневно возникают вопросы, которые могут стать отдельной темой исследования);

- *выявление реальных проблем на действующих предприятиях* – активная проработка вопросов со студентами на конкретном объекте или над конкретной задачей иногда позволяет полностью переосмыслить подход к решению проблемы, выявить новые слабости и недочеты, найти пути их устранения;

- *возможность использования данных, накопленных за время эксплуатации реальных сооружений* – на многих объектах накоплен огромный объем потенциально полезной и для предприятия, и для науки информации, которая просто лежит «мертвым грузом», сотрудничество предприятия и учебного заведения позволит хотя бы частично включить эти массивы данных в научный оборот с получением взаимной выгоды.

Репутационные преимущества – получение каких-либо выгод, которые сиюминутно, непосредственно в процессе сотрудничества, могут не иметь практического значения, но в дальнейшем могут значительно усилить позиции участников за счет улучшения репутации в глазах всех заинтересованных сторон, формирования более привлекательного имиджа, повышения лояльности сотрудников, признания среди потребителей и конкурентов.

Ожидаемые преимущества для производственного предприятия:

- *повышение «узнаваемости» предприятия* – студенты узнают о потенциальных работодателях из различных источников, но, как правило, эта информация является не акцентированной, краткой и просто теряется в общем потоке повседневного «шума». При правильно организованном сотрудничестве мы получаем возможность в процессе изучения разных дисциплин акцентированно показать студенту организации, которые эти знания используют в процессе своей производственной деятельности. Многократное акцентированное упоминание предприятий в прямой связи с изучаемыми дисциплинами и получаемыми данными может значительно повысить уровень заинтересованности их деятельностью;

- *повышение «медийности» предприятия* – для формирования положительного образа крупные организации планируют и проводят социально направленные, спортивные, рекламные и другие мероприятия (с обязательным присутствием репортеров), создают собственные сайты и новостные порталы, стимулируют активность работников в социальных сетях и т.д. Интересно организованные и грамотно проведенные экскурсии на производство, встречи с экспертами, конференции, связанные с будущей профессией, вызывают живой интерес у студентов, будущих молодых специалистов, которые в недалеком будущем пополняют кадровый рынок;

- *повышение «научности» предприятия* – активное участие сотрудников предприятия-партнера в конференциях и участие в публикациях научных статей несомненно придаст ему значимости среди конкурирующих

организаций и позволит существенно повысить профессиональный уровень активных сотрудников;

– *формирование целевой аудитории* в студенческой среде – для этого на начальном этапе можно просто поддержать наиболее активных студентов, организовать специализированные группы с созданием благоприятных условий для углубленного изучения специальности: посещение реальных объектов, общение со специалистами, участие в конкурсах, конференциях и корпоративных мероприятиях и т.д. Активное освещение результатов деятельности группы на портале учебного заведения и в социальных сетях поможет сделать направление подготовки более популярным и востребованным, повысит мотивированность обучающихся и узнаваемость предприятия-партнера;

– *мониторинг качества существующих образовательных программ и знаний студентов* в ходе обучения или при прохождении производственной практики позволит работодателю заранее оценить их уровень подготовки и компетентность, кроме того, работая с группой студентов на протяжении нескольких лет на постоянной основе, можно оценить и направление подготовки (специальность) в целом, его специфику, слабые и сильные стороны. А при налаженной обратной связи – и повлиять на состав или содержание изучаемых дисциплин, что позволит оперативно устранять слабые стороны подготовки студентов.

Для учебного заведения:

– *мониторинг востребованных в производственной деятельности знаний и навыков, приобретаемых студентом в вузе* и прямой контакт с будущими потенциальными работодателями позволит понять какие практические знания и навыки требуются сейчас и будут востребованы в перспективе, а также оценить соответствие учебных дисциплин требованиям реального производства;

– *формирование практической направленности реализуемых в вузе образовательных программ* – максимальное приближение задач, решаемых на практических и лабораторных занятиях, к реальным производственным задачам или их выполнение на основе данных, полученных на реальных эксплуатируемых сооружениях позволит сформировать «живые» направления подготовки с востребованными на рынке труда выпускниками;

– *формирование практически направленных дисциплин в учебном плане, курсов повышения квалификации преподавателей* по итогам мониторинга востребованных в производственной деятельности знаний и навыков.

Таким образом, сотрудничество высшего учебного заведения и действующих предприятий в течение всего срока подготовки будущих специалистов, а не только в период производственной практики, является насущной необходимостью, и даже при минимальных финансовых затратах

может значительно повысить как качество обучения студентов, так и профессиональный уровень работников, а также принесет ощутимые репутационные преимущества для обеих сторон.

Список источников

1. Рохлов М.Н. Некоторые аспекты взаимодействия высших учебных заведений и предприятий промышленности / М.Н. Рохлов // Молодой ученый. – 2009. – № 3 (3). – С. 83-84.
2. Тихонова А.Д. Сотрудничество вузов и промышленных предприятий для обеспечения регионального развития / А.Д. Тихонова // Journal of Economic Regulation (Вопросы регулирования экономики). – 2016. – Том № 7 (4). – С. 117-129.

УДК 550.348.098.64

**А. А. Еманов^{1,2}, А. Ф. Еманов¹, И. Ф. Ешкунова¹, А. В. Фатеев^{1,2},
Е. В. Шевкунова¹, П. О. Полянский¹, Р. А. Ершов¹, Н. А. Сережников¹,
Е. А. Гладышев¹**

*Алтае-Саянский филиал Федерального исследовательского центра
«Единая геофизическая служба Российской академии наук»¹*

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А. А. Трофимука
Сибирского отделения Российской академии наук²*

ДЕТАЛЬНЫЕ СЕЙСМОЛОГИЧЕСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ В РАЙОНАХ РАЗМЕЩЕНИЯ ОСОБО ОТВЕТСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ. ИССЛЕДОВАНИЕ СЛАБОЙ СЕЙСМИЧНОСТИ И ОЧАГОВЫХ ЗОН КРУПНЫХ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ

Региональные сети станций не обеспечивают регистрации слабых землетрясений, необходимых для понимания физики очаговых зон землетрясений, для оценки сейсмической активности разломов земной коры в местах строительства особо опасных объектов и местах сильного техногенного воздействия на земную кору. В представленной работе обобщен опыт исследований с плотными сетями временных сейсмологических станций в местах размещения особо важных промышленных объектов и очаговых зонах крупных землетрясений. Для повышения точности результатов создаются локальные скоростные модели земной коры, используются

© Еманов А. А., Еманов А. Ф., Ешкунова И. Ф., Фатеев А. В.,
Шевкунова Е. В., Полянский П. О., Ершов Р. А., Сережников Н. А.,
Гладышев Е. А., 2024

современные методы локации очагов землетрясений и методы искусственного интеллекта для взятия времен вступлений волн. Исследования структуры и режима очагов крупных землетрясений позволяет сформировать представления о развитии сейсмичности в пространстве и времени и на новом уровне оценивать сейсмическую опасность в Алтае-Саянской горной области. Исследования в районе особо опасных объектов позволяют дать инструментальную оценку сейсмических воздействий от далеких сильных и местных слабых землетрясений, а также фиксируют уровень развития наведенной сейсмичности, формирующейся при сильном техногенном воздействии на земную кору.

Ключевые слова: *землетрясения, техногенная сейсмичность, гидроэлектростанции, слабая сейсмичность.*

**A. A. Emanov^{1,2}, A. F. Emanov¹, I. F. Eshkunova¹, A. V. Fateev^{1,2},
E. V. Shevkunova¹, P. O. Polyansky¹, R. A. Ershov¹, N. A. Serezhnikov¹,
E. A. Gladyshev¹**

*Altay-Sayan Branch of the Geophysical Survey of Russia Academy of Sciences¹
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics
of Siberian Branch Russian Academy of Sciences²*

DETAILED SEISMOLOGICAL OBSERVATIONS IN THE AREAS OF PARTICULARLY IMPORTANT OBJECTS. STUDY OF WEAK SEISMICITY AND FOCAL ZONES OF LARGE EARTHQUAKES

Regional networks of stations do not provide registration of weak earthquakes, which are necessary for understanding the physics of earthquake source zones, for assessing the seismic activity of faults in the earth's crust in places of construction of particularly dangerous objects and places of strong technogenic impact on the earth's crust. The presented work summarizes the experience of research with dense networks of temporary seismological stations in the locations of particularly important industrial facilities and focal zones of large earthquakes. To increase the accuracy of the results, local velocity models of the earth's crust are created, modern methods of locating earthquake sources and artificial intelligence methods are used to take wave arrival times. Studying the structure and regime of sources of large earthquakes makes it possible to formulate ideas about the development of seismicity in space and time and to assess seismic hazard in the Altai-Sayan mountain region at a new level. Studies in the area of particularly dangerous objects make it possible to provide an instrumental assessment of seismic impacts from distant strong and local weak earthquakes, and also record the level of development of induced seismicity, which forms under strong technogenic impacts on the earth's crust.

Key words: *Earthquakes, man-made seismicity, hydroelectric power plants, weak seismicity.*

Сейсмичность территории и ее населенность и промышленная инфраструктура все вместе формируют сейсмический риск для региона в целом. Сейсмологические исследования дают информацию для обеспечения безопасности территории Сибири. К сожалению, даже имеющаяся сеть стационарных сейсмологических станций не в полной мере решает эту задачу [17; 12]. В работе [12] дана краткая информация о местах установки временных сейсмологических станций.

Обследования выполняются в очаговых областях крупных землетрясений, из которых возможны сильные сейсмические воздействия на уникальные и особо опасные инженерные объекты: атомные объекты, гидротехнические сооружения, горнодобывающие предприятия, уникальные здания и т.п.

Исследования природной сейсмичности с локальными сетями выполнены в очаговых областях многих крупных землетрясений России [18; 1]: в Горном Алтае при изучении Чуйского землетрясения 2003 г. и Айгулакского землетрясения 2019 г. [7; 14; 2], в очаговой области Урэг-Нурского землетрясения 1970 г. [9], в Западном Саяне при изучении Саянского землетрясения 2011 г. [11], в хребте им. Академика Обручева при изучении Тувинских землетрясений 2011 и 2012 гг. [10], в районе г. Камень-на-Оби изучение очаговой зоны Каменского землетрясения 1965 г. [12]. В очаговых областях Хубсугульского землетрясения 2014 г. и Хубсугульского землетрясения 2021 г. [13; 15].

Детальные исследования сейсмичности региона после Чуйского землетрясения 2003 г. в Горном Алтае позволили получить высокоточную информацию об объемной структуре активизированных в очаговой области разломов, о релаксации напряженного состояния в этой зоне и переходе сейсмических активизаций в другие структуры. В Детальных наблюдениях хорошо контролируется продолжительность сейсмической жизни очаговой области крупного землетрясения. В начальный период большинство землетрясений Алтае-Саянской горной области происходило только в очаговой области Чуйского землетрясения 2003 года.

В последующие годы началась сейсмическая активизация смежных структур: Айгулакского, Курайского, Северо-Чуйского, Южно-Чуйского хребтов. Затем наблюдается сейсмическая активизация удаленных структур с разных сторон от очага Чуйского землетрясения. На карте эпицентров за 2022 год (рис.1) показано существование активности очаговой области Чуйского землетрясения почти через два десятилетия и сейсмическая активность Айгулакской очаговой области и районов Северо-Чуйского и Южно-Чуйского хребтов. Наиболее активной в этот момент является афтершоковая область Цаган-Шибетинского землетрясения с магнитудой 6.2 в одноименном хребте. В этой очаговой зоне наиболее сильный сейсмический процесс за 2022 год. Землетрясение с магнитудой 5.3 зафиксировано в юго-западном окончании

Западного Саяна. Детальные исследования получают информацию об изменении структуры активных очаговых зон, что представляет интерес для оценки опасности территорий и крупных инженерных объектов.

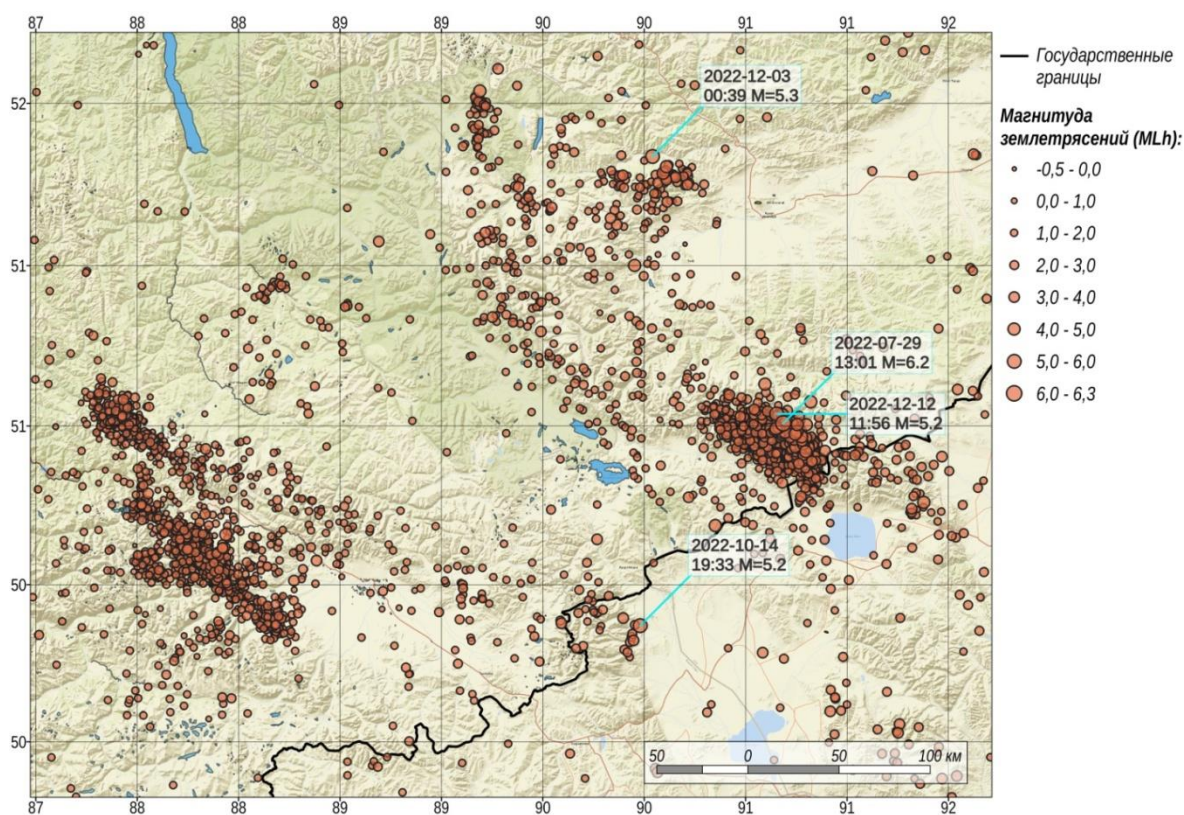


Рис.1 Карта эпицентров землетрясений для фрагмента Алтая и Западной Тувы за 2022 год

Детальные сейсмологические исследования наведенной сейсмичности районов сильного техногенного воздействия на земную кору наиболее сильно развиты в Кузбассе [8; 6], где выполнены исследования как сейсмичности около шахт, так и сейсмичности в районах открытых горных выработок.

Представленная на рис.2 карта плотности землетрясений Кузбасса за два года демонстрирует, что землетрясения происходят в районах горнодобывающих предприятий. Отметим, что активность недр изменяется во времени, то одни предприятия более сейсмически активны, то другие. Даже такая сеть станций как в Кузбассе не позволяет видеть зарождение опасных сейсмических активизаций, начиная с землетрясений малых энергий.

На рис.3 представлено развитие сейсмического процесса около одной шахты недалеко от г. Междуреченск (рис.2). Установка пяти станций в районе шахты принципиально изменило возможности регистрации землетрясений. На рис.3 видно резкое увеличение числа землетрясений с июля 2022 года. В данном случае конкретно фиксируется, что активизация недр в районе Шахты не контролировалась до момента установки локальной сети станций.

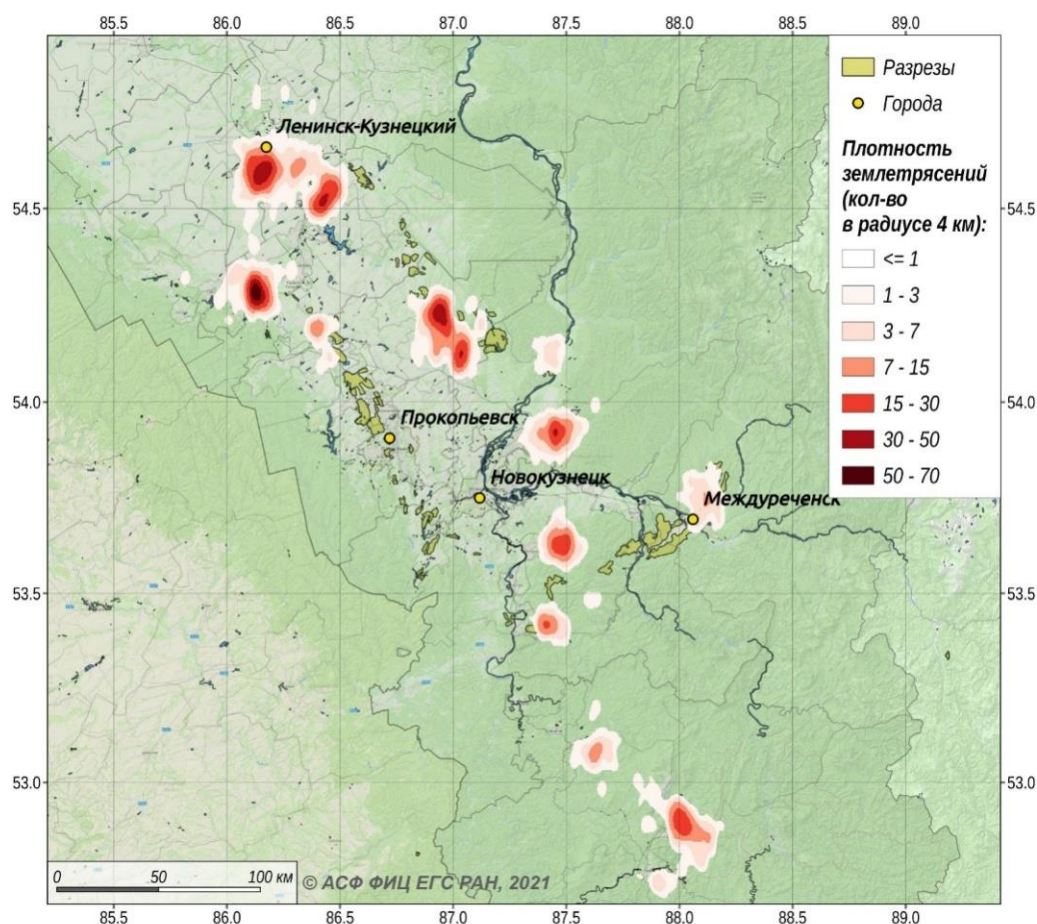


Рис.2 Карта плотности землетрясений Кузбасса в 2020-2021 гг.

Многие районы сильного техногенного воздействия на недра не имеют систем мониторинга, позволяющих заранее обнаруживать сейсмическую активизацию недр и принимать меры для обеспечения сейсмобезопасности.

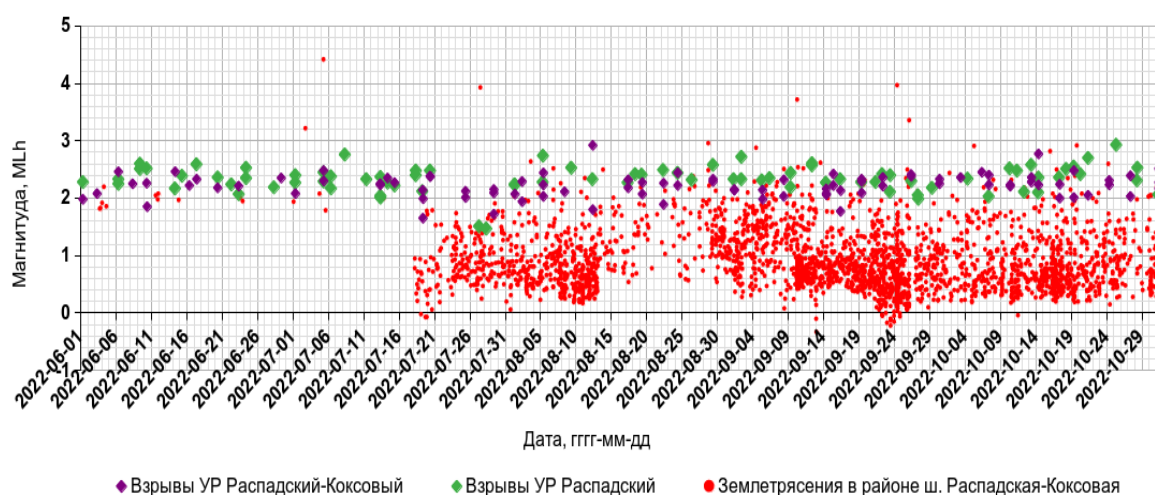


Рис.3 Изменение информативности изучения землетрясений около шахты «Распадская-Коксовая» в момент установки локальной сети станций с июня по октябрь 2022 года

К местам техногенного воздействия на недра, прежде всего, относятся районы ядерных объектов [5], водохранилища и плотины ГЭС и многие крупные производственные предприятия. Исследования выполняются в районе ряда ГЭС с использованием локальных сетей станций [3; 4; 16].

На рис.4 представлена карта землетрясений в Алтае-Саянской горной области за 2023 год. Регион находится под воздействием процессов происходящих после Чуйского землетрясения 2003 г., $M_s=7.3$ с западной стороны и Хубсугульского землетрясения 2021 г., $M_L=6.9$ восточной стороны. Сейсмически активизированы границы блочной структуры восточной части региона. В 2023 году зафиксировано 11 землетрясений в диапазоне $5.0 \leq M_L \leq 5.5$. Ближайшее к СШ ГЭС – на удалении от нее 220 км. За 2023 год на территории Алтае-Саянского региона зафиксировано 58 землетрясений с магнитудой в диапазоне $4.0 \leq M_L < 5.0$. На территории с координатами $51^\circ\text{-}54^\circ$ с.ш. и $88^\circ\text{-}94^\circ$ в.д. (около 250 км от СШГЭС) в 2023 году зарегистрировано 5082 сейсмических события в диапазоне энергий - $0.4 \leq M_L \leq 4.5$, из них 3149 землетрясения и 1933 взрыва.

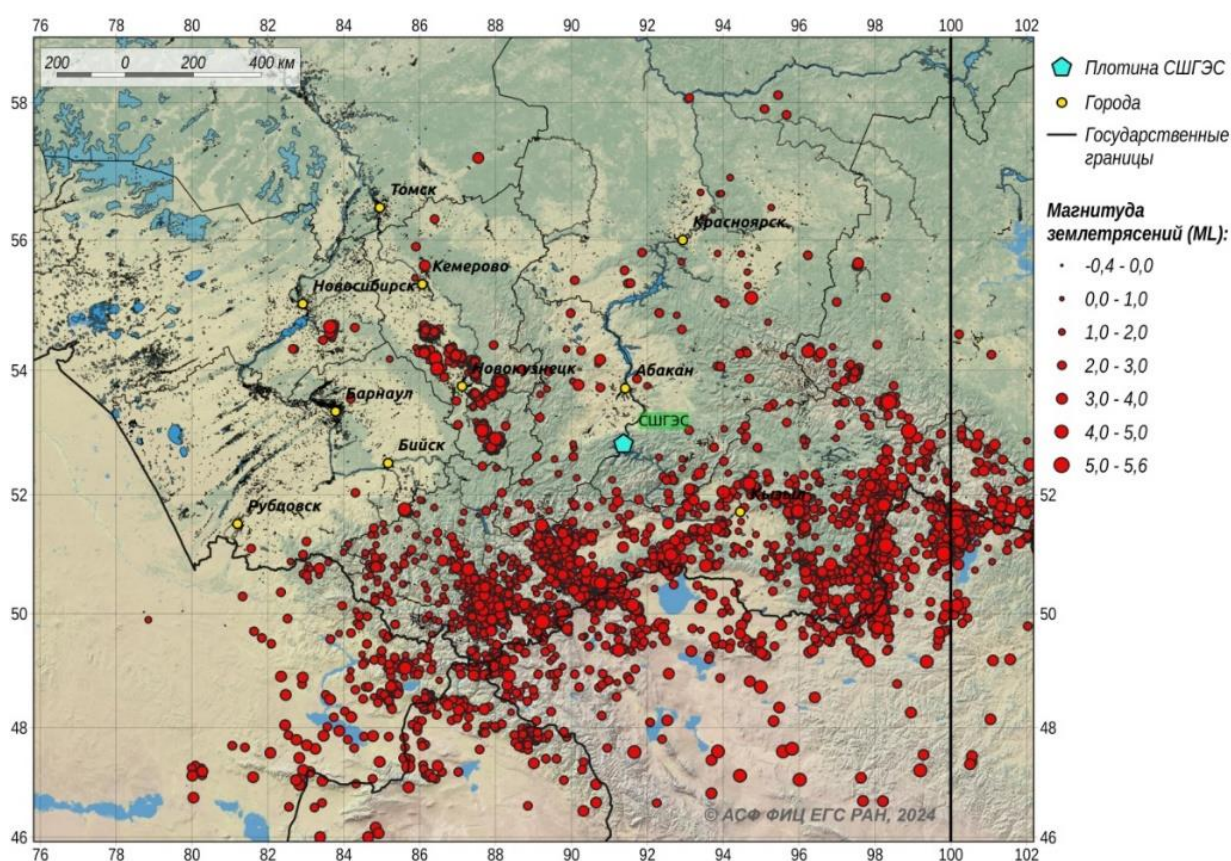


Рис.4 Карта эпицентры землетрясений, зарегистрированных в Алтае-Саянской области в 2023 году

Таблица 1. Интенсивность воздействия землетрясений на плотину Саяно-Шушенской ГЭС (по данным сейсмостанции Черемушки)

<i>Землетрясение</i>	<i>Дата, время</i>	<i>M_L</i>	<i>Расстояние, км</i>	<i>PGA, см/с²</i>	<i>τ, с</i>	<i>I, балл</i>
Первое Тувинское	27.12.2011, 15:21	6.7	322	2.89	26.2	4
Второе Тувинское	26.02.2012, 06:17	6.8	335	2.09	16.0	3.5
Бачатское	18.06.2013, 23:02	6.1	381	0.22	45.6	1.5
Хубсугульское	11.01.2021, 21:33	6.9	640	0.61	38.4	2.5
Землетрясение в Вост. Саяне	10.02.2016, 07:29	5.4	269	0.76	12.3	2.1
Землетрясение в Зап. Саяне	30.03.2022, 12:28	4.8	120	0.84	9.1	2

В табл.1 даны инструментальные оценки воздействия на плотину СШ ГЭС части крупных землетрясений.

Результаты

- Наблюдения с плотными сетями станций в районах природной сейсмичности обеспечивают изучение режима очаговых зон на уровне землетрясений малых энергий и обеспечивают прогноз дальнейшего развития сейсмичности в пространстве Алтае-Саянской горной области.
- Наблюдения с локальными сетями станций в местах сильного техногенного воздействия на земную кору: горно-добывающие предприятия, промышленные предприятия, районы ГЭС позволяют в случаях возникновения сейсмических активизаций, начиная с микроземлетрясений, контролировать процесс, оценивать уровень сейсмического воздействия на объект как от слабых местных землетрясений, так и от сильных далеких.

Список источников

1. Арефьев С.С. Эпицентральные сейсмологические исследования. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2003. – 375 с.
2. Арефьев С.С., Аптекман Ж.Я., Быкова В.В., Матвеев И.В., Михин А.Г., Молотков С.Г., Плетнев К.Г., Погребченко В.В. Очаг и афтершоки Алтайского (Чуйского) землетрясения 2003 года // Физика Земли. – 2006. – № 2. – С. 85-96.
3. Дергачёв А.А., Еманов А.Ф., Толошинов А.В. Землетрясения и сейсмическая активность в районе Саяно-Шушенского гидроузла // Гидротехническое строительство. – 2003. – № 11. – С. 33-38.

4. Дергачёв А.А., Еманов А.Ф., Толошинов А.В. Сейсмические наблюдения на геодинамическом полигоне Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. – 2007. – № 7. – С. 42-52.
5. Еманов А.А., Еманов А.Ф., Левичев Е.Б., Соловьёв В.М., Чуркин И.Н., Корабельщиков Д.Г., Синяткин С.В., Янкайтис В.В., Пиминов П.А., Бах А.А., Баранов Г.Н., Фатеев А.В., Карюкина К.Ю., Полянский П.О., Дураченко А.В., Сережников Н.А., Гладышев Е.А., Арапов В.В., Шевкунова Е.В., Антонов И.А., Ершов Р.А. Изучение сейсмических воздействий на площадку строительства ЦКП «СКИФ» // Вопросы инженерной сейсмологии. – 2022. – Т. 49, № 3. – С. 5-38.
6. Еманов А.А., Еманов А.Ф., Шевунова Е.В., Фатеев А.В., Ребецкий Ю.Л. Объёмная структура афтершоковой области Бачатского землетрясения (Кузбасс) и напряжённое состояние недр под разрезом // Геология и геофизика. – 2023. – Т. 64, № 12. – С. 1742-1750.
7. Еманов А.Ф., Колесников Ю.И., Еманов А.А., Филина А.Г., Подкорытова В.Г., Фатеев А.В., Ярыгина М.А. Изучение землетрясений малых энергий на локальной сети Алтайского сейсмологического полигона // Напряженно-деформированное состояние и сейсмичность литосферы: Труды Всероссийского совещания. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2003. – С. 324-326.
8. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Лескова Е.В., Фатеев А.В., Семин А.Ю. Сейсмические активизации при разработке угля в Кузбассе // Физическая мезомеханика. – 2009. – т. 12., № 1. – С. 37-43.
9. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Лескова Е.В., Колесников Ю.И., Янкайтис В.В., Филина А.Г. Урег-Нурское землетрясение 15.05.1970 г., MS=7.0 (Монгольский Алтай), афтершоковый процесс и особенности современной сейсмичности эпицентральной области // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53, № 10. – С. 1417-1429.
10. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Лескова Е.В., Фатеев А.В., Подкорытова В.Г. Тувинские землетрясения 27.12.2011 (ML=6.7) и 26.02.2012 (ML=6.8), геомеханическая модель развития взаимосвязанной активизации // Геофизические методы исследования земной коры: Материалы Всероссийской конференции, посвящённой 100-летию со дня рождения академика Н.Н. Пузырева. – Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2014. – С. 138-141.
11. Еманов А.Ф., Лескова Е.В., Еманов А.А., Подкорытова В.Г., Шевкунова Е.В. Саянское землетрясение 10 февраля 2011 г. с КР=13.9, ML=6.4, I0=7 и особенности сейсмического режима Западного Саяна // Землетрясения Северной Евразии, 2011 Обнинск, 2017. – С. 323-331.
12. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Фатеев А.В., Соловьёв В.М., Шевкунова Е.В., Гладышев Е.А., Антонов И.А., Корабельщиков Д.Г., Подкорытова В.Г., Янкайтис В.В., Елагин С.А., Серёжников Н.А., Дураченко А.В., Артёмова А. И. Сейсмологические исследования на территории Алтае-

Саянской горной области // Российский сейсмологический журнал. – 2021. – Т. 3, № 2. – С. 20-51.

13. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Чечельницкий В.В., Шевкунова Е.В., Радзиминович Я.Б., Фатеев А.В., Кобелева Е.А., Гладышев Е.А., Арапов В.В., Артёмова А.И., Подкорытова В.Г. Хубсугульское землетрясение, 12.01.2021г. $M_w=6.7$, $M_L=6.9$ и афтершоки начального периода // Физика Земли. – 2022а. – № 1. – С. 67-82.

14. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Фатеев А.В. Устойчивые структуры афтершоков Чуйского землетрясения 2003 г. // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63, № 1. – С. 87-101.

15. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Чечельницкий В.В., Шевкунова Е.В., Фатеев А.В., Кобелева Е.А., Арапов В.В., Фролов М.В. Хубсугульское землетрясение 12.01.2021г., $M_L = 6.9$ в структуре сейсмичности Тувино-Монгольского блока // Физика Земли. – 2023. – № 5. – С. 79-95.

16. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Виноградов Ю.А., Шевкунова Е.В., Фатеев А.В., Сережников Н.А., Ешкунова И.Ф., Захаров Б.Д. Сейсмические воздействия на районы гидроэнергетики в Западной Сибири // В сборнике: Гидроэлектростанции в XXI веке. Сборник материалов X Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов и школьников. Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2023. – С. 31-43.

17. Жалковский Н.Д., Кучай О.А., Мучная В.И. Сейсмичность и некоторые характеристики напряжённого состояния земной коры Алтае-Саянской области // Геология и геофизика. – 1995. – Т. 36, № 10. – С. 20-30.

18. Шебалин Н.В. Сильные землетрясения. М.: Изд-во Академии горных наук, 1997. – 542 с.

ПАНЕЛЬНАЯ ДИСКУССИЯ

Развитие технологий синхронизированных векторных измерений для задач предиктивной диагностики

УДК 621.316.925.1

А. В. Жуков¹, Е. И. Сацук¹, Д. М. Дубинин¹, Н. А. Каримов¹
АО «Системный оператор Единой энергетической системы»¹

ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ЗАДАЧ МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

В статье представлен обзор практических примеров применения данных синхронизированных векторных измерений для повышения надежности эксплуатации генерирующего и сетевого оборудования объектов электроэнергетики за счет новых методов выявления развивающихся дефектов. Технические характеристики устройств системы мониторинга переходных режимов (точность, синхронизированность и высокая дискретизация измерений параметров электромеханических режимов, скорость обработки информации) и текущий уровень развития программного обеспечения позволяют применять данные синхронизированных векторных измерений в различных практических задачах, обеспечивающих мониторинг ненаблюдаемых ранее процессов, протекающих в энергосистеме и оборудовании.

Ключевые слова: *устройство синхронизированных векторных измерений, концентратор синхронизированных векторных данных, система мониторинга переходных режимов, технология синхронизированных векторных измерений*

A. V. Zhukov¹, E. I. Satsuk¹, D. M. Dubinin¹, N. A. Karimov¹
JSC «System Operator of United Power System»¹

PRACTICAL EXPERIENCE IN THE APPLICATION OF SYNCHRONIZED VECTOR MEASUREMENT TECHNOLOGY FOR MONITORING AND DIAGNOSTICS TASKS AT POWER PLANTS

The paper provides an overview of practical examples of the use of phasor measurement data to improve the reliability of operation of generating and network equipment of electric power facilities due to new methods for detecting developing defects. The technical characteristics of the devices of the transient mode monitoring system (accuracy, synchronicity and high sampling of measurements of parameters of electromechanical modes, information processing speed) and the current level of software development allow the use of PMU data in various practical tasks that monitor previously unobserved processes occurring in the power system and equipment.

Keywords: *phasor measurement unit, phasor data concentrator, wide area measurement system, synchrophasor technology*

ВВЕДЕНИЕ

Основной целью развития технологии синхронизированных векторных измерений в ЕЭС России является применение данных синхронизированных векторных измерений (СВИ) для задач мониторинга и управления и в этом направлении в последние годы достигнуты значительные успехи [1].

Одним из направлений применения данных СВИ, имеющим большой потенциал с точки зрения повышения надежности эксплуатации оборудования, является информационная поддержка оперативного и технологического персонала непосредственно на объектах электроэнергетики при мониторинге режимов работы и состояния оборудования, а также при выполнении технологических задач на базе данных СВИ.

В настоящее время накоплено достаточное количество примеров, позволяющих продемонстрировать способность технологии СВИ закрыть множество «белых пятен» и выявлять в режиме реального времени развитие ненаблюдаемых до настоящего времени процессов как в генерирующем и сетевом оборудовании, так и в обмотках и вторичных цепях измерительных трансформаторов. При этом важным фактором является то, что данные СВИ представляют собой большие массивы данных, а УСВИ, в свою очередь, являются крупнейшим «генератором» информации среди всех устройств, функционирующих в режиме реального времени. Экспоненциальный рост объемов данных, снижение стоимости вычислительных мощностей, совершенствование разработок в области машинного обучения и нейронных сетей приводит разработчиков технологического ПО к необходимости вести

поиск новых подходов и применять нестандартные решения для идентификации протекающих процессов с целью обеспечения предикативного обслуживания (ремонта оборудования по состоянию).

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СВИ

Способность технологии СВИ существенно повысить эффективность существующих процессов мониторинга обусловлена следующими качественными характеристиками данных СВИ:

- нормированная точность измерения электрических параметров в электромеханических переходных режимах;
- высокая дискретизация измерений (от 50 до 200 измерений в секунду);
- точность синхронизации измерений с глобальными навигационными системами (не хуже 1 мкс);
- расширенный набор измеряемых параметров (векторы фазных и линейных токов и напряжений, а также векторы токов и напряжений прямой, обратной и нулевой последовательности).

Исторически сложилось, что развитием технологии СВИ занимаются специалисты системных операторов. В связи с этим основная часть разработок в области использования данных СВИ, которые привели к трансформации существующих либо к появлению новых деловых процессов, относится к контуру оперативно-диспетчерского управления. Во всем мире уже достигнуты значительные успехи в развитии таких задач как мониторинг низкочастотных колебаний, верификация расчетных динамических моделей, мониторинг относительных углов, оценивание состояния электрического режима, послеаварийный анализ, оценка параметров схем замещения ЛЭП и т.п. Но в то же время потенциал применения данных СВИ значительно выше, особенно это касается применения данных СВИ в задачах мониторинга работы генерирующего и сетевого оборудования на объектах электроэнергетики. На это указывают как результаты отечественных разработок, так и анализ международного опыта по применению данных СВИ. С увеличением количества установленных УСВИ все более целесообразным и эффективным становится использование данных СВИ для оценки правильности функционирования оборудования с целью перехода на концепцию проведения ремонта по состоянию. Ряд исследований показывает, что отношение сигнал/шум сигнала вектора напряжения может быть использовано в качестве надежного индикатора о приближающемся отказе оборудования. Уровень «шума» сигнала напряжения можно использовать в качестве уставки для формирования сигнализации персоналу с целью проведения внеплановой проверки и предотвращения отказа. Аналогично данные СВИ могут быть использованы для идентификации проблем линий электропередачи и оборудования, требующего проведения технического обслуживания [2, 3]. Также данные СВИ могут использоваться для обнаружения развития дефектов

выключателей, в то же время следует отметить, что повышение частоты дискретизации измерений может значительно увеличить эффективность данного метода.

Текущие достижения в области машинного обучения и анализа данных позволяют рассматривать данные СВИ в качестве эффективного инструмента в методах обнаружения неисправностей. Наиболее часто используемыми в литературе инструментами для обнаружения неисправностей в энергосистемах являются нейронные сети [4].

Актуальной задачей является разработка новых алгоритмов и технологического программного обеспечения, обеспечивающего эффективное применение данных СВИ в практических задачах на уровне объекта электроэнергетики.

ОБЗОР ПРАКТИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ СВИ

1. Мониторинг НЧК на ГЭС по данным СВИ.

Одной из основных причин возникновения вынужденных колебаний является некорректная настройка системных регуляторов (автоматические регуляторы скорости вращения турбины, автоматические регуляторы возбуждения синхронного генератора и т.п.) Второй возможной причиной являются нетипичные или недопустимые режимы эксплуатации генерирующего оборудования (работа генератора в определенном диапазоне активной мощности, неоптимальном значении коэффициента мощности и т.п.) Также возникновение вынужденных колебаний может быть обусловлено некорректной работой силовой электроники станций на базе возобновляемых источников энергии, вставок и линий постоянного тока, особенностями режима работы промышленных производств, характеристиками нагрузки.

Для гидроагрегатов (ГА) причиной вынужденных колебаний может являться повышение вибрации отдельных узлов электрических машин. Силы, способные вызвать повышение вибрации подразделяются на механические, гидравлические и электрические. Наличие механических сил может быть обусловлено небалансом ротора гидрогенератора (ГГ) или рабочего колеса турбины, нарушением центровки, изломом линии вала, волнистостью зеркальной поверхности диска подпятника, увеличенные зазора в подшипниках и т. п. Частота возникающей вибрации практически совпадает с частотой вращения ротора. Гидравлические силы могут быть обусловлены ударным входом потока на лопасти рабочего колеса, неоднородностью потока после направляющего аппарата, пульсацией давления. Частота вибрации, вызванной гидравлическими силами, определяется конструктивными особенностями конкретного ГА. Основными причинами возникновения электрических сил являются неравномерность воздушного зазора ГГ из-за неправильной формы ротора или его эксцентricности относительно оси вращения, а также витковые замыканиями в катушках полюсов. В данных

случаях частота вибрации является полигармонической и включает оборотную составляющую и первые пять гармоник.

Организация непрерывного контроля вынужденных НЧК параметров электрического режима является частью решения вопроса эксплуатационного мониторинга генерирующего оборудования. Своевременное выявление проблемных узлов и недопустимых условий работы, с одной стороны, позволяет собственникам продлить срок полезного использования генерирующего оборудования путем организации ремонта по состоянию и увеличению эксплуатационного ресурса, а с другой стороны является мерой предотвращения непредсказуемых отключений генераторов технологическими защитами с риском каскадного развития вплоть до возникновения системных аварий.

2. Практический пример НЧК на Волжской ГЭС

Непрерывный мониторинг параметров электрического режима ГА Волжской ГЭС позволил выявить корреляцию уровня выдаваемой активной мощности и возникновения колебательной моды. За пять месяцев мониторинга было зафиксировано несколько десятков случаев возникновения ярко выраженной моды НЧК активной мощности на Г-6 и Г-9 в течение продолжительных промежутков времени (от нескольких десятков до сотен минут). Статистическая обработка результатов мониторинга позволила выявить неоптимальные диапазоны работы данных ГА. Так выявлено, что устойчивая колебательная мода качаний возникает на частоте 1,14 Гц. При этом для Г-6 характерно возникновение колебаний с амплитудой 0,8–0,9 МВт при превышении выдаваемой активной мощности 105 МВт. Для Г-9 можно выделить зону неоптимальной работы 80–105 МВт, при работе в которой возникают вынужденные колебания активной мощности амплитудой 0,6–0,8 МВт (рисунок 1).

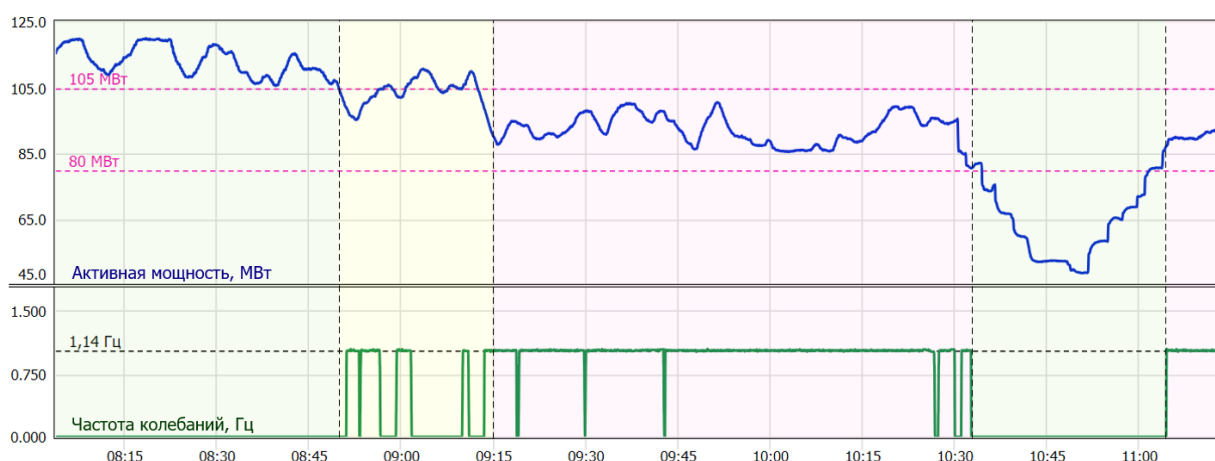


Рис. 1. Параметры электрического режима Г-9 Волжской ГЭС

Стоит отметить, что вне данного диапазона НЧК также фиксируются, однако, их амплитуда не пропорциональна выдаваемой активной мощности и снижается до уровня 0,1–0,3 МВт при выходе как за верхнюю, так и за нижнюю границу диапазона.

3. Мониторинг работы трансформаторов напряжения (ТН).

В ходе мониторинга работы ТН объектов электроэнергетики в ЕЭС России на присоединении ВЛ 220 кВ электростанции выявлено повышенное значение напряжения нулевой последовательности (U_0). Опыт практических наблюдений показывает, что нормальный уровень значения U_0 находится в диапазоне 0,1–0,3% от $U_{ном}$. В то же время в рассматриваемом случае значение U_0 превышало 2 % (достигало 2,8 кВ). Анализ динамики U_0 показал, что развитие дефекта продолжалось несколько дней (рис.2). Нарушение было устранено обслуживающим персоналом.

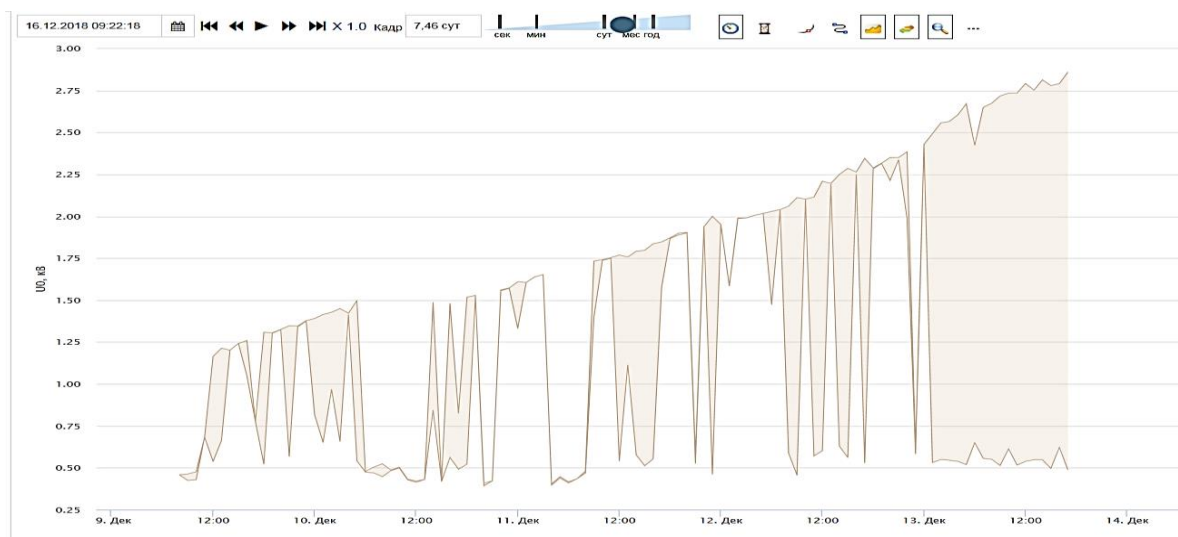


Рис.2. Динамика изменения U_0 за 4 суток (рост U_0 более чем в 10 раз)

4. Мониторинг точности трансформаторов напряжения (ТН).

Точность измерений векторов напряжения позволяет вести мониторинг работы ТН. Оценка точности измерений ТН, подключенных к системе шин одного класса напряжения, по данным СВИ, проведенное специалистами Системного оператора на 70 станциях, позволило выявить более 10 ТН, точность измерения напряжения на которых значительно превышают допустимый уровень отклонения. В 3-х случаях было принято решение о замене ТН (рис.3). Большинство подобных случаев указывают на возможное развитие дефекта, а также приводят к некорректному учету электроэнергии АИИС КУЭ, что создает риски финансовых потерь от недоучета отпускаемой электроэнергии. Применение данных СВИ для автоматизированного мониторинга точности ТН за счет способности мониторинга динамики

изменения угловой погрешности каждой фазы ТН является одним из очевидных применений данных СВИ на объектах.

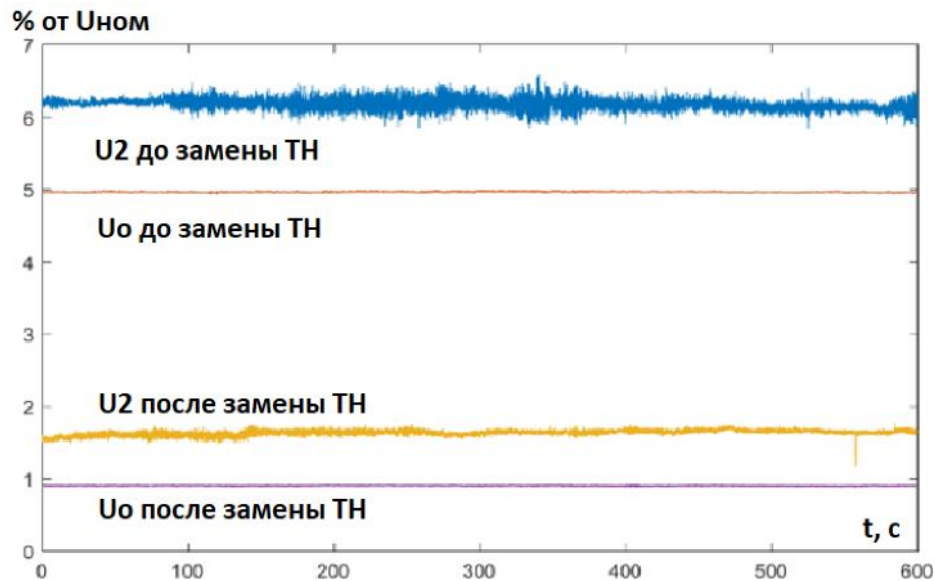


Рис.3. Значения U_0 и U_2 до и после замены ТН

5. Мониторинг работы генерирующего оборудования.

В ряде случаев динамика изменения напряжений ТН имеет отношение не к ТН, а к негативным процессам, развивающимся в обмотках статора генератора (при развитии виткового замыкания) либо высоковольтном оборудовании генерирующего, либо сетевого оборудования. Такие примеры приведены на рис.4 (а, б), 5.

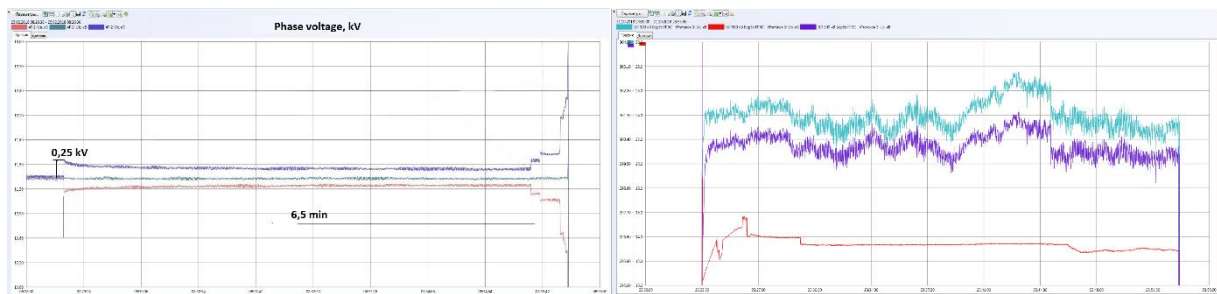


Рис.4. а) Динамика изменения U_a , U_b , U_c при витковом замыкании в генераторе (привело к отключению генератора)

б) Динамика изменения U_a , U_b , U_c при оплавлении заземляющего проводника во вторичных цепях ТН ЛЭП (привело к отключению ЛЭП)

На рис.5 приведен пример развития дефекта, связанного с постепенной деградацией изоляции на ф.А высоковольтного конденсатора в течение 40 минут, который привел к отключению генератора мощностью 880 МВт.

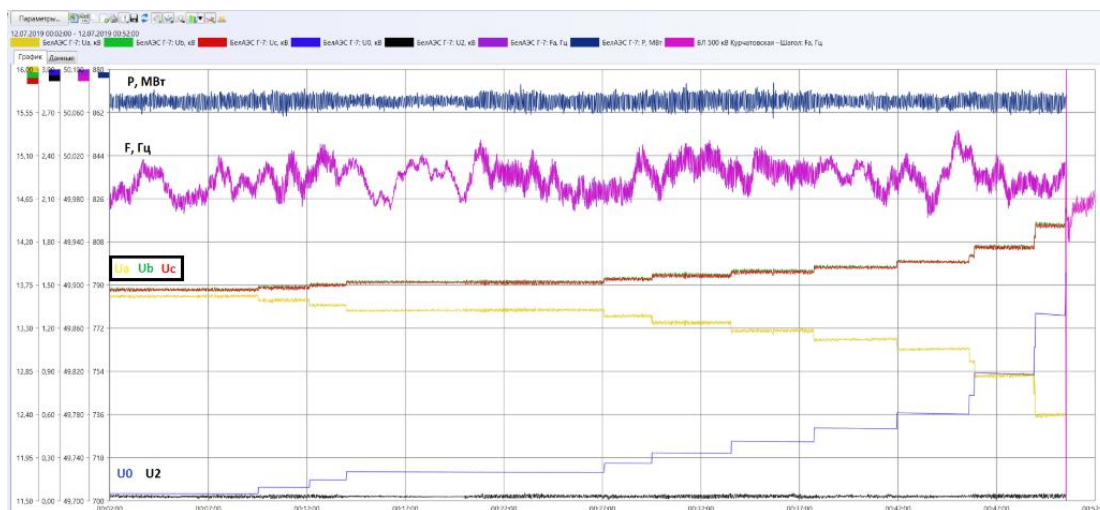


Рис.5. Динамика изменения U_a , U_b , U_c (привело к отключению генератора действием защиты от замыкания на землю в обмотке статора из-за развития дефекта в изоляции высоковольтного конденсатора)

Описание подобных примеров эффективного применения данных СВИ приведено в [5].

ПЕРСПЕКТИВЫ

Несмотря на приведенные выше примеры, более 95% аварийных ситуаций невозможно исследовать по данным СВИ по причине отсутствия на объектах электроэнергетики УСВИ. Оснащение устройствами СВИ генераторов в ЕЭС России остается чрезвычайно низким (менее 1%). При этом каждый год в среднем фиксируется несколько десятков отключений генерирующего оборудования действием защиты от замыкания на землю. За счет измерения в режиме реального времени симметричных составляющих устройства СМПП «чувствуют» начало развития дефекта за минуты (десятки минут) до срабатывания защиты.

Обобщая описанные выше примеры и учитывая перспективные планы внедрения устройств и комплексов СМПП на объектах электроэнергетики, следует отметить, что вектор дальнейшего развития применения технологии СВИ направлен в сторону разработки и внедрения на электростанциях программных модулей мониторинга режима работы генерирующего и сетевого оборудования с целью выполнения следующих функций:

- фиксация внутренних повреждений (замыкание на корпус, межвитковое замыкание) на стороне генераторного напряжения;
- фиксация приближения параметров генерирующего оборудования к эксплуатационным пределам на Р-Q диаграмме с аварийно-предупредительной сигнализацией;
- достоверизация в режиме реального времени измерений систем СОТИАССО и АИИС КУЭ;

- мониторинг возникновения несимметричного режима на всех присоединениях, фиксация однофазного замыкания в цепи генераторного напряжения, а также при замыкании в обмотке статора;
- фиксация времени работы генерирующего оборудования в режиме недовозбуждения и при перегрузке;
- автоматическое ведение статистики параметров работы генераторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время накоплено достаточное количество примеров, позволяющих уверенно заявлять о способности технологии СВИ закрыть множество «белых пятен» в задачах мониторинга, отслеживать развитие ненаблюдаемых до настоящего времени процессов в генерирующем, сетевом оборудовании, а также в измерительных трансформаторах.

Развитие технологии СВИ и постоянное техническое совершенствование технических устройств существенно расширяют возможности применения данных СВИ в практических задачах мониторинга и управления. Развитие технологического программного обеспечения и автоматизация процесса мониторинга ведет к развитию прогнозного анализа, в котором данные СВИ используются для общих выводов относительно будущего, в том числе возможных вариантов развития событий, что в итоге обеспечит уменьшение повреждений оборудования, снижение издержек на проведение ремонтных работ, и также сокращение простоев генерирующего оборудования.

Список источников

1. Diagnosing Equipment Health and Mis-operations with PMU Data // North American SynchroPhasor Initiative [Электронный ресурс]. URL: <https://www.naspi.org/node/365> (дата обращения: 01.04.2024).
2. V. Milojevic, S. Calija, G. Rietveld, M. V. Acanski, and D. Colangelo, «Utilization of PMU measurements for three-phase line parameter estimation in power systems», IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 67, no. 10, pp. 2453-2462, 2018.
3. A.Y. Lokhov, M. Vuffray, D. Shemetov, D. Deka, and M. Chertkov, «Online learning of power transmission dynamics», in 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), pp. 1-7, IEEE, 2018.
4. M. Valtierra-Rodriguez, R. de Jesus Romero-Troncoso, R.A. Osornio-Rios, and A. Garcia-Perez, «Detection and classification of single and combined power quality disturbances using neural networks», IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 61, no. 5, pp. 2473-2482, 2013.
5. Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М., Опалев О.Л., Уткин Д.Н. Вопросы применения технологии синхронизированных векторных измерений для задач мониторинга эксплуатационного состояния электрооборудования // Энергетик. – 2017. – № 9. – С. 3-8.

Я. Е. Тепикин^{1,4}, А. А. Ачитаев², В. Р. Рафиков^{1,5},

Ф. Н. Гайдамакин¹, Д. М. Дубинин³

ООО «АльтероПауэр Софт»¹

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет²

АО «Системный оператор Единой энергетической системы»³

НИУ Московский Энергетический Институт⁴

Ивановский государственный энергетический университет⁵

ПРЕДИКТИВНАЯ ДИАГНОСТИКА НА ОСНОВЕ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Работа рассматривает возможности по реализации бюджетного варианта инструмента предиктивной диагностики технического состояния (ТС) оборудования в процессе текущей эксплуатации. Снижение стоимости достигается за счет адаптации инструмента к существующей измерительной системе, а также исключения этапа сбора данных, разметки, обучения и дообучения цифрового двойника (ЦД) путем использования фундаментальных уравнений физических процессов, происходящих в оборудовании. Использование фундаментальных уравнений гарантирует понятный алгоритм принятия решений, что несомненно повысит уровень доверия и обеспечит обоснованность принимаемых решений по сравнению с инструментами на основе технологий искусственного интеллекта.

Ключевые слова: *предиктивная диагностика, мониторинг состояния, цифровой двойник, генератор, верификация, валидация, дефект, техническое состояние, техническое обслуживание и ремонт.*

**Y. E. Tepikin^{1,4}, A. A. Achitaev², V. R. Rafikov^{1,5},
F. N. Gaydamakin¹, D. M. Dubinin³**
AlteroPower Soft¹
Sayano-Shushensky branch of Siberian Federal University²
System operator of Unified energy system³
Moscow Power Engineering Institute⁴
Ivanovo State Power Engineering University⁵

PREDICTIVE MAINTENANCE BASED ON FUNDAMENTAL EQUATIONS OF PHYSICAL PROCESSES

The research is dedicated to the possibilities of a low cost tool implementation for predictive state diagnostic and maintenance of equipment during current operation. Low cost is achieved by means of adapting to the measurement system, as well as skipping the stage of data collection, marking up, fitting and refitting of the digital twin by means of fundamental equations, that determine physical processes in the equipment. The usage of fundamental equations ensure an understandable and interpreted decision-making algorithm, which significantly increase the level of trust and the validity in comparison with another tools based on artificial intelligence technologies.

Keywords: *predictive maintenance, diagnostic, monitoring, digital twin, synchronous machine, verification, validation, defect, repair.*

Введение

Техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) оборудования обеспечивают надежное функционирование. Эффективность ТОиР определяется рациональным планированием и квалификацией привлеченного к работам персонала. Обеспечение баланса между надежностью и эффективностью достигается за счет применения программно-аппаратных комплексов (ПАК) предиктивной диагностики, осуществляющих мониторинг ТС оборудования в процессе текущей эксплуатации. Требования по переходу на ТОиР по ТС формализованы в приказе Минэнерго № 1013 [1].

ПАК могут быть реализованы на базе существующей измерительной системы или предполагать ее модернизацию в части установки дополнительных датчиков прямых измерений. Использование таких ПАК способно фиксировать факт возникновения дефекта и прогнозировать его развитие, определять место повреждения, оценивать остаточный ресурс. Этот же функционал позволяет оценивать качество проведенных ремонтов за счет сравнения параметров состояния оборудования до и после его проведения.

Как правило, ПАК, использующие прямые измерения показательных величин, имеют достаточно простой математический аппарат и логику алгоритмов оценки ТС. Это связано с тем, что измеряемые сигналы напрямую

определяют дефекты. Такой вариант является дорогим, поскольку предполагает модернизацию измерительной системы каждой единицы оборудования [2].

Альтернативный вариант имеет относительно более сложный аналитический аппарата, но он видится наиболее перспективным для разработки в виду экономичности масштабирования. Он может базироваться на:

1. технологиях искусственного интеллекта (ИИ);
2. ЦД [3] оборудования, который формализован фундаментальными уравнениями, описывающими физические процесс.

Слабым местом технологий ИИ является неочевидный алгоритм принятия решений. Такие системы, в основе, опираются на предыдущий опыт, который может быть недостаточным для обобщения. В частности, фатальным для эксплуатации нейронной сети может оказаться ситуация «незнакомое поведения» измеряемых сигналов оборудования. Вероятность возникновения такой ситуации тем больше, чем больше существует факторов, влияющих на анализируемые сигналы. Для сигналов электрического режима силового оборудования, работающего параллельно с Единой энергетической системой (ЕЭС) России, каждый ее элемент является таким фактором. Это необходимо иметь в виду при принятии решения об использовании ИИ для диагностики электротехнического оборудования.

ЦД в свою очередь чувствителен к качеству измеряемых данных: классу точности, дискретизации, синхронизации. После создания ЦД должен быть верифицирован в разнотипных режимах по сигналам, зарегистрированным на соответствующем ему реальном оборудовании. Для этого может использоваться автоматический инструмент [4]. Функционирование ЦД полностью предсказуемо, что является преимуществом в виде значительно более высокого показателя надежности по сравнению с технологиями ИИ.

В работе рассматривается концепция инструмента предиктивной диагностики электротехнического оборудования, которая адаптируется к использованию данных любой из имеющихся измерительных систем, таких как: оперативно-информационный комплекс (ОИК), регистратор аварийных событий (РАС), автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП), система мониторинга переходных режимов (СМПР). Ядром инструмента является ЦД, для решения вспомогательных задач применяются технологии ИИ. Стоит отметить, что актуализированный ЦД может эффективно использоваться и для исследовательских задач, связанных с испытаниями оборудования. Например, для оценки перегрузочной способности.

Требования к концепции инструмента предиктивной диагностики

Для инструмента предиктивной диагностики оборудования были сформулированы следующие требования:

1. Интерпретируемость результата.
2. Адаптация к существующей измерительной системе: перечню сигналов, их дискретизации, классу точности, синхронизации, инфраструктуре.
3. Фиксация возникновения дефекта на ранних стадиях.
4. Классификация дефекта.
5. Оценка остаточного ресурса.

Первое требование является важным для обоснования принимаемых по ТОиР решений. По этой причине инструмент должен использовать фундаментальные уравнения для создания ЦД оборудования в части воспроизведения тех или иных физических процессов. Второе требование направлено на рассмотрение общего случая, когда из регистрируемых сигналов есть только данные ОИК и РАС, а также возможности расширения мониторинга дефектов путем дополнительного использования данных СМТР, АСУ ТП. Требование три, четыре и пять подразумевает функционирование системы в режиме онлайн с надлежащей чувствительностью и селективностью. Предполагается, что перечень требований будет расширяться и уточняться.

Цифровой двойник

Описание концепции целесообразно начать с рассмотрения идеи ЦД. ЦД по определению – система, состоящая из цифровой модели объекта и двусторонних информационных связей с ним, реализуемых путем использования сигналов измерительной системы [3]. Цифровая модель – система уравнений, описывающая физические процессы, протекающие в рассматриваемом оборудовании. Входные сигналы необходимы для того, чтобы воспроизводить (рассчитывать) в виртуальной среде режим работы оборудования. Выходные – для оценки соответствия ЦД реальному оборудованию путем сравнения одноименных измеренных и рассчитанных сигналов.

На примере ЦД СГ это может быть реализовано в соответствии со структурой, приведенной на рисунке 1. Здесь в качестве входных используются сигналы напряжения возбуждения E_{fd} и трех фаз напряжений (U_a, U_b, U_c) на выводах статора, а в качестве выходных – сигналы трех фаз токов (I_a, I_b, I_c) на выводах статора. Такая конфигурация позволяет в процессе текущей эксплуатации непрерывно воспроизводить электромагнитные и электромеханические режимы работы СГ в виртуальной среде.

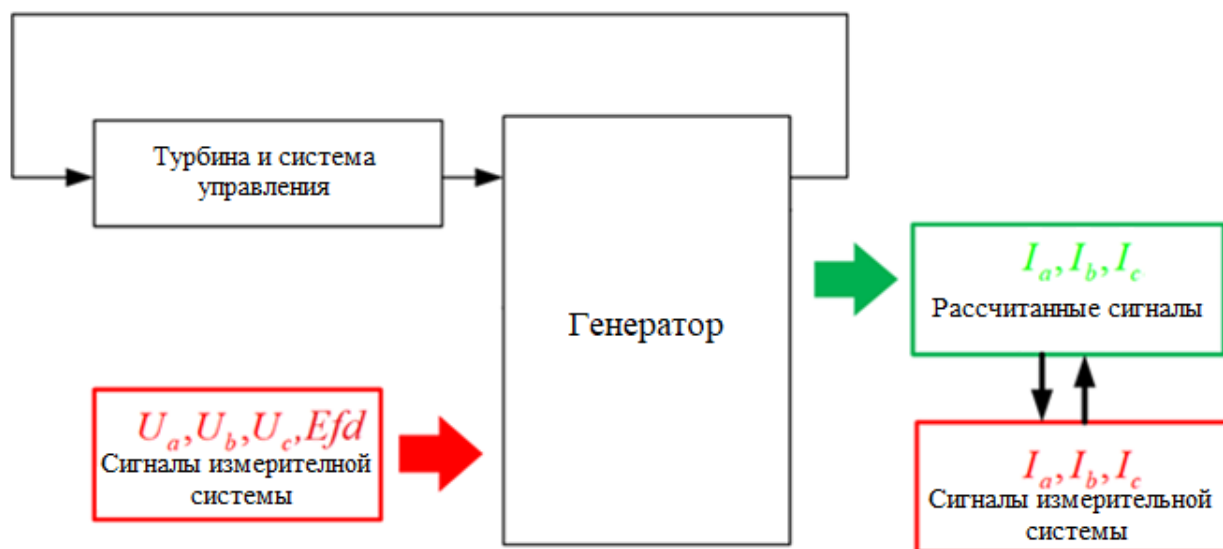


Рисунок 1 – Структура ЦД СГ для воспроизведения электромагнитных и электромеханических процессов

Пример результатов воспроизведения в ЦД реального режима работы СГ в программном обеспечении «Инструмент верификации» [4], разработанном ООО «АП Софт», приведен на рисунке 2. Слева представлены результат воспроизведения режима в ЦД с исходными параметрами оборудования, справа – с актуализированными.

Стоит отметить, что использование в инструменте ЦД на основе фундаментальных уравнений позволило автоматизировать процессы по расчету начальных условий и анализу результатов. Это ограничило трудозатраты на подготовку эксперимента вводом параметров оборудования: то есть несколькими минутами для одного технолога.

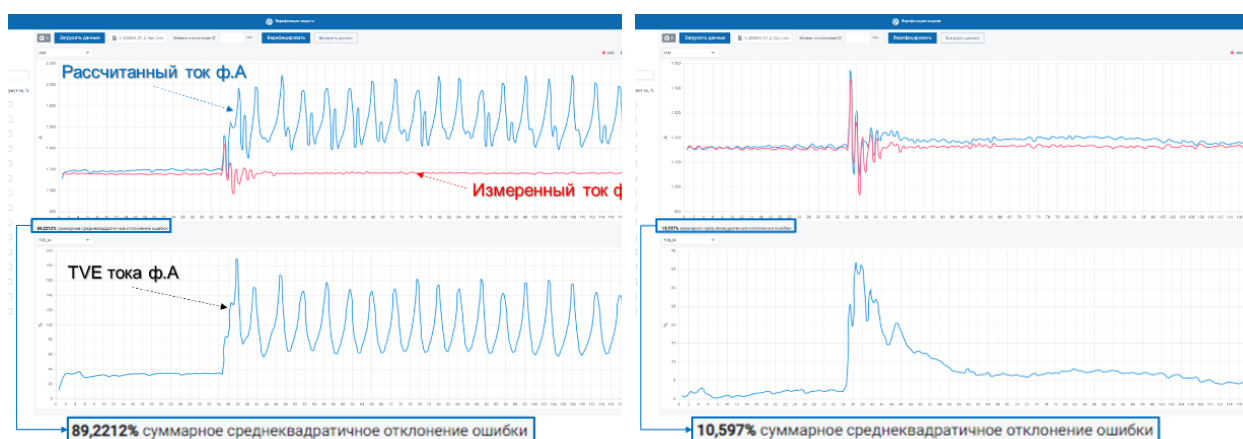


Рисунок 2 – Воспроизведение режима с исходными (слева) и актуализированными (справа) физическими параметрами СГ

Концепция инструмента

В первую очередь необходимо оценивать степень детализации ЦД, рационально опираясь при этом на перечень измеряемых сигналов. Для этого должны быть формализованы уравнения, описывающие те или иные физические процессы в оборудовании. Выбор необходимых уравнений должен осуществляться в соответствии с сигналами, которые есть в наличии, и их характеристиками. Примеры процессов приведены на рисунке 3 [5].

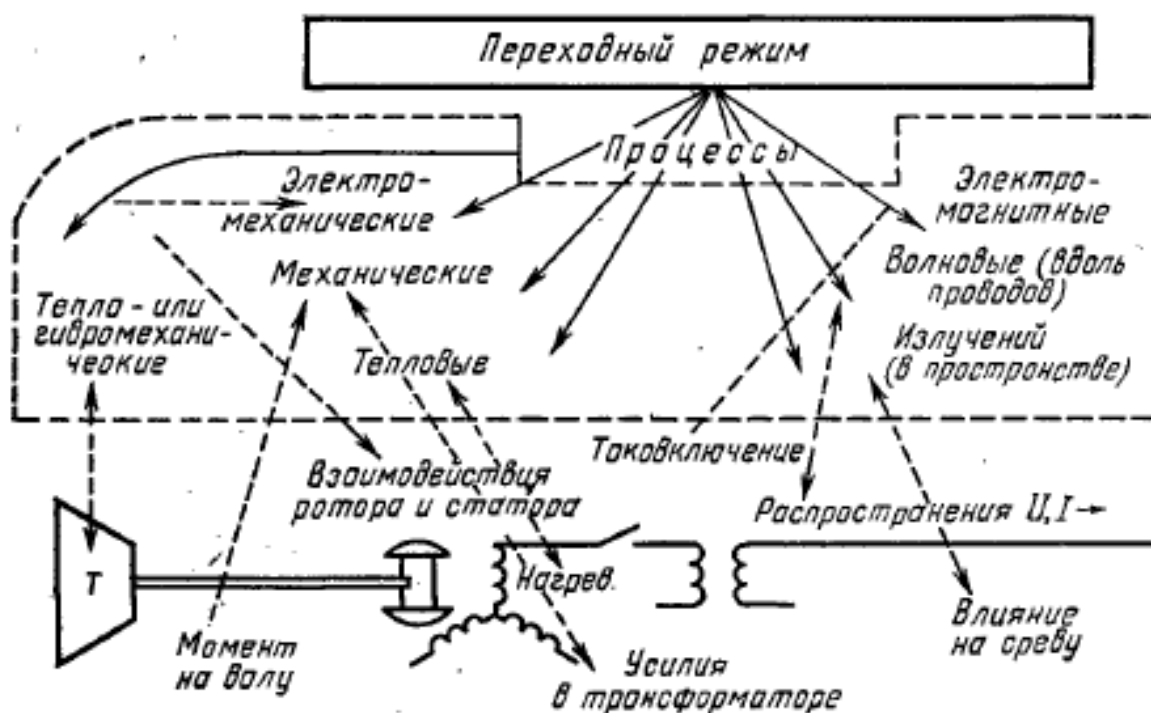


Рисунок 3 – Примеры физических процессов в оборудовании

После формирования ЦД и запуска воспроизведения режима должен выполняться анализ расхождений сигналов, направленный на актуализацию ЦД в соответствии с текущим ТС оборудования, определяя при этом его физические параметры. В зависимости от типа оборудования это может быть реализовано с помощью аналитических методов расчета параметров в процессе текущей эксплуатации или методов идентификации на основе технологий ИИ [6-8]. Изменение во времени физического параметра говорит о возникновении и развитии дефекта.

В виду того, что физический параметр оборудования уже ассоциирован с местом и типом дефекта, классификатор имеет простую и понятную структуру принятия решений. Таким образом, его точность и чувствительность будет определяться детализацией ЦД и характеристиками сигналов измерений. Для ЦД СГ, имеющего степень детализации в соответствии с типовым перечнем сигналов электрического режима РАС, классификатор будет способен выявлять дефекты [9] по параметрам из таблицы 1.

Таблица 1 – Классификатор дефектов СГ в соответствии с типовым перечнем сигналов РАС

Параметры СГ	Место повреждения	Тип дефекта
Fтр	Подшипники вала	Разрушение
R2, L2	Конструкция	Асимметрия магнитного поля в воздушном зазоре
Ra, Rb, Rc	Обмотка статора (пофазно)	Деграция паечных соединений стержней обмоток, перегрев
Ls, La, Lb, Lc		Деграция изоляции обмотки статора/между витками
Rf	Обмотка возбуждения	Деграция контакта щётчного аппарата, перегрев
Lf		Деграция изоляции обмотки ротора/между витками
Rkq, Rkd	Параметры демпферных контуров	Перегрев, разрушение (разрыв контура)
Lkq, Lkd		Разрушение (разрыв контура)

Для оценки остаточного ресурса наиболее оптимальным способом является регрессионный анализ [10]. На примере СГ для дефектов, связанных с ухудшением изоляции, допускается применение закона Аррениуса (1), либо правила Монтзингера (2) [9].

$$L = a + \frac{b}{273 + \theta}, \quad (1)$$

$$L = A_0 \cdot 2^{\frac{\theta}{\Delta\theta}}, \quad (2)$$

где L – срок службы, a и b – постоянные, θ – диапазон изменения температуры, $\Delta\theta$ и A_0 – постоянные.

Структура инструмента предиктивной диагностики приведена на рисунке 4. На текущий момент ведутся активные исследования по разработке инструмента предиктивной диагностики оборудования в процессе текущей эксплуатации на основе ЦД, формализованного фундаментальными уравнениями физических процессов. Основные части инструмента исследованы и реализованы по отдельности, этот опыт более подробно представлен в следующем разделе.

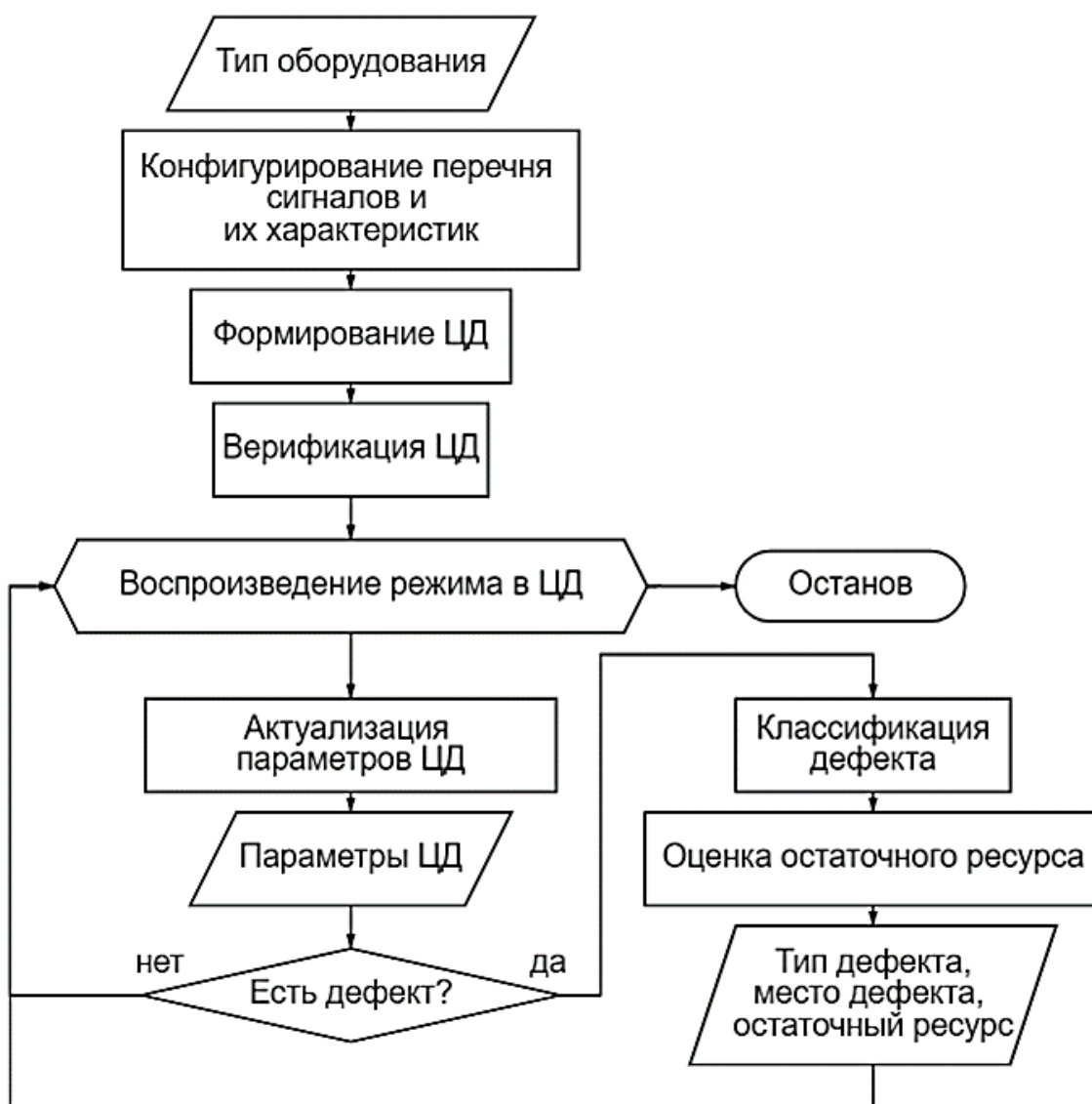


Рисунок 4 – Структура инструмента предиктивной диагностики для одного типа оборудования

Опыт использования цифровых двойников для задач энергетики

Все расчетные задачи в электроэнергетике решаются с использованием цифровых моделей оборудования с большей или меньшей степенью детализации физических процессов в нем. Качество таких моделей определяется степенью аппроксимации физических процессов и точностью коэффициентов уравнений, описывающих эти процессы. По приказу Минэнерго 1340 [11] и 82 [12] организован деловой процесс по обмену моделями оборудования и их параметрами. На основе ЦД разработана методика поэлементной верификации цифровых моделей оборудования ЕЭС России [13] и реализована в автоматическом инструменте [4]. С результатами апробации можно ознакомиться в статьях [14,15].

На основе инструмента поэлементной верификации исследованы возможности по определению параметров моделей в процессе текущей

эксплуатации. Были реализованы методы по определению параметров СГ. Апробация методов продемонстрирована в публикациях [16-18]. Это может быть полезно для сокращения издержек на проведение натурных испытаний.

Для моделирования дефектов была разработана пространственная двухмерная модель реального СГ, использующая метод конечных элементов для расчета электромагнитного поля. Данная модель была верифицирована с реальным СГ методом поэлементной верификации [19]. На текущий момент отрабатываются методики моделирования типовых дефектов на разных этапах их развития.

В работе [20] исследованы основные динамические процессы в радиально-осевой гидротурбине Френсиса и предложена уточненная версия ЦД, учитывающая влияние пусковых и аварийных процессов.

На основе ЦД СГ был разработан метод определения (механического) угла нагрузки СГ, использующий данные СМНР [21].

В рамках магистерской диссертации были построены регрессионные модели для оценки остаточного ресурса оборудования [10].

Заключение

В докладе предложен вариант концепции инструмента предиктивной диагностики оборудования в процессе текущей эксплуатации на основе ЦД, формализованного фундаментальными уравнениями физических процессов. Обоснованность алгоритма принятия решений достигается за счет четкого описания ЦД, классификатора дефектов, ассоциированного с физическими параметрами оборудования, высоких показателей регрессионных моделей для оценки остаточного ресурса. Архитектура инструмента предполагает возможность расширения наблюдаемости за счет использования дополнительных измерений. При этом концепция не требует обучения ЦД, в связи с чем кратно сокращаются издержки на обеспечение и время на ввод в эксплуатацию. Зачем искать зависимости там, где они уже известны?

Список источников

1. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок: Приказ от 25.10.2017 № 1013 / Министерство энергетики РФ. – <https://www.consultant.ru> (дата обращения 3.03.20024).
2. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций : учебное пособие / А.И. Хальясмаа [и др.]. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 64 с.
3. ГОСТ Р 57700.37 – 2021. Компьютерные модели и моделирование Цифровые двойники изделий. Общие положения. – М., 2021. – 12 с.
4. Я.Е. Тепикин, В.Р. Рафиков, И.В. Клинов [и др.]. Автоматический инструмент верификации моделей генерирующего оборудования: поиск

режимов, воспроизведение, оценка качества // Электрические станции. – 2023. – № 9. – С. 50-58.

5. В.А. Веников Основные положения теории физического моделирования энергетических систем и их оборудования // Известия Академии наук Армянской ССР. Энергетика. – 1949. – № 6. – С. 453-489.

6. И.Е. Иванов, В.Р. Рафиков, В.Ф. Лачугин Разработка и исследование методов определения параметров гидрогенераторов по синхронизированным векторным измерениям // Электрические станции. – 2023. – № 7. – С. 38-48.

7. I.E. Ivanov, V.R. Rafikov, Y.A. Chudinov Synchronous Parameter Estimation Methods for Salient Pole Generators Based on Steady State Synchrophasor Measurements // 5th International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), Moscow, Russian Federation, 2022.

8. Y.E. Tepikin, I.V. Klinov, V.R. Rafikov [and oth.] Parameters Identification of Park Three-Circuit Generator Model // 5th International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), Moscow, Russian Federation. – 2022.

9. Обнаружение дефектов гидрогенераторов / А.Е. Александров [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 232 с.

10. С.Д. Петрик Диагностические показатели состояния и построение прогнозных (регрессионных) моделей для проведения оперативного контроля состояния ГТС: дис. маг. энерг. наук: 13.04.02. – Саяногорск, Черемушки, 2023. – 55 с.

11. Об утверждении правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: Приказ от 20.12.2022 № 1340 / Министерство энергетики РФ . – <https://www.consultant.ru> (дата обращения 3.03.20024).

12. Об утверждении Порядка раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики и о внесении изменений в Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденные приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. N 1195: Зарегистрировано в Минюсте России 17.03.2023 N 72619: Приказ Минэнерго России от 17.02.2023 N 82. – <https://www.consultant.ru> (дата обращения 3.03.20024).

13. Y.E. Tepikin, F.N. Gaidamakin, E.I. Satsuk, D.M. Dubinin Turbine–Generating Unit Model Automatic Verification Tool Design Based On PMU Data // 4th International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), Moscow, Russian Federation. – 2021.
14. Я.Е. Тепикин, В.Р. Рафиков, Ф.Н. Гайдамакин [и др.] Апробация метода верификации модели синхронного генератора по векторам тока и напряжения // Электроэнергетика глазами молодежи: Материалы XII Международной научно-технической конференции, Нижний Новгород. – 2022. – С. 90-93.
15. V.R. Rafikov, Y.E. Tepikin, F.N. Gaidamakin [and oth.] Development of a Tool for Automated Verification of a Synchronous Generator Models Together with Turbine and Excitation System Using PMU Technology // 5th International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), Moscow, Russian Federation. – 2022.
16. В.Р. Рафиков, И.Е. Иванов, А.Ю. Мурзин, Д.М. Дубинин Разработка метода идентификации синхронного сопротивления турбогенератора и критериев выбора состава данных синхронизированных векторных измерений // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2023. – № 5. – С. 51-61.
17. I.E. Ivanov, V.R. Rafikov Novel Approaches to Turbogenerator Synchronous Parameter Estimation Through Real-Field PMU Data // 6th International Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), Moscow, Russian Federation. – 2023.
18. S. Reznikov, T.G. Klimova, Y.E. Tepikin [and oth.] Development of A Mathematical Model of A Synchronous Generator for Monitoring Changes in Electrical and Mechanical Parameters of the Generator // 6th International Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), Moscow, Russian Federation. – 2023.
19. M. Balabanov, T.G. Klimova, Y.E. Tepikin [and oth.] Finite Element Method Synchronous Generator Modeling for on-Line State Diagnosctic // 6th International Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), Moscow, Russian Federation. – 2023.
20. Achitaev, P. Ilyushin, K. Suslov, S. Kobyletski Dynamic Simulation of Starting and Emergency Conditions of a Hydraulic Unit Based on a Francis Turbine // Energies. Condition Monitoring and Failure Prevention of Electric Machines. – 2022. – № 15.
21. Я.Е. Тепикин, В.Р. Рафиков, Ф.Н. Гайдамакин. Разработка методов определения угла нагрузки синхронного генератора по данным синхронизированных векторных измерений // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Материалы 94-го заседания Международного научного семинара: Выпуск 73. – Иркутск, 2022. – С. 514-523.

Д

Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова¹
ООО «Инженерный центр «Энергосервис»²

Н

СИНХРОНИЗИРОВАННЫЕ ВЕКТОРНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ В РЕШЕНИИ ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

У

Л Развитие технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) открывает новые возможности в решении актуальных задач электроэнергетики. Широкое внедрение устройств с поддержкой технологии СВИ (УСВИ) способствует повышению ситуационной осведомленности оперативно-диспетчерского персонала о режиме функционирования энергосистемы. На основе данных УСВИ выделяется класс вычислительных задач, применимых на всех этапах производства, передачи и распределения электроэнергии. **А. И. Попов^{1,2}, А. В. Родионов²** рассмотрены практические аспекты работы с данным СВИ при реализации различных систем, как уровня энергосистемы, так и энергообъекта.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, синхровектор, низкочастотные колебания, мониторинг электрооборудования.

D. N. Ulyanov^{1,2}, A. I. Popov^{1,2} A. V. Rodionov²

Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov¹
Engineering center «Energoservice»²

SYNCHROPHASOR TECHNOLOGY IN SOLVING APPLIED PROBLEMS OF ELECTRIC POWER ENGINEERING

Development of synchrophasor measurements (SPM) technology opens new opportunities in solving actual problems of power industry. Widespread deployment of devices with support of SPM technology (PMU) contributes to the increase of situational awareness of operational dispatch personnel of the power system operation mode. On the basis of PMU data, a class of computational tasks applicable at all stages of power generation, transmission and distribution is distinguished. The paper considers practical aspects of working with this PMU in the implementation of various systems, both at the level of power system and power facility.

Keywords: synchronized phasor measurements, synchrophasor, low frequency oscillations, monitoring of electrical equipment.

Введение

Сложившаяся практика применения технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) в системе мониторинга переходных режимов (СМПР) стала важным фактором организации эффективного управления энергосистемой. Данные, получаемые от множества устройств с поддержкой технологии СВИ (УСВИ), повышают наблюдаемость функционирования энергетической системы и являются исходным материалом для решения качественно новых задач, требующих сопоставления значений параметров электрического режима в различных частях энергосистемы с высокой степенью детализации. С другой стороны, обработка данных СВИ ставит новые вызовы в вопросах их хранения, передачи, обработки и представления её результатов.

В предлагаемом докладе авторы выступают от имени коллектива исследователей и рассматривают опыт, полученный при решении ряда задач, связанных с практическим применением анализа данных СВИ.

В начале доклада ставится вопрос об изменении методологии анализа функционирования энергосистемы за счёт внедрения вычислительной обработки массивов данных, поставляемых СМПР. Затем рассматривается одна из наиболее актуальных задач анализа данных СМПР – мониторинг вынужденных низкочастотных колебаний (НЧК) в энергосистеме. Она включает в себя выявление режима НЧК, расчёт различных параметров колебаний и локализацию их источников. Задача анализа НЧК характеризуется постоянным развитием методологической базы, значительной вычислительной сложностью, оперированием большими объёмами исходных и промежуточных данных, необходимостью выполнения обработки в режиме онлайн. Работа над проблемами такого масштаба приводит к появлению ряда общих принципов построения технических систем анализа данных СВИ, выражающихся в разработке программных библиотек и построении вычислительных платформ. Применение этих принципов при переходе на уровень объектов энергосистемы приводит к эффективной разработке законченных программно-технических решений. В качестве одного из таких решений в докладе рассматривается система мониторинга состояния силового трансформатора, позволяющая своевременно выявить ненормальные режимы его работы за счет анализа синхрофазоров тока и напряжения.

Обработка данных СМПР

Применение технологии СВИ в составе СМПР обеспечивает измерения параметров функционирования энергосистемы в едином дискретном времени с высокой степенью детализации. Из синхрофазоров тока и напряжения возможно рассчитать множество других значений электрического режима. Учитывая принятую в СМПР ЕЭС России частоту передачи данных, которая составляет 50 раз в секунду, такой подход позволяет передавать минимально необходимый набор данных. Однако, к настоящему времени в СМПР России

установлено более 1000 УСВИ и продолжают внедрения систем на объектах. С увеличением объема измерений и скорости их поступления, выполнение анализа сталкивается с трудностями или невозможностью применения стандартных средств работы с данными для их вычислительной обработки, визуального представления и прочего. В [1] показано, что в некоторых задачах исходные данные вместе с результатами их обработки представляют собой сотни тысяч сигналов. В таком контексте анализ СВИ можно рассматривать как проблему обработки больших данных [2].

На рис. 1. показан пример конфигурации данных СВИ, полученных от одного источника и некоторые их стандартные представления: векторная диаграмма, график, числовые данные в таблице.

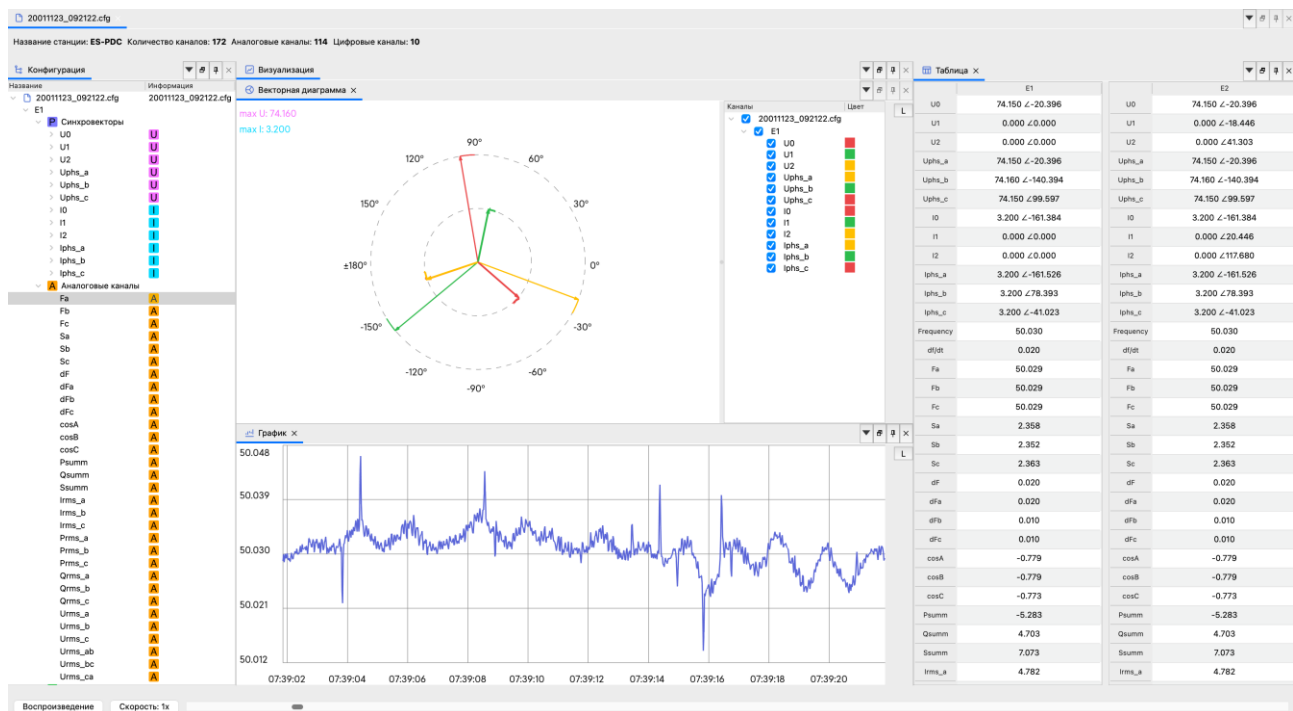


Рис 1. Просмотр записи КСВД в SynphasorTest.

При большом количестве источников для визуализации общих процессов, протекающих в энергосистеме, целесообразно выполнение дополнительных статистических построений на фоне массивов исходных сигналов. Пример визуализации сигналов частоты примерно от 100 источников во временной и частотной областях приведен на рис. 2. Во временной области (слева) показаны среднее значение и разброс для каждого момента времени. В частотной области (справа) на фоне амплитудных спектров частоты показаны квартили.

Обзор публикаций показывает, что для каждого этапа анализа данных СВИ постоянно предлагаются новые подходы, методы, алгоритмы. Кроме того, трудности перехода от математических моделей к реальным энергосистемам с

одной стороны, и широкое внедрение технологии СВЧ с другой, привели к появлению группы методов анализа, основанных на данных (а не на модели). Важным качеством программных реализаций анализа становится открытость к меняющейся методологии.

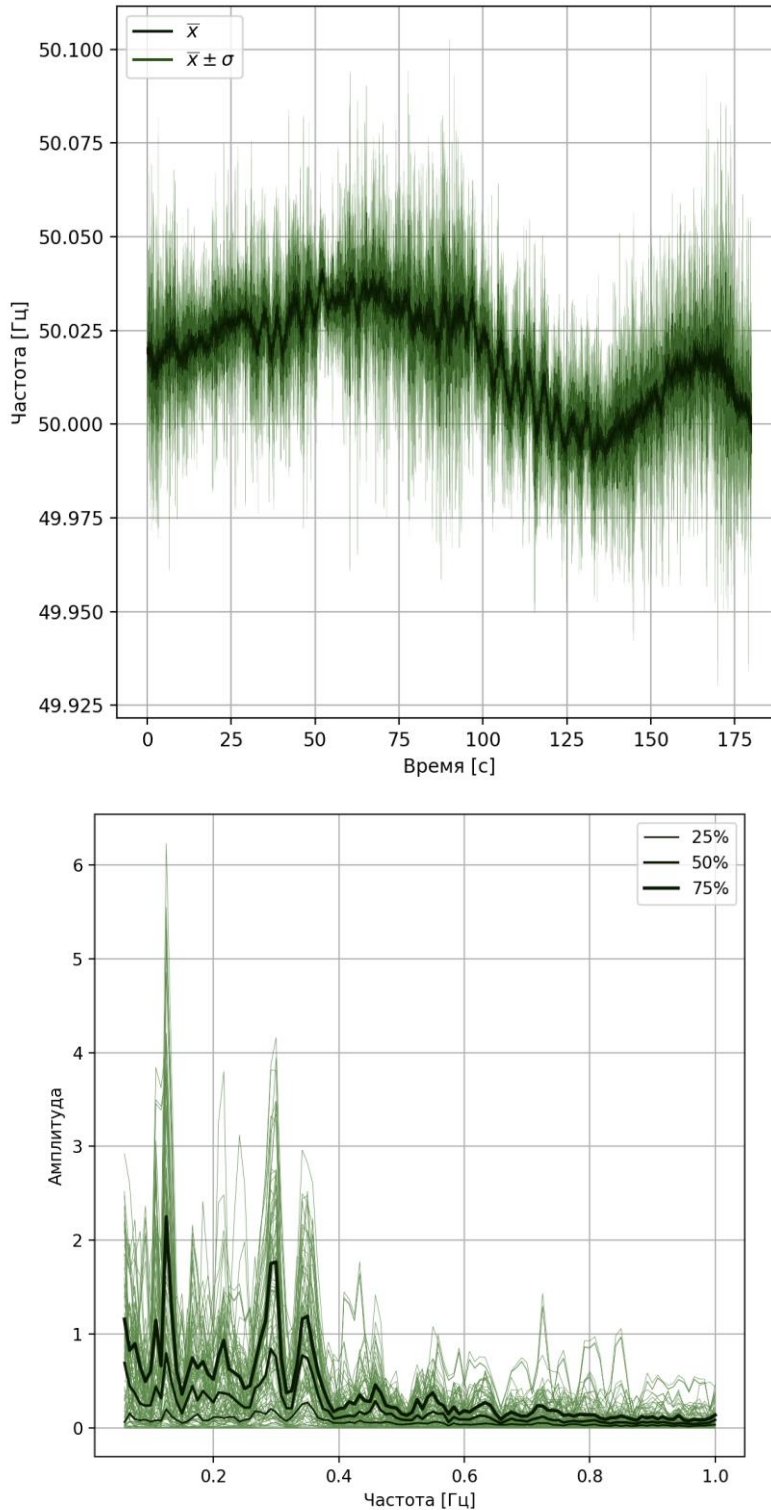


Рис 2. Пример визуализации исходных данных.

В [3] разработан способ представления процесса обработки данных СВИ в виде обобщённой вычислительной схемы, в узлах которой находятся подзадачи с варьируемыми алгоритмами. Такой подход позволяет получать множество конкретных реализаций исходной задачи, в том числе, за счёт расширения пространства решений новыми методами. Кроме того, вычисления в таком представлении хорошо распараллеливаются, что важно для обеспечения высокой производительности обработки данных.

Анализ низкочастотных колебаний

К одному из наиболее масштабных приложений анализа данных СВИ относится исследование колебательных процессов в энергосистемах [4].

В течение нескольких лет при активном содействии Системного оператора авторами накапливаются и изучаются реальные случаи НЧК в ЕЭС России. Апробированы различные методы поиска источника НЧК, основанные на сравнении амплитудно-фазовых параметров колебаний (mode shape estimated, MSE) [5] и анализе потока диссипативной энергии (dissipating energy flow, DEF) [6]. Предложены усовершенствования методов поиска источника НЧК [7]: использование частоты, полученной из угла синхрофазора тока, восстановление данных при отсутствии УСВИ, декомпозиция сигналов с учетом модуляции и др.

Задача локализации источника НЧК успешно решается по данным от линий электропередач. Для последующей детализации информации об НЧК применяется анализ на генераторах и отходящих линиях с учетом соотношения активного и реактивного компонентов диссипативной энергии [7].

Для онлайн анализа НЧК разработаны подходы к выявлению режима колебаний [8] на основе анализа спектров сигналов и посредством мониторинга пересекающихся частотных полос с контролируемой потерей информации в переходных зонах фильтров.

В [9] поставлена и решается задача об определении времени устойчивого принятия решения об источнике НЧК. Показано влияние параметров вычислительной схемы на время принятия решения, разработана процедура оптимизации схемы в расширяющемся пространстве решений.

Разработаны различные подходы к визуализации данных анализа НЧК [1]. Для отслеживания динамики колебаний эффективно представление амплитуды НЧК и диссипативной энергии в фазовых пространствах. Индикация объектов, участвующих в колебаниях, выполняется на графе энергосистемы (рис. 3).

Высокоуровневые визуализации исходных данных, промежуточных и итоговых результатов анализа НЧК могут быть использованы для поддержки принятия решений оперативно-диспетчерским персоналом.



Рис 3. Определение источника НЧК.

Мониторинг состояния силового трансформатора

Применение технологии СВІ перспективно в задаче мониторинга состояния силового трансформатора по электромагнитным параметрам [10]. Исследовательской группой, в которую входят авторы, выработана методика анализа данных УСВИ, выполняющих измерения на вводах трансформатора. Вычисляемый набор параметров характеризует состояние трансформатора и позволяет выявить наличие дефекта на ранних этапах развития и дифференцировать его причину. Разработана система мониторинга состояния трансформатора (СМСТ). Структурная схема решения СМСТ для двухобмоточного трансформатора приведена на рис. 4.

Данные от двух УСВИ, измеряющих параметры с высокой и низкой сторон исследуемого трансформатора, передаются в систему по протоколу С37.118. Ряд дополнительных параметров, таких как положение РПН, состояние обдува, температуры верхних слоёв масла и окружающей среды, через модуль ввода/вывода передаются в систему по протоколу МЭК 60870-5-104. Синхронизация хода часов в системе реализуется на базе блока коррекции времени, получающим сигналы от ГНСС ГЛОНАСС/GPS.

Центральным элементом решения является модуль индикации (исследования) состояния трансформатора (МИСТ). Задачи МИСТ: сбор, агрегация и валидация исходных данных, расчёт параметров мониторинга на основе заданной модели двух- или трехобмоточного трансформатора, выявление событий, визуализация данных и расчётных параметров, ведение базы данных параметров и событий, построение отчетов по расписанию за разные периоды, запись исходных данных в ненормальных режимах. На

лицевой панели устройства МИСТ расположен цветной сенсорный дисплей, на котором отображается графический интерфейс системы (рис. 5).

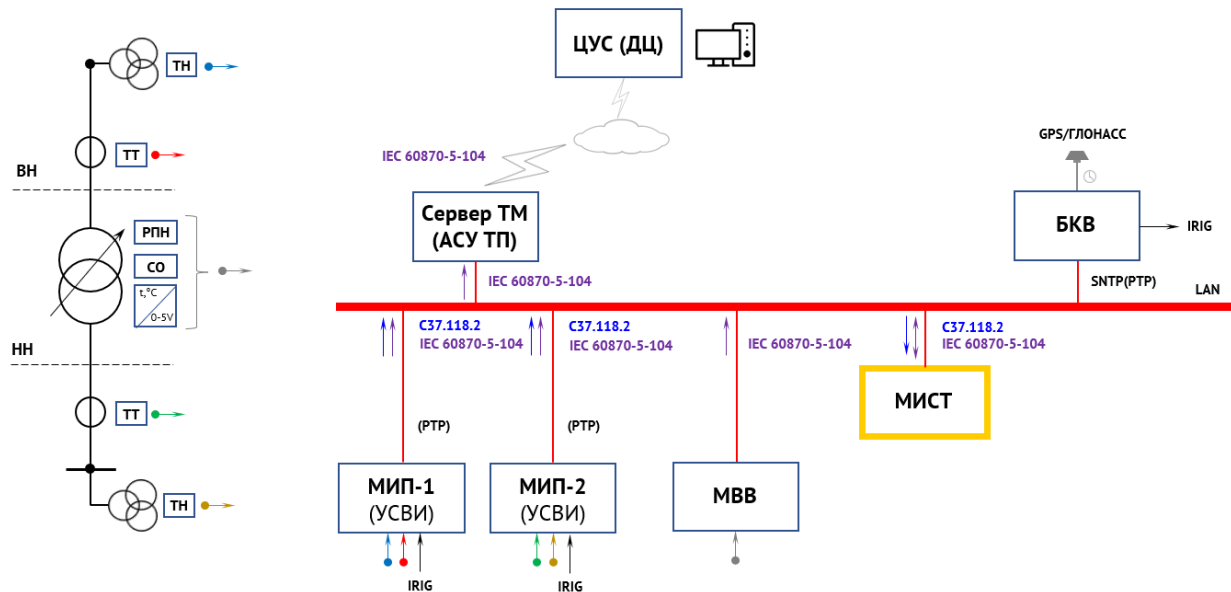


Рис 4. Архитектура системы мониторинга трансформатора.



Рис 5. Графический интерфейс МИСТ.

Он реализован в виде набора переключаемых экранов с навигацией через меню. МИСТ предоставляет дежурному персоналу текущее состояние значений мониторинга, факт выявленных событий, диагностическую информацию о функционировании системы. Доступны отображения измеренных и расчётных параметров в виде графиков, векторных диаграмм, таблиц; визуализация отклонений параметров за пределы предупредительных и аварийных значений; информация о состоянии системы. По умолчанию на

дисплее отображаются мнемосхема с измерениями, индикатор факта событий, флаги качества данных.

На web-интерфейсе МИСТ (рис. 6) имеются таблицы с исходными данными и основными расчётными параметрами. Данные СВИ показаны также на векторных диаграммах. Графики расчётных параметров позволяют наблюдать процессы в динамике. Через web-интерфейс доступно отображение текущих измерений в различных формах, просмотр отчётов и скачивание аварийных архивов с измерениями.



Рис 6. Веб-интерфейс системы мониторинга трансформатора.

Для интеграции со SCADA МИСТ может передавать сигналы о выявленных событиях по протоколу МЭК 60870-5-104.

Заключение

С технологическим развитием применение СВИ становится доступнее и находит всё большее применение в задачах мониторинга, защиты, автоматизации и управления. Появляются возможности выполнения анализа масштабных данных СВИ в темпе получения данных (онлайн), так и решения вычислительных задач в компактных устройствах.

Одним из востребованных применений СВИ является выявление режима вынужденных НЧК и локализации их источника, как инструмент обеспечения устойчивой работы энергосистемы. Решение этой задачи сопряжено с проблемами обработки и представления больших массивов данных, что требует выработки эффективных и, зачастую, нетривиальных подходов в реализации. Перспективно применение СВИ на уровне энергообъекта.

Так, в задаче мониторинга состояния силового трансформатора, анализ данных УСВИ позволяет выявить развитие дефекта силового трансформатора

и определить причину повреждения. Такой подход позволяет оптимизировать затраты на обслуживание и модернизацию силового оборудования.

Список источников

утин К.П., Попов А.И., Родионов А.В. Разработка способов визуального представления параметров низкочастотных колебаний в энергосистеме // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 74. – 2023. – № 74. – С. 526-536.

2. S. Biswas, J.D. Follum, E.S. Andersen, J.S. Banning. Big Data Analysis of Synchrophasor Data: Outcomes of Research Activities Supported by DOE FOA 1861 // No. PNNL-33548, Pacific Northwest National Lab. (PNNL), Richland, WA, United States. – 2022.

3. A. Popov, K. Butin, D. Dubinin, A. Rodionov. Framework for synchrophasor measurements data processing and the case studies of the low-frequency oscillations. URL:https://www.naspi.org/sites/default/files/202104/D3S7_01_butin_energосervice_naspi_20210415.pdf.

4. J.D. Follum, F.K. Tuffner, L.A. Dosiek, J.W. Pierre. Power system oscillatory behaviors: Sources, characteristics, & analyses // No. PNNL-26375, Pacific Northwest National Lab. (PNNL), Richland, WA, United States. – 2017.

5. H. Haugdal, K. Uhlen. Mode shape estimation using complex principal component analysis and K-means clustering // International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics (SGSMA). – 2019. – pp. 1-8.

6. S. Maslennikov, B. Wang, E. Litvinov. Dissipating energy flow method for locating the source of sustained oscillations // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2017. – pp. 55-62.

7. A.I. Popov, D.M. Dubinin, A.V. Mokeev, K.P. Butin, A.V. Rodionov, S.A. Piskunov. Examples of processing low-frequency oscillations in Russia and ways to improve the analysis // 2022 International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics (SGSMA). – 2022. – pp. 1-6.

8. M.A. Danilov, K.P. Butin, A.V. Rodionov, A.I. Popov. Improving the Efficiency and Performance of Calculations in the Analysis of Low-Frequency Oscillations // 2020 3rd International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), Moscow. – 2020. – pp. 1-13.

утин К.П., Попов А.И., Родионов А.В. Исследование влияния параметров вычислительной схемы на результаты определения источника низкочастотных колебаний // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 73. – 2022. – С. 505-513.

искунов С.А., Андреев П.И., Миклашевич А.В., Ульянов Д.Н., Мокеев А.В. Применение СВИ для автоматизации распределительных сетей // Релейщик. – № 3. – 2022. – С. 20-25.

М. О. Перцевой¹, А. А. Ачитаев^{1,2}, А. В. Порошин²

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

ООО «Гармоникс»²

СПЕКТРАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ. ИДЕНТИФИКАЦИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ И СИНХРОННЫХ КАЧАНИЙ ПРИ ПОМОЩИ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

В настоящее время расширяется спрос по применению систем мониторинга переходных режимов на электростанциях. Статья посвящена анализу параметров для определения характеристик низкочастотных колебаний. Сформированы математические модели режимных параметров низкочастотных колебаний при работе генераторов.

Ключевые слова: *Единая энергетическая система, система мониторинга переходных режимов, устройства синхронизированных векторных измерений, низкочастотные колебания, синхронные качания, ремонт по состоянию, мониторинг состояния ЭЭС, нейронные сети, нейронная сеть с затухающими синусоидами.*

M. O. Pertsevov¹, A. A. Achitaev^{1,2}, A. V. Poroshin²

Sayano-Shushensky branch of Siberian Federal University¹

LLC «Garmonix»²

SPECTRAL ANALYSIS. IDENTIFICATION OF LOW-FREQUENCY OSCILLATIONS AND SYNCHRONOUS SWINGS USING ARTIFICIAL INTELLIGENCE

Currently, the demand for the application of transient monitoring systems in power plants is expanding. The article is devoted to the analysis of parameters for determining the characteristics of low-frequency oscillations. Mathematical models of regime parameters of low-frequency oscillations during operation of generators are formed.

Keywords: *unified energy system, transient monitoring system, synchronized vector measurement devices, low-frequency oscillations, synchronous swings, repair by condition, monitoring of the state of the EES, neural networks, neural network with damped sinusoids.*

Введение

На данный момент существует ГОСТ ISO 20958-2015 «Контроль состояния и диагностика машин. Сигнатурный анализ электрических сигналов трехфазного асинхронного двигателя», согласно которому происходят сигнатурный анализ тока, анализ тока и спектральный анализ. Кроме того, данный нормативный документ описывает такие дефекты оборудования, как дефекты демпферной обмотки ротора, несимметрию воздушного зазора, возможные межвитковые замыкания в обмотке статора, дефекты подшипника и вала турбины, а также осуществлять контроль состояния изоляции, исследовать электромагнитные помехи и анализировать токи ротора и напряжения. Данный ГОСТ может послужить основополагающей для исследования диагностики промышленных генераторов и двигателей методами спектрального анализа питающих токов. В соответствии с ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» сетевая организация либо собственник строящегося, реконструируемого или модернизируемого объекта электроэнергетики обязан разработать проектную документацию на создание либо модернизацию противоаварийной автоматики. Таким образом, при помощи данных стандартов представляется возможным систематизировать диагностику состояния основного оборудования. Именно применение современных методов мониторинга единой энергетической системы (ЕЭС) позволит перейти к предиктивному анализу, что означает прогноз состояния энергосистемы, а также ремонт по состоянию, и оперативному анализу послеаварийных ситуаций. Применяя спектральный анализ выходного тока, будет проведена идентификация: аномалий, отклонений конкретных параметров. Будет разработана программная часть, использующая предикативный анализ, для обработки массивов спектральных данных параметров, а также неисправностей. Программная часть, благодаря встроенным нейросетевым алгоритмам, позволит провести прогноз состояния генератора на определенное число месяцев. Проект направлен на решение задачи диагностики, а также построения предиктивной модели работы двигателей, генераторов, приводов, в заданном промежутке времени. Таким образом, нет необходимости устанавливать на привод большую сеть датчиков. Следует отметить, что на текущий момент с учетом требования Министерства энергетики, утвержденный Приказом Минэнерго России от 25.10.2017 №1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок» (пунктов 8 и 11), который предусматривает переход от планово-предупредительного ремонта к

ремонту по состоянию. Для реализации данного подхода необходима апробация системы предиктивного анализа.

Анализ проблематики

В настоящее время анализ НЧК является актуальным направлением для мониторинга режимных параметров ЕЭС России. Низкочастотные колебания – периодические изменения параметров электроэнергетического режима с частотой от 0,1 до 3 Гц, вызванных в результате качаний роторов синхронных машин и действием регуляторов скорости. Малые колебания не представляют угрозы для электроэнергетической системы (ЭЭС) вследствие малых возмущений. Но при изменении равенства генерации и потребления происходит снижение оборотов вращения генератора, падение активной мощности, из которых следует понижение напряжения в сети, что приводит к асинхронному режиму работы генераторов, потерям мощности в ЭЭС и её неустойчивости и, как следствие, к экономическим потерям. К примеру, на 4 гидроагрегате Бурейской ГЭС вследствие неправильной настройки регулятора скорости наблюдалась мода НЧК частотой 0,47 Гц амплитудой 7 МВт по активной мощности и значительно пониженным уровнем демпфирования 70 с. Причиной вывода из работы и испытания оборудования стало предотвращение выхода из строя оборудования вследствие НЧК. Причинами НЧК являются: функционирование гидроагрегатов в ограниченной или не рекомендованной зонах, влияние режима работы возобновляемых источников энергии вследствие их зависимости от погодных условий, неправильная работа регуляторов скорости и быстро изменяющиеся нагрузки в ЭЭС. Кроме того, такие неисправности генератора, как дефекты демпферной обмотки ротора, несимметрия воздушного зазора, межвитковые замыкания в обмотке статора, дефекты подшипника и вала турбины, температурная деградация изоляции, температурные циклические нагрузки, повреждение обмотки в пазах и лобовых частях, деградация защитного покрытия паза, деградация внепазового соединительного покрытия и неправильное расположение или загрязнение лобовых частей обмотки, соединений фаз или соединений в клеммах провоцируют развитие дефектов и НЧК, что негативно сказывается не только на состоянии оборудования, но и на режимы ЕЭС. Синхронные качания вызваны асинхронной работой генераторов по причине отключения части генерируемых мощностей, отсюда вектора ЭДС начинают вращаться, причём угол поворота ротора составляет более 180 градусов. Данное явление приводит к огромным перетокам мощности между генераторами, создавая колебания напряжений от минимальных до максимальных амплитуд, происходит появление потерь активной мощности, отключение работающих генераторов в сети под действием защит и противоаварийной автоматики и последующий выход из устойчивости с энергосистемой, а также разрушение роторов, турбин и вспомогательного оборудования. Данные проблемы приводят к внеплановым

отключения потребителей, выходу из строя оборудования и экономическим потерям на оптовом и розничном рынках электричества.

Структура оценки состояний оборудования

Основным методом оценки состояния оборудования является спектральный анализатор режимных параметров (токи по фазам, напряжения, активная и реактивная мощности и др.), суть которого заключается в разложении на гармоники функции сигнала в ряд Фурье для дальнейшего анализа каждой из гармоник. Спектральная диагностика считается наиболее эффективным методом, так как позволяет анализировать состояние машины без установки большого числа датчиков на привод. Программное обеспечение представлено на языке Python, построенное на базовых алгоритмах цифровой обработки сигналов с использованием разложения исходного сигнала на основе преобразования Фурье. Определение диагностических признаков с использованием преобразования Фурье на основе обработки коэффициента формы кривой синусоиды позволяет определить тип дефекта. С помощью алгоритмов регрессионного анализа и методов генетических алгоритмов имеется возможность формирования предиктивной диагностики. Фильтры Чебышева или Баттверворда позволяют реализовать цифровую обработку сигналов, поступающих с измерительных приборов и обеспечивают пропускание нужной спектральной составляющей. В настоящий момент существуют ГОСТы, позволяющие произвести зависимость между гармониками и соответствующими им неисправностями. Были проведены НИР с целью проведения функциональной зависимости неисправностей. Данные операции проводятся непосредственно для генератора на станции. Для энергосистемы оценка состояния описывается в [10, с. 16-22], необходимая для анализа состояний режимных параметров ЭЭС и их проверки. В ходе оценки состояния ЭЭС при помощи устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) для n-узловой расчётной схемы вводится вектор состояния $x=(\delta, U)$ размерностью $(2n-1)$, содержащий величину напряжения U и фазовые углы δ , кроме базисной величины фазового угла. При этом вектор состояния определяет как измеренные y , так и не измеренные параметры z режимов тока. Результатом становится минимизация следующей функции:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) \quad (1)$$

Так как функция $y(x)$ нелинейна, тогда задача решается итеративно с поиском на каждой итерации поправок:

$$\Delta x_i = (H_i^T R^{-1} H_i)^{-1} H_i^T R^{-1} (\bar{y} - y(x_i)) \quad (2)$$

Чтобы убедиться, что данные, переданные от УСВИ, достоверны, был описан данный метод при помощи решения уравнения установившегося режима, используя только измеренные параметры режима

$$w_k(y) = 0 \quad (3)$$

В случае необходимости использования не измеренных параметров используют уравнение, при этом неиспользованные параметры необходимо выразить через измеренные

$$w_k(y, f(y)) = 0 \quad (4)$$

Данный метод заключается в подстановке полученных измерений в КУ и сравнении невязок, полученных при подстановке, со статистическими порогами d_k , определяемыми дисперсиями измерений. Для проверки достоверности проверяется неравенство

$$|w_k| < d_k \quad (5)$$

Для быстрого реагирования на изменение режимных параметров предлагается нейронная сеть, основанная на составлении диагностических признаков, позволяющая установить зависимость таргета от соответствующих признаков. Благодаря данному решению, представляется возможным составить регрессионную модель для обнаружения дефектов.

Исследование НЧК, синхронных качаний и тесты, проводимые при помощи математической модели УСВИ

Для энергосистемы важно понимать, на каком оборудовании произошёл дефект. Статья [10] посвящена идентификации колебаний в энергосистеме, благодаря которым представляется возможным не только выявить дефект при помощи УСВИ, но и обучить алгоритм нейронной сети, поскольку математическая модель является эмулятором. Приведённые исследования проводились с использованием математической модели в программе Matlab.

На рисунке 1 представлен график, соответствующий НЧК при стандартных значениях k_x и k_a (частота модуляции 3 Гц).

На рисунке 2 представлено искажение сигнала во время переходного режима при амплитудной модуляции.

Авторы данной статьи предложили, что идентификация колебаний является важной не только для энергосистемы, но и для оборудования электростанций. На данном этапе происходит разработка ПО, основанном на спектральном анализе, который позволит точно выявить конкретный дефект оборудования, что позволит персоналу оперативно предпринять действия для ремонта и дальнейшей эксплуатации оборудования.

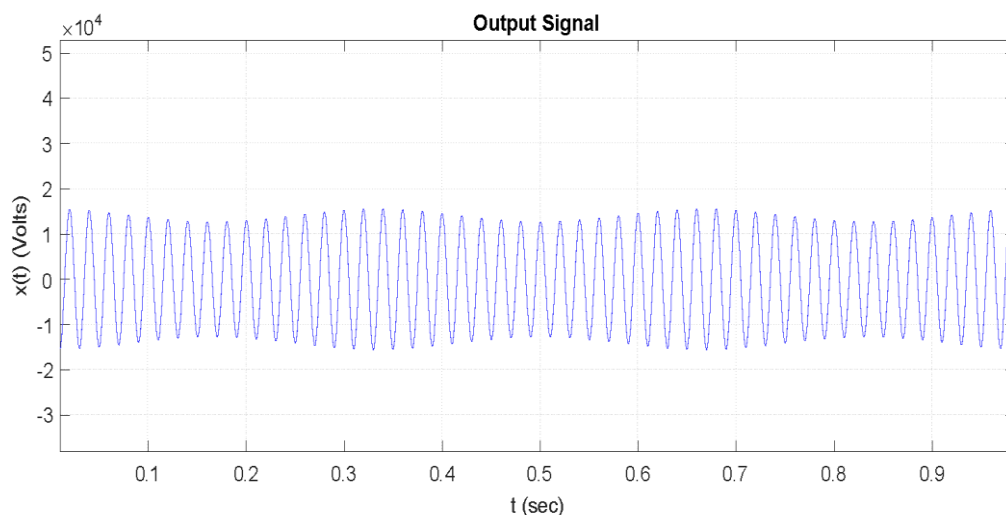


Рисунок 1 – Сигнал, соответствующий НЧК

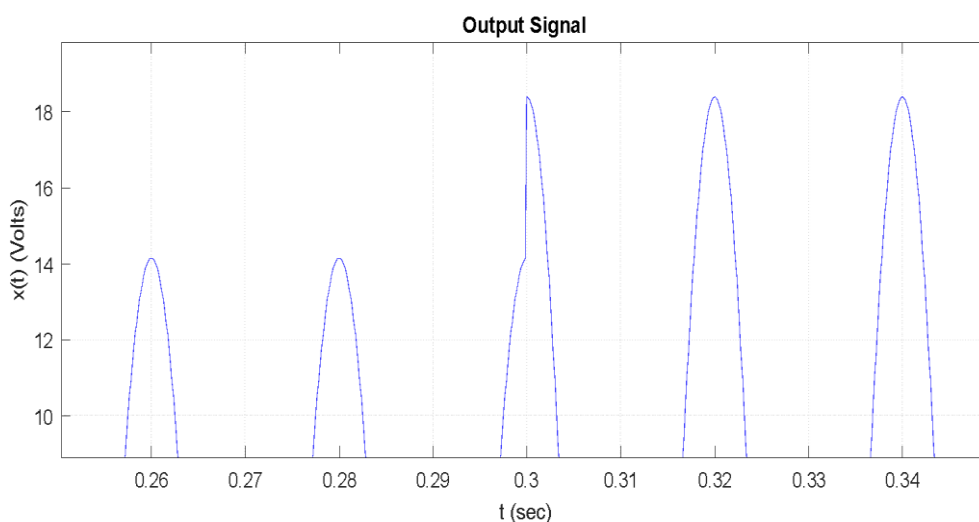


Рисунок 2 – Искажение сигнала во время переходного режима

Перспективы внедрения нейронных сетей.

Современные ЭЭС требуют постепенной автоматизации технологического процесса для снижения ситуаций, влекущих внеплановые отключения. Нейронная сеть при достаточном обучении позволяет быстрее реагировать на изменения параметров и выбирать оптимальное решение. Для обучения нейронной сети специалистам необходимо предлагать значения исходного сигнала в соответствии с IEEE C37.118.2 и исходные данные при НЧК и синхронных качаниях. Недостатками нейронных сетей являются длительное обучение и высокая стоимость проекта. Но экономический эффект, складывающийся за счёт предотвращения внеплановых отключений потребителей, повреждений агрегатов, трансформаторов и сетей, позволяет нивелировать недостаток высокой стоимости.

Выводы

В статье рассматриваются результаты исследований мониторинга НЧК и синхронных качаний с использованием СМППР. Был проведён литературный обзор, анализ НЧК и синхронных качаний, были приведены математическое описание состояний ЭЭС, тесты сигналов, а также перспективы внедрения нейронной сети. Разработанная система будет идентифицировать порядка 20 видов неисправностей. Соответственно есть потребность объединения двух технологических составляющих для диагностики двигателей и генераторов: спектрального анализа питающего тока и предиктивного анализа. Только рассмотрение двух этих технологий вместе позволит улучшить качество мониторинга в настоящее время в разы. Предполагается, что спектральный анализатора спектра для предиктивной диагностики двигателей и генераторов может быть внедрен в системы мониторинга на производствах: всей энергетики, нефтегазовой отрасли, машиностроения, станкостроения. Резюмируя, спектральный анализатор спектра для предиктивного анализа состояния электрических машин представляет собой совокупность двух инновационных решений, первое – это диагностика самих двигателей и генераторов с помощью спектрального анализа питающего тока, второе – это предиктивная аналитика основанная на спектральных данных. Эти решения хорошо дополняют друг друга и выводят качество мониторинга за технологическим состоянием основного и вспомогательного оборудования. Спектральный анализатор сигнала использующий предиктивную аналитику для диагностики двигателей представляет собой программно-аппаратный комплекс часть с нейросетевыми алгоритмами для обработки больших массивов данных.

Список источников

1. Мониторинг низкочастотных колебаний в электроэнергетических системах с использованием математических методов анализа сложных сигналов / Киньшин А.И., Малькова Я.Ю., Уфа Р.А. // Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева. – 2020. – С. 226-1-226-6.
2. Анализ блокировок дистанционной защиты от синхронных качаний и асинхронного режима / Назаренко Е.А., Винаковская Н.Г. // Частное научно-образовательное учреждение дополнительного профессионального образования Гуманитарный национальный исследовательский институт «НАЦРАЗВИТИЕ». – 2020. – С. 169-172.
3. Проблемы и перспективы интеграции SCADA и DMS в активно-адаптивных сетях / Зеленский Е.Г., Кононов А.Ю., Тумаков А.В. // Вестник Северо-Кавказского Государственного Технического Университета. – 2012. – № 4 (33). – С. 41-44.

4. Система мониторинга переходных режимов / Жуков А., Куликов Ю., Демчук А., Мацкевич И. // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2010. – № 2 (2). – С. 52-57.
5. Оценка надежности функционирования устройства синхронизированных векторных измерений / Успенский М.И. // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – № 3 (28). – С. 33-38.
6. Тестовые испытания устройств синхронизированных измерений векторных величин энергосистем / Балабин М.А., Гёрнер К., Наумкин И.Е., Ретанц К. // Электричество. – 2011. – № 4. – С. 17-27.
7. Развитие технологий диспетчерского управления в России на платформе СВІ / Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М., Журавлёва О.В. // Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук. – 2022. – С. 465-474.
8. Применение данных СВІ в задачах мониторинга работы генерирующего и сетевого оборудования объектов электроэнергетики / Жуков А.В., Дубинин Д.М., Андреева Л.В. // Релейная защита и автоматика энергосистем 2020. – 2020. – С. 4-2.
9. Инструментальные свойства // StudFiles [Электронный ресурс]. URL: <https://studfile.net/preview/3571279/page:3/> (дата обращения: 09.02.2023).
10. Идентификация низкочастотных колебаний и синхронных качаний методами искусственного интеллекта / М.О. Перцевой, А.А. Ачитаев / Сибирский федеральный университет, Саяно-Шушенский филиал // Гидроэлектростанции в XXI веке: Сборник материалов X Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов, школьников и студентов 23-28 апреля 2023 года. – 2023. – С. 346-355.

СЕКЦИЯ 1
КРУГЛЫЙ СТОЛ
Технологии обеспечения безопасности и контроля
состояния гидротехнических сооружений

УДК 626/627

Ю. О. Булатова¹

Научный руководитель:

В. А. Бобыльская¹ канд. техн. наук, доцент

Научный руководитель:

С. И. Лещенко²

*Сибирский государственный университет водного транспорта*¹

*Сибирский инженерно-аналитический центр*²

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МОНИТОРИНГА
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГТС

Мониторинг безопасности ГТС имеет решающее значение для обеспечения их безопасной и надежной эксплуатации. Качественная современная система мониторинга позволяет своевременно обнаруживать и устранять дефекты, обеспечивая надежность и безопасность эксплуатации гидротехнических сооружений.

Мониторинг безопасности ГТС ведется на большинстве гидротехнических сооружений, но его состав, структура и эффективность существенно зависят от класса сооружения, его отраслевой принадлежности, возможностей и опыта конкретной эксплуатирующей организации и многих других факторов. Кроме того, сложившаяся действующая система мониторинга не является неизменной. В результате изменения нормативно-правовой базы и технического состояния сооружения, выполняемых нами мероприятий или действия не зависящих от нас внешних факторов эффективность системы может как увеличиваться, так и уменьшаться. Неэффективный мониторинг приводит к тому, что затрачивая на его проведение силы, средства и время мы получаем недостаточную, недостоверную или неактуальную (достоверную, но потерявшую свою значимость из-за несвоевременного получения) информацию. И все наши действия (или бездействие), основанные на такой информации, и направленные на повышение надежности и безопасности

© Булатова Ю. О., 2024

сооружения будут мало результативными или даже опасными. Что может привести к повреждению сооружения или аварийной ситуации.

Для обеспечения безопасной надежной работы сооружения, получения достоверной информации его техническом состоянии, своевременного планирования и проведения ремонтов важно периодически выполнять оценку эффективности существующих систем мониторинга безопасности ГТС, разрабатывать и выполнять мероприятия по их оптимизации и модернизации.

Ключевые слова: *техническое состояние гидротехнического сооружения, мониторинг безопасности гидротехнических сооружений, эффективность мониторинга безопасности гидротехнических сооружений, методика оценки качества мониторинга безопасности гидротехнических сооружений.*

Y. O. Bulatova¹

Scientific supervisor:

V. A. Bobylskaya¹ Candidate of Technical Sciences, Associate Professor

Scientific supervisor:

S. I. Leshchenko²

Siberian State University of Water Transport¹

Siberian Engineering and Analytical Center²

THE EFFECTIVENESS OF MONITORING THE TECHNICAL CONDITION OF HYDRAULIC STRUCTURES

Monitoring the safety of GTS is crucial to ensure their safe and reliable operation. A high-quality modern monitoring system allows timely detection and elimination of defects, ensuring the reliability and safety of operation of hydraulic structures.

GTS safety monitoring is carried out at most hydraulic structures, but the composition, structure and effectiveness of monitoring significantly depend on the class of the structure, its industry affiliation, the capabilities and experience of a particular operating organization, and many other factors. In addition, the current monitoring system is not unchanged. As a result of changes in the regulatory framework and technical condition of the structure, the measures we carry out or the actions of external factors beyond our control, the effectiveness of the system can both increase and decrease. Ineffective monitoring leads to the fact that by spending effort, money and time on its implementation, we receive insufficient, unreliable or irrelevant (reliable, but lost its significance due to untimely receipt) information. And all our actions (or inaction) based on such information and aimed at improving the reliability and safety of the facility will be ineffective or even dangerous. Which can lead to damage to the structure or an emergency situation.

To ensure the safe and reliable operation of the facility, obtain reliable information about its technical condition, timely planning and repairs, it is important to periodically evaluate the effectiveness of existing GTS safety monitoring systems, develop and implement measures to optimize and modernize them.

Keywords: *the technical condition of the hydraulic structure, monitoring the safety of hydraulic structures, the effectiveness of monitoring the safety of hydraulic structures, the methodology for assessing the quality of monitoring the safety of hydraulic structures.*

Мониторинг технического состояния гидротехнических сооружений – это система регулярных инструментальных и визуальных наблюдений за показателями работы и технического состояния сооружений, за проявлением и развитием опасных для сооружений техногенных и природных процессов и явлений, проводимых по определенной программе с целью объективной оценки эксплуатационной надежности и безопасности сооружений, своевременной разработки и проведения ремонтных мероприятий [1].

Мониторинг безопасности ГТС имеет решающее значение для обеспечения их безопасной и надежной эксплуатации – качественная современная система мониторинга позволяет своевременно обнаруживать и устранять дефекты, обеспечивая надежность и безопасность эксплуатации гидротехнических сооружений. Мониторинг безопасности ГТС ведется на большинстве гидротехнических сооружений, но состав, структура и эффективность мониторинга на каждом конкретном ГТС зависит от множества факторов, таких как: класс сооружения, его конструктивные особенности, специфика условий эксплуатации, отраслевая принадлежность, возможности и традиции эксплуатирующей организации и другие.

Чтобы определить, насколько грамотно организован мониторинг технического состояния гидротехнического сооружения, необходимо понять – какую систему мониторинга можно считать эффективной. Эффективной мы будем считать такую систему мониторинга, которая для данного конкретного гидротехнического состояния позволяет при минимальных затратах труда, времени и средств достоверно выявить все дефекты и повреждения, определить текущее техническое состояние, спрогнозировать изменение состояния и запланировать мероприятия по обслуживанию и ремонту, необходимые и достаточные для его надежной и безопасной эксплуатации.

Степень эффективности системы мониторинга на разных сооружениях может значительно отличаться (от формальной или не эффективной до максимально эффективной). Кроме того, сложившаяся действующая система мониторинга на каждом сооружении не является неизменной во времени. В результате изменения нормативно-правовой базы и технического состояния сооружения, выполняемых нами мероприятий или действия не зависящих от нас внешних факторов эффективность системы может как увеличиваться, так

и уменьшаться. Неэффективный мониторинг приводит к тому, что затрачивая на его проведение силы, средства и время мы получаем недостаточную, недостоверную или неактуальную (достоверную, но потерявшую свою значимость из-за несвоевременного получения) информацию. И все наши действия (или бездействие), основанные на такой информации, и направленные на повышение надежности и безопасности сооружения будут мало результативными или даже опасными, что может привести к повреждению сооружения или аварийной ситуации.

Для обеспечения безопасной надежной работы сооружения, получения достоверной информации об его техническом состоянии, своевременного планирования и проведения ремонтов важно периодически выполнять оценку эффективности существующих систем мониторинга безопасности ГТС. Такая оценка позволит:

- оценить качество выполнения работ;
- оценить достоверность получаемых на разных уровнях (или при разных исследованиях) данных;
- обеспечить наиболее полное использование полученных данных;
- исключить ненужные или избыточные наблюдения;
- разработать мероприятия по оптимизации и модернизации системы.

Методика оценки качества мониторинга также должна удовлетворять ряду требований:

- качественно и достоверно отражать состояние системы;
- позволять отслеживать изменения в системе за заданный период времени;
- выявлять слабые места, недостатки существующей системы;
- быть надёжной и информативной;
- учитывать как количественные, так и качественные показатели эффективности системы;
- позволять разрабатывать мероприятия для повышения эффективности системы;
- иметь удобный и понятный пользовательский интерфейс.

При анализе открытых источников общедоступных методик, удовлетворяющих поставленным требованиям, не обнаружено.

В ходе выполнения проекта предложена методика оценки эффективности действующих систем мониторинга, разработанная на основе ГОСТ Р 22.2.09-2015 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Экспертная оценка безопасности и риска аварий гидротехнических сооружений» [2]. Данный нормативный документ взят за основу, так как он удовлетворяет ряду важных требований: это действующий нормативный документ; разработан именно для гидротехнических сооружений; предлагает методику перевода качественных характеристик в количественные оценки.

Мониторинг безопасности ГТС – сложный и комплексный процесс, включающий в себя целый ряд взаимосвязанных и взаимовлияющих элементов. Нами выделены следующие элементы мониторинга:

1. нормативно-правовая база. Это общеобязательные государственные предписания постоянного или временного характера (законодательные и иные нормативно-правовые акты, своды правил, ГОСТы и др.), а также отраслевые стандарты, регламентирующие проведение мониторинга ГТС;

2. эксплуатационная документация – техническая документация, которая предоставляет инструкции и процедуры по эксплуатации и обслуживанию сооружения или отдельных его элементов;

3. проектная и исполнительная документация – документация, содержащая материалы в текстовой форме и в виде карт (схем) и определяющая архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения по данному сооружению, а также подтверждающая соответствие возведенного сооружения проектным решениям;

4. стационарная контрольно-измерительная аппаратура (КИА) – система устройств и приборов, установленных непосредственно на объекте и предназначенных для измерения и контроля параметров технологического процесса или состояния сооружения;

5. исполнители мониторинга ГТС – сотрудники эксплуатирующей организации или сторонних организаций, задействованные в процессах мониторинга безопасности ГТС;

6. средства измерения – технические средства, предназначенные для измерения параметров, имеющих нормированные метрологические характеристики;

7. система выполняемых работ – определенные на основе проектной документации состав, объем и методы выполнения работ;

8. система представления данных – форма предоставления результатов мониторинга заказчику или заинтересованным лицам;

9. система хранения информации. Подходы к хранению данных мониторинга безопасности ГТС могут быть разными: печатные документы, цифровое хранилище (жесткие диски, облачное хранилище, базы данных);

10. система анализа данных – система мероприятий по сравнению полученных данных с нормативными значениями, выявлению отклонений и тенденций и оценке технического состояния ГТС;

11. прогнозирование развития изменений – система мероприятий по определению вероятности возникновения отказов ГТС на основе данных мониторинга, оценка последствий отказов для технологического процесса и безопасности ГТС;

12. обратная связь – система мероприятий по планированию и проведению ремонтно-восстановительных работ, разрабатываемая на основе материалов мониторинга безопасности ГТС.

Эффективность любой сложной системы в целом зависит от качества каждого ее элемента, поэтому для оценки эффективности системы мониторинга безопасности ГТС в целом необходимо оценить эффективность каждого элемента.

Часть указанных выше элементов взаимосвязаны или взаимно дополняют друг друга, поэтому предлагается экспертную оценку эффективности мониторинга безопасности ГТС выполнять по пяти основным направлениям:

1. оценка нормативно-правовой и эксплуатационной документационной базы выполняемых работ;
2. оценка готовности объекта к проведению работ;
3. оценка действующей структуры выполняемых работ;
4. оценка службы мониторинга;
5. оценка системы сбора, хранения, обработки данных и предоставления информации.

Оценка нормативно-правовой и эксплуатационной документационной базы выполняемых работ – характеризует:

- соответствие системы требованиям действующего законодательства;
- согласованность разных видов документации и процессов мониторинга;
- прозрачность действующей системы мониторинга;
- достоверность процесса мониторинга;
- сопоставимость данных, получаемых на разных этапах или при выполнении разных исследований;
- своевременность выполнения всех работ.

При оценке эффективности учитываются следующие факторы:

- наличие нормативной документации, регламентирующей все этапы проведения работ;
- наличие, сохранность и полнота проектной документации;
- наличие, сохранность и полнота исполнительной документации;
- наличие действующей эксплуатационной документации, ее полнота и соответствие требованиям нормативно-правовой документации;
- наличие и достоверность документации при выполнении работ по ремонту и реконструкции.

Оценка готовности объекта к проведению работ – характеризует возможность получения достоверных, качественных и точных данных, позволяющих однозначно и своевременно оценить состояние сооружения. При оценке эффективности учитываются следующие факторы:

- оснащенность исследуемого сооружения контрольно-измерительными приборами и аппаратурой (в том числе и дистанционными);
- соответствие количества и видов установленной КИА требованиям нормативной и эксплуатационной документации;
- сохранность и качество установленной КИА;
- доступность сооружения или отдельных его элементов для проведения наблюдений (в том числе визуального обследования сооружений);
- обеспечение удобства выполнения работ. Наличие: согласованных подробных схем сооружения; согласованных маршрутов визуального контроля; инструкций по ведению разных видов контроля; шаблонов стандартных отчетных документов; пикетажа и информационных знаков на сооружении и т.д.;
- обеспечение безопасности выполнения работ.

Оценка структуры выполняемых работ – характеризует качество выполнения работ по получению количественных и качественных параметров состояния сооружения. При оценке эффективности учитываются следующие факторы:

- состав, объем и периодичность натурных наблюдений.
- Соответствие требованиям нормативной и эксплуатационной документации;
- достаточность выполняемых работ для поддержания работоспособности и безопасной эксплуатации ГТС;
 - систематичность (непрерывность) выполнения наблюдений.

Оценка службы мониторинга – характеризует возможности персонала, осуществляющего мониторинг технического состояния ГТС, обеспечить качество выполнения работ. При оценке эффективности учитываются следующие факторы:

- численность персонала;
- уровень квалификации персонала;
- опыт выполнения работ;
- оснащенность приборами и оборудованием;
- наличие специализированного программного обеспечения и опыт его применения;
- добросовестность.

Оценка системы сбора, хранения, обработки данных и предоставления информации – характеризует полноту и эффективность использования полученных данных для оценки текущего технического состояния сооружения и прогнозирования развития выявленных негативных процессов. Надежная и эффективная система сбора, хранения и обработки информации является основой для точной и оперативной оценки состояния сооружения. При оценке эффективности учитываются следующие факторы:

- точность и полнота собираемых данных. Ошибки при сборе данных могут привести к искажению итоговой оценки технического состояния сооружения;
- своевременность сбора данных. Данные должны собираться своевременно, чтобы обеспечить актуальные и оперативные показатели состояния сооружения. Задержки в сборе данных могут привести к несвоевременному принятию решений;
- объем собираемых данных. Система должна быть способна собирать достаточный объем данных, для обеспечения статистической значимости и надежности показателей состояния сооружения;
- безопасность данных. Система хранения данных должна быть надежной и защищать данные от несанкционированного доступа, потери или повреждения. Нарушения безопасности могут поставить под угрозу целостность данных и повлиять на точность прогнозирования изменения состояния сооружения;
- доступность данных. Данные должны быть легко доступны заинтересованным лицам в нужное время и в нужном месте. Недостаточная доступность данных может привести к задержкам в принятии решений;
- возможность выполнения сложного анализа данных, включая обработку и выявление закономерностей и тенденций. Надежный анализ данных приводит к более значимым показателям эффективности мониторинга;
- возможность представления данных в требуемом виде. Показатели состояния сооружения должны быть понятны и легко интерпретируемы. Эффективная система представления данных обеспечивает оперативное принятие обоснованных решений;
- оперативность обработки информации: Обработка данных должна выполняться оперативно, чтобы обеспечить своевременное предоставление показателей состояния сооружения. Задержки в обработке могут привести к неактуальным оценкам.

Недоработки в любом из указанных направлений мониторинга могут повлиять на достоверность и полезность показателей, что приведет к понижению эффективности мониторинга.

Таким образом, сам процесс оценки эффективности существующей системы мониторинга безопасности ГТС позволяет выявить слабые и сильные стороны системы. А предложенная методика, после доработки и апробирования на действующих сооружениях, может стать эффективным инструментом по их оптимизации и модернизации.

Список источников

1. СТО 70238424.27.140.035-2009. Стандарт организации НП «ИНВЭЛ». Гидроэлектростанции. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и

требования. – (утв. и введен в действие Приказом НП «ИНВЭЛ» от 04.12.2009 № 88). – <https://conventions.ru/enc/11619/> (дата обращения: 5.04.2024).

2. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 22.2.09-2015 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Экспертная оценка безопасности и риска аварий гидротехнических сооружений. Общие положения» (утв. и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 2 декабря 2015 г. № 2100-ст). – <https://base.garant.ru/71392024/?ysclid=lx1cpsvacy871838511> (дата обращения: 5.04.2024).

3. Бобылев, С.Н. Экологические конфликты в зеркале «цивилизации максимизации» / С.Н. Бобылев, С.В. Соловьева, И.Ю. Ховавко // Журнал Сибирского федерального университета. Гуманитарные науки. – 2021. – Т. 14, № 7. – С. 956-965.

УДК 691.5*666.97/98*691.57

А. В. Глухов¹
ООО «Стрим»¹

ИМПОРТОНЕЗАВИСИМОСТЬ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГТС

Согласно приведённой статистики Ростехнадзора: «Большинство сооружений третьего и четвертого классов опасности – а это 98.7% всех гидротехнических объектов в стране – построены 30-70 лет назад и отработали свой срок службы на 60-100 процентов», что обуславливает проблему, требующую нового подхода к выполнению мероприятий по защите и ремонту гидротехнических сооружений:

Перечисляются и обсуждаются основные проблемы.

Для решения перечисленных проблем в сложной геополитической ситуации необходимо применять материалы отечественных импорто-независимых производителей. Приводятся аргументы и причины.

В рамках доклада будут озвучены следующие проблемы:

1) проблемы, возникающие при проведении ремонтных работ на ГТС и последствия, к которым это может привести;

2) основные причины наиболее распространенных дефектов на данных сооружениях;

3) предложение по применению современных импорто-независимых материалов для их профилактики.

Помимо этого, будут объяснены и рекомендованы причины выбора материалов российских производителей для сохранения и модернизации гидротехнических сооружений, устойчивого развития нашей страны.

Ключевые слова: *технологический суверенитет, импортонезависимость, импортозамещение, безопасность.*

A. V. Gluhov¹
LLC «Stream»¹

IMPORT DEPENDENCE IN ENSURING THE PRODUCTION GTS SAFETY

According to the statistics provided by Rostekhnadzor: "Most structures of the third and fourth hazard classes – which is 98.7% of all hydraulic engineering facilities in the country – were built 30-70 years ago and have fulfilled their service life by 60-100 percent.", which causes a problem requiring a new approach to the implementation of measures to protect and repair hydraulic structures:

The main problems are listed and discussed.

To solve these problems in a difficult geopolitical situation, it is necessary to use materials from domestic import-independent manufacturers. Arguments and reasons are given.

The following issues will be raised in the framework of the report:

1) problems that arise during repair work on the GTS and the consequences that this may lead to;

2) the main causes of the most common defects in these structures;

3) a proposal for the use of modern import-independent materials for their prevention.

In addition, the reasons for choosing materials from Russian manufacturers for the preservation and modernization of hydraulic structures and the sustainable development of our country will be explained and recommended.

Keywords: *technological sovereignty, import independence, import substitution, security.*

Импортозамещение и технологический суверенитет.

Владимир Путин на Госсовете обсудил пакет мер
поддержки промышленности России:

«Антироссийские санкции Запада продлятся долго,
поэтому необходимо вырабатывать меры
суверенного развития страны...!»

Гидротехнические сооружения в России – это сложная и многогранная тема, которая требует серьезного внимания со стороны государства, общества и бизнеса.

Основные проблемы гидротехнической отрасли:

1. Износ и устаревание ГТС. Согласно приведённой статистики Ростехнадзора: «Большинство сооружений третьего и четвертого классов опасности построены 30-70 лет назад и отработали свой срок службы на 60-100 %».

2. Несоответствие многих сооружений современным требованиям из-за изменения нормативно-технической базы.

3. Несовершенство самой нормативно-технической базы в части выбора вариантов защиты сооружений и их конструкций, использования материалов и оборудования.

Сегодня, с учётом специфики работы каждого сооружения, разработано и разрабатывается множество государственно важных мероприятий и технических решений по защите ГТС и поддержке их нормативного состояния. В технические решения этих мероприятий зачастую включены импортные материалы, которые применялись десятилетиями. Но санкции со стороны западных стран ограничивают доступ России к привычным технологиям и оборудованию, что затрудняет реализацию проектов по строительству, ремонту и модернизации гидротехнических сооружений. Материалы же, которые удастся импортировать, из-за колебания курса валют начинают стоить неоправданно дорого. Это же является проблемой при внесении их в долгосрочный проект, что приводит к удорожанию и недостатку финансирования при реализации.

Один из самых важных вопросов - это вопрос качества! Очень часто иностранный производитель, который имеет фасовочные заводы на территории РФ производит свои материалы на иностранной сырьевой базе. Также из-за санкций происходит сбой логистических потоков поставки сырья, и западный производитель вынужден менять рецептуру, что очень негативно влияет на качество материалов. Не секрет, что ремонтные материалы многих именитых брендов в последние годы очень сильно отличается в худшую сторону от продукции, которая выпускалась несколько лет назад.

Уже есть горький опыт разрушения и прорыва ГТС при нарушении графика поставок в связи с санкциями.

А есть ещё и политический вопрос... Могут ли западные компании при производстве искусственно занижать характеристики своей продукции, которая идет на объекты критически важной инфраструктуры НАШЕЙ страны? Не может ли это являться еще одним оружием западных стран? Ведь это может привести к обрушению конструктивов ГТС, прорыву плотин, что в свою очередь приведет к человеческим жертвам и экологическим катастрофам.

Президент Российской Федерации Путин Владимир Владимирович сказал: «Все мы понимаем: санкции, конечно, надолго, поэтому наряду с первоочередными мерами замещения импортных технологий и продуктов здесь нужны средне- и долгосрочные преобразования, направленные на стратегические цели именно суверенного развития страны».

Полностью поддерживаю Владимира Владимировича в этом направлении.

Задача любого государства в современном мире – это обретение Технологического суверенитета в ключевых отраслях.

Обратимся к терминологии:

«Технологический суверенитет – это способность государства располагать ключевыми технологиями, которые считаются критически важными для обеспечения благосостояния и конкурентоспособности».

То есть, самостоятельно их разрабатывать, или получать от экономик других стран без односторонней структурной зависимости.

Продолжая дальше закладывать в проекты импортные материалы – мы, как страна, не приближаемся к технологическому суверенитету, а наоборот – удаляемся!

К счастью, экономическое и производственное развитие в нашей стране не стоит на месте и сегодня существует много альтернатив и инноваций на замену импортных материалов.

Считаю, что надо не рекомендовать к применению, а именно НЕОБХОДИМО применять материалы отечественного импортнезависимого производителя по нескольким причинам:

1. Защита национальных интересов. Использование отечественных материалов позволяет укрепить позиции страны на мировом рынке и защитить ее интересы при прекращении поставок импортных материалов.

2. Экономическая эффективность. Отечественные материалы являются более дешевыми и доступными для потребителей, что способствует экономии бюджетных средств. Позволяет перестать «оглядываться» на курс доллара/евро при включении материалов в долгосрочный проект.

3. Качество продукции. За годы конкурентной борьбы с иностранными материалами отечественные производители смогли разработать и освоить новые технологии, материалы и оборудование, которые позволяют им удерживать свои позиции на рынке и обеспечивать высокое качество продукции.

4. Экологическая безопасность. Использование отечественных материалов помогает снижать негативное воздействие на окружающую среду, что особенно важно в условиях глобализации и усиления экологических требований.

5. Инновации и технологии. Российские производители активно внедряют новые технологии и инновации, что позволяет им оставаться конкурентоспособными на мировом рынке. Кроме того, они активно работают над расширением ассортимента и освоением новых материалов, чтобы удовлетворять потребности как можно большего числа потребителей.

Я искренне верю, что совместными усилиями государства, общества и бизнеса получится планомерно модернизировать отрасль, достичь

технологического суверенитета и она сможет стать мировым ориентиром, как это получилось у ядерной энергетики нашей страны.

Приведем пример нашей компании – ООО «СТРИМ» создана в 2002 г. Организация создавалась с целью выпуска продукции аналогичной по своему качеству зарубежным аналогам, но на базе российского сырья.

Имеем разработки по замещению импортных аналогов нашими материалами. Основные направления это:

- обустройство и восстановление гидроизоляции, остановка любых водопритоков в т. ч. инъекционным способом;
- конструкционное усиление и ремонт бетона, в том числе под водой и в зоне переменного уровня;
- повышение надежности и предотвращение протечек в грунтовых плотинах;
- антикоррозионная защита как бетона, так и металлоконструкций, наземных и заглубленных сооружений (в том числе от агрессивных сред – кислот, щелочей, нефтепродуктов, морской воды и пр.);
- укрепление грунтов в дорожном и аэродромном строительстве с экономией бюджета до 50%.

За более чем 20 лет работы мы стали одним из ведущих российских предприятий, которое занимается разработкой и производством специальных материалов и технологий для усиления, ремонта, восстановления и защиты различных конструкций. Наши материалы способны устранить большинство дефектов – потеки, ржавчина, выносы грунта, вода за конструктивом и продлевают срок службы конструкций как над, так и под водой и ниже уровня воды в разных конструктивах. Уровни на которых проводились работы нашими материалами – это минус 500 м ниже уровня воды (в след. году запланированы работы до минус 2 км) и 40 м под водой (в след. году запланированы работы до 100 м).

Наша сырьевая база на 95% состоит из российских материалов. Таким образом, компания разрабатывает и производит именно импорто-независимые материалы. Мы также разрабатываем таблицы соответствия материалов импортного производства материалам СТРИМ.

В перечне нашей продукции более 90 наименований, из которых возможно разрабатывать ещё по несколько решений. А половина из них не имеет российских аналогов. Также есть составы, которые превосходят по своим параметрам и широте применения европейские марки.

Материалы под маркой СТРИМ работают в различных отраслях – нефтегазовой, гидроэнергетике, горно-добывающей промышленности, в строительной сфере, а также нам доверяет атомная промышленность и атомная энергетика. Материалы и технологии рекомендованы ГК Росатом, РАО РЖД, ЦНИИС, ВНИИЖТ, Тоннельной ассоциацией РФ, МЧС РФ, ПАО Алроса, Мосметрострой, Мосводоканал, Водоканал Санкт-Петербурга и др.

Инновации и передовые технологии

Кроме стандартных решений, необходимо обращать внимание на инновации и передовые технологии. Например, наша компания нередко является разработчиком таких решений. Как говорилось выше, ряд из которых не имеет своих аналогов в России, а некоторые и за рубежом.

Приведем пару примеров.

Подводное бетонирование

Традиционные материалы, которые применяются при ремонте ГТС, отличаются низкой эффективностью и непродолжительным сроком службы. Например, при использовании обычных бетонов для подводного бетонирования, размыв цемента в бетоне превышает 95%, что не обеспечивает необходимой надежности при выполнении ремонта, существенно увеличивает сроки и затраты при выполнении работ, засоряет акваторию, негативно влияет на экологическую ситуацию.



Рис. 1. Сухие смеси РЕМСТРИМ® для конструкционного ремонта под водой и в зоне переменного уровня.

Для выполнения конструкционного ремонта бетона под водой и в зоне переменного уровня должны использоваться специальные материалы, которые обладают неразмываемостью в процессе применения и при контакте с водой, быстрым набором характеристик как под водой, так и в зоне переменного уровня, устойчивостью к различным видам нагрузок и химически агрессивной среде.

Среди таких материалов можно выделить современные импорто-независимые материалы для конструкционного ремонта нашей марки РЕМСТРИМ®. На 2023 год с применением сухих быстротвердеющих смесей РЕМСТРИМ® восстановлено более 1 300 000 м² конструкций.

Смеси обеспечивают необходимые экологические характеристики нагнетаемого в акваторию раствора, практически не размываются в воде, что

позволяет не засорять акваторию. Могут применяться для работ в пресной, морской и сточной водах. Составы для подводного бетонирования РЕМСТРИМ зарекомендовали себя на объектах портовой инфраструктуры на Белом, Черном и Японских морях. На объектах ГУП Водоканал Санкт-Петербурга. Каскад Нивских ГЭС ПАО ТГК-1. Объектах Московского метрополитена при реконструкции тоннелей.

Инъекционная гидроизоляция

Еще одно направление – инъекционная г/изоляция, которая позволяет решить большинство проблем по поступлению воды в конструктив, на любой глубине.



Рис. 2. Инъекционные смолы и пены АКВИДУР®

Материалы под маркой АКВИДУР представлены широкой линейкой – это и смолы, и пены, и полимер-минеральные смолы и пены, гели. Увеличивающиеся и не увеличивающиеся в объеме. Увеличение в объеме всегда контролируемое – до 30-ти раз, блокировка любого водопритока.

Эти материалы хорошая альтернатива акрилатным гелям, которые зачастую предлагают западные бренды (или квази-западные). Мы акрилаты не производим, но многие производители пытаются их внедрять. И у них даже получается, но они не рассказывают о том, что в качестве растворителя у них используются хлориды, что приводит к коррозии закладных деталей, арматуры... и также надо учесть неработоспособность акрилатов при pH выше 9-ти, т.е. фактический запрет на гидроизоляцию бетонов, которые обладают pH выше 12-ти. Наши полиуретаны лишены этих недостатков и могут длительно храниться и длительно эксплуатироваться с высокой эффективностью.

ПФЗ грунтовых плотин

Грунтовые плотины – это еще один вид серьезнейших гидротехнических сооружений. Эксплуатация грунтовых плотин связана с образованием разуплотнений, протечек, размерзания.

Традиционные методы, применяемые для предотвращения суффозионных процессов, такие как цементация, силикатизация обладают низкой эффективностью.

Решением данной проблемы является использование полимер-минерального композита на базе гидроактивной смолы АКВИДУР ЭСП.

АКВИДУР ЭСП – однокомпонентная гидроактивная смола для проведения работ для физического и химического связывания обводненных грунтов, шламов с образованием полимер-грунтового композита, заполняющего пустоты, трещины, предотвращающего проникновение воды и дальнейший размыв грунта. Применение композита, позволяет в кратчайшие сроки (от нескольких минут до 1 часа) восстановить герметичность грунтовой плотины во всех климатических зонах. Получается композит, который обладает высокими физико-механическими свойствами, долговечностью и эффективностью.

С помощью нашей технологии мы в десятки раз сокращаем время по выполнению работ по сравнению с цементацией, в сотни раз меньший объем перекачиваемых растворов и, по цене получается в 10 раз дешевле, чем джет-граутинг.

Антикоррозионная защита – еще одно из особых направлений нашей компании.

Антикоррозионная защита — это важная часть любого ГТС, которая защищает его конструкции от коррозии и повреждений.

Материалы ПОЛАК и СИЛОКОР ГАРД, разработанные компанией СТРИМ, являются долговечными и эффективными средствами защиты от коррозии и обрастания подводной части конструкций и других элементов ГТС.

Особую конкуренцию могут составить эмали марки ПОЛАК. Материалы прошли сертификацию в Российском Морском Регистре судоходства и соответствуют требованиям международных стандартов. Они обеспечивают надежную защиту от коррозии и повреждений на протяжении всего срока службы ГТС (до 50 лет в морской, пресной, сточной воде и до 20 лет в кислотах, щелочах, бензине, керосине и пр. высоко-агрессивных средах).

Выводы и предложения

Мы рассмотрели проблемы, возникающие при отборе технических решений, проведении ремонтных работ на ГТС и последствия, к которым это может привести.

Предлагаем усовершенствовать нормативно-правовую базу по отбору поставщиков материалов и оборудования. Готовы всецело участвовать в этом.

Еще раз предлагаем основываться на следующих принципах:

1. безопасность поставок и дальнейшей эксплуатации, импорто-независимость всецело способствует усилению промышленной, стратегической и национальной безопасности. Способствует устойчивому развитию нашей страны. Можно напрямую провести аналогию с утвержденной

доктриной продовольственной безопасности (Указ Президента РФ от 21 января 2020 г. № 20 “Об утверждении Доктрины продовольственной безопасности Российской Федерации”). В случае если страна сидит на импортных поставках, они в любой момент могут быть прекращены. Как бы не переименовывались европейские и американские компании, они все равно остаются компаниями из недружественных стран. Также поставки зависимых материалов могут серьезно сказаться на безопасности не только эксплуатации, но и строительства.

2. экономическая составляющая и независимость от курса валют – девальвация рубля в 2023 г. составила более 40%! А к примеру, цены на материалы компании СТРИМ не поднялись ни на 1 рубль! Мы не подставляем своих заказчиков и подрядные организации заказчиков. Наша структура цен не подвержена «валютным качелям».

3. сроки – имея большую часть сырьевой и компонентной базы в России, производитель может и должен предлагать продукцию в основном из наличия, а не ссылаться на длинные цепочки поставок и увеличивать сроки на месяцы, как это часто происходит с западными (квази-западными) брендами! Кстати, поставки зависимых материалов могут сказаться не только на безопасности эксплуатации объектов, но и их реконструкции или строительства. Существуют горькие примеры разрушений и прорыва плотин, дамб при нарушении графика, последовательности работ. Такое нарушение как раз может быть следствием срыва сроков по зависимым от импорта материалам.

Мы искренне верим, что совместными усилиями с коллегами в отрасли, с государством, получится планомерно модернизировать отрасль, и она сможет стать мировым ориентиром, как это получилось у ядерной энергетики нашей страны.

Список источников

1. Срок эксплуатации старых российских плотин собираются продлить / Парламентская газета - 08 февраля 2021, 00:02. URL: <https://news.rambler.ru/disasters/45765722-srok-ekspluatatsii-staryh-rossiyskih-plotin-sobirayutsya-prodlit/> (дата обращения: 1.04.2024).

2. Санкции против РФ и ответные меры / Вэб-сайт телекомпании НТВ - 04.04.2023, 13:44. URL: <https://www.ntv.ru/novosti/2756167/> (дата обращения: 1.04.2024).

3. АЛРОСА повышает надежность и эффективность хвостохранилища на Айхальском ГОКе. URL: <https://www.14rus.org/more/14425/> (дата обращения: 1.04.2024).

А. Ф. Еманов¹, А. А. Еманов^{1,2}, А. А. Бах¹

*Алтае-Саянский филиал Федерального исследовательского центра
«Единая геофизическая служба Российской академии наук»¹*

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А. А. Трофимука
Сибирского отделения Российской академии наук²*

СОБСТВЕННЫЕ КОЛЕБАНИЯ ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИЙ И АЛГОРИТМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИНЖЕНЕРНО- СЕЙСМОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Система мониторинга зданий и сооружений опирается на модели объектов рассчитанные или построенные на основе экспериментов. В основе формирования системы мониторинга взяты экспериментальные данные метода стоячих волн. Представлены данные интерпретации детальных исследований в двухмерном виде характеристик стоячих волн в объектах в виде карт амплитуд, фаз и др. для каждой собственной частоты объекта. Изучены здания и плотины ГЭС на десятках собственных частот, и данные легли в основу методики мониторинга во времени и построения алгоритмов обнаружения повреждений при сейсмических воздействиях.

Ключевые слова: *Стоячие волны, плотины ГЭС, землетрясения, собственные колебания.*

A. F. Emanov¹, A. A. Emanov^{1,2}, A. A. Bach¹

Altay-Sayan Branch of the Geophysical Survey of Russia Academy of Sciences¹

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences²

EIGEN OSCILLATIONS OF ENGINEERING STRUCTURES AND ALGORITHMIC FUNDAMENTALS OF SEISMOLOGICAL ENGINEERING MONITORING

The monitoring system of buildings and structures is based on object models calculated or built on the basis of experiments. The basis for the formation of the monitoring system is the experimental data of the standing wave method. The data of interpretation of detailed studies in two-dimensional form of characteristics of standing waves in objects in the form of maps of amplitudes, phases, etc. for each natural frequency of the object are presented. Buildings and dams of hydroelectric

power plants have been studied at dozens of natural frequencies, and the data formed the basis for time monitoring techniques and the construction of algorithms for detecting damage during seismic impacts.

Keywords: *standing waves, hydroelectric dams, earthquakes, natural oscillations.*

Изучение собственных колебаний зданий и сооружений стало возможным с высокой точностью и информативностью с разработкой метода стоячих волн [10; 13; 12]. Метод основан на спектрально-корреляционном накоплении стоячих волн и подавлении других типов колебаний, чем и достигается высокая точность и информативность результатов. Относительно других методов изучения собственных колебаний кроме собственных частот для инженерных сооружений как результат представляются карты амплитуд стоячих волн в объекте для каждой собственной частоты (формы колебаний), карты фаз стоячих волн для каждой собственной частоты в объекте (такой информации нет в других методах исследования инженерных объектов), карты когерентности и связанные с ними карты точности восстановления остальных карт, чего также нет в исследованиях другими методами и т.п. Фактически метод стоячих волн основан на свойстве когерентности во времени этих волн и осуществлении фильтрации по когерентности [12].

В данной работе рассматриваются результаты изучения инженерных объектов, прежде всего крупных по размерам и уникальных по конструкции, определяются особенности и практическая значимость таких исследований. Часть работы посвящена обоснованию алгоритмов сейсмического мониторинга для особо ответственных объектов.

Исследования зданий сложных конструкций

Особенностью метода стоячих волн является повышение информативности с увеличением размеров и сложности конструкции зданий. Утверждение тривиальное: чем больше объект, тем сильнее он раскачивается, тем больше собственных частот и выше точность в изучении характеристик стоячих волн. Стоячие волны возникают в любом замкнутом объеме, а также в ограниченном элементе конструкции. Методики наблюдений на объектах на протяжении истории применения метода стоячих волн постоянно развивалась [4; 15; 17; 19; 20] Возможности метода стоячих волн таковы, что можно получать и объемные картины собственных колебаний зданий, но преимущественно изучение выполняется на плоских моделях, поскольку один из размеров зданий существенно меньше двух других.

Для идентификации мод колебаний будем использовать классификацию из работы [28]. Некоторые нормальные моды прямоугольной пластины приведены на рис.1. Стоячая волна кратна в двух измерениях пластины или, применяя к зданию кратность, по длине и высоте. Приняв такое рассмотрение стоячих волн в здании, мы уйдем от широко распространенного рассмотрения

мод по порядковому номеру собственной частоты, что не соответствует физики явления. Для зданий общепринятым является наличие собственных колебаний по осям конструкций [27]: продольные, поперечные и вертикальные. При исследовании методом стоячих волн для каждого из указанных типов колебаний формируются моды кратности в двух измерениях.

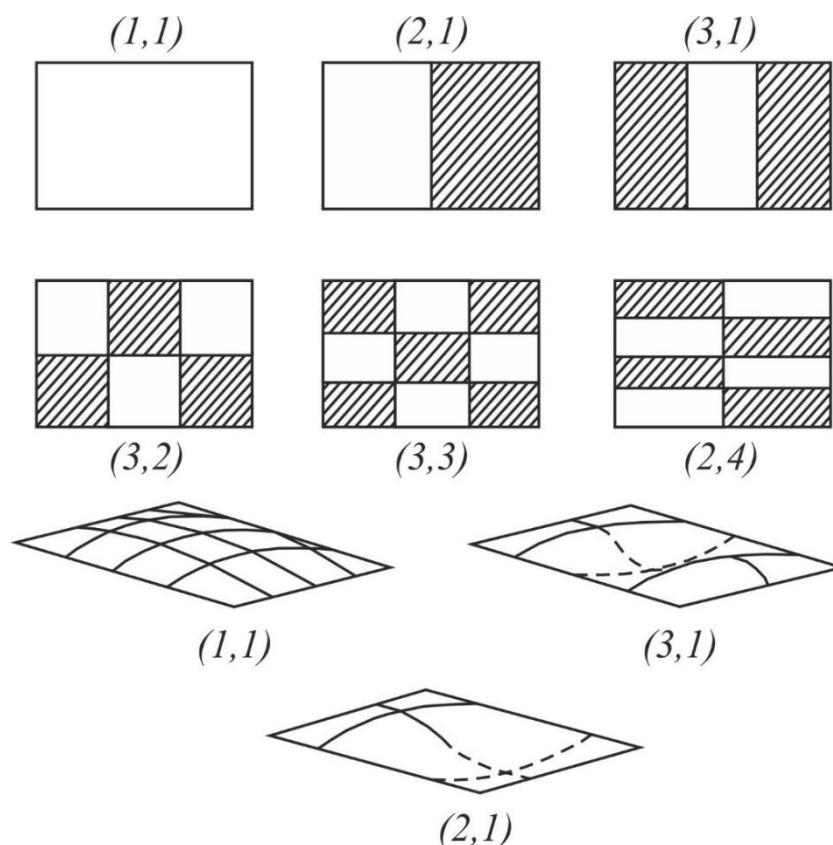


Рис.1 Некоторые нормальные моды прямоугольной пластины. Смещение изменяется по закону синуса и в заштрихованных областях пластины противоположно по знаку смещению в незаштрихованных областях

В данной работе мы представим только выборочные данные об изученных методом стоячих волн колебаниях на собственных частотах. Высотный жилой комплекс «Дирижабль» в г. Москва является уникальным с объемно-планировочными и конструктивными решениями зданием. Поперечное сечение (план) здания имеет эллипсоидальную форму для высотной (4 подземных и 40 надземных этажей). С подробным описанием эксперимента можно ознакомиться в работе [3].

В здании выделено и изучено 16 мод поперечных колебаний и 9 продольных в диапазоне частот от 0.3 до 12 Гц. На рис.2 представлены карты амплитуд двух продольных мод стоячих волн. В инженерной сейсмологии [27] чаще всего изучают моды с нарастающей кратностью вдоль здания и первой кратностью по высоте. Но полное физическое состояния здания определяет

весь набор стоячих волн в нем. На рис.2 представлены моды собственных колебаний первой кратности по длине здания и с кратностью, изменяющейся по высоте.

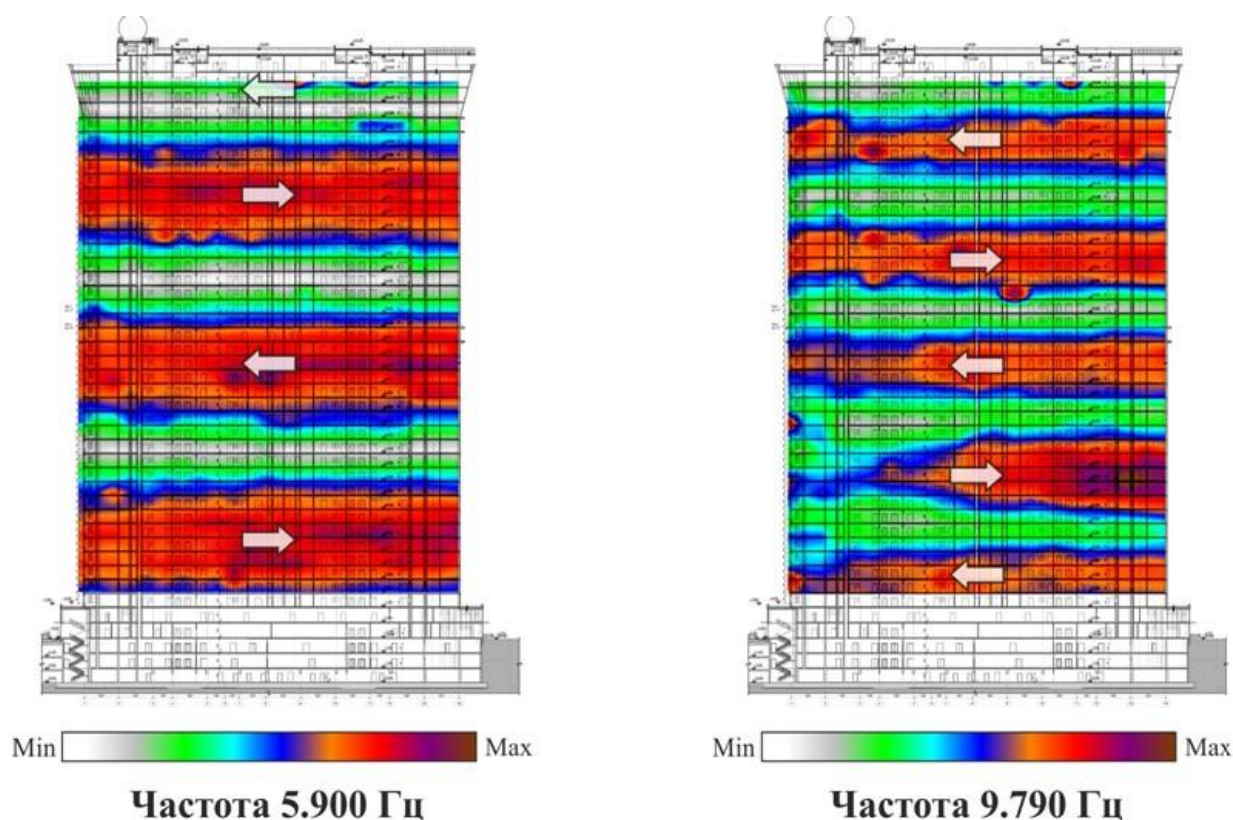


Рис.2 Моды собственных колебаний зданий «Дирижабль». Карты амплитуд продольных колебаний. Мода (1, 4), частота 5.9 Гц, Мода (1,6), частота 9.79 Гц

На рис.3 рассмотрена одна мода из 23, изученных в здании в г. Красноярске [20]. Представлена одна, но не единственная крутильная мода колебаний в этом здании. При этом присутствует полный набор ярко выраженных собственных колебаний здания: горизонтальных, вертикальных и крутильных.

Поля стоячих волн, формирующиеся в зданиях, разнообразны и в большой степени зависят от конструктивных особенностей зданий. Значимым элементом в конструкции является отражающая граница, наличие которой рекомендуется избегать при строительстве.

По данным метода стоячих волн как границы проявляют себя введение чердачного этажа или сейсмозащиты снизу. В этом случае формируется поле стоячих волн для здания в целом и для его элементов [15; 17; 4]. Установлено, что расчетные модели зданий требуют верификации по экспериментам и в этом вопросе метод стоячих волн является достойным помощником формирования объективных моделей для расчета зданий [5; 6; 3; 25; 20].

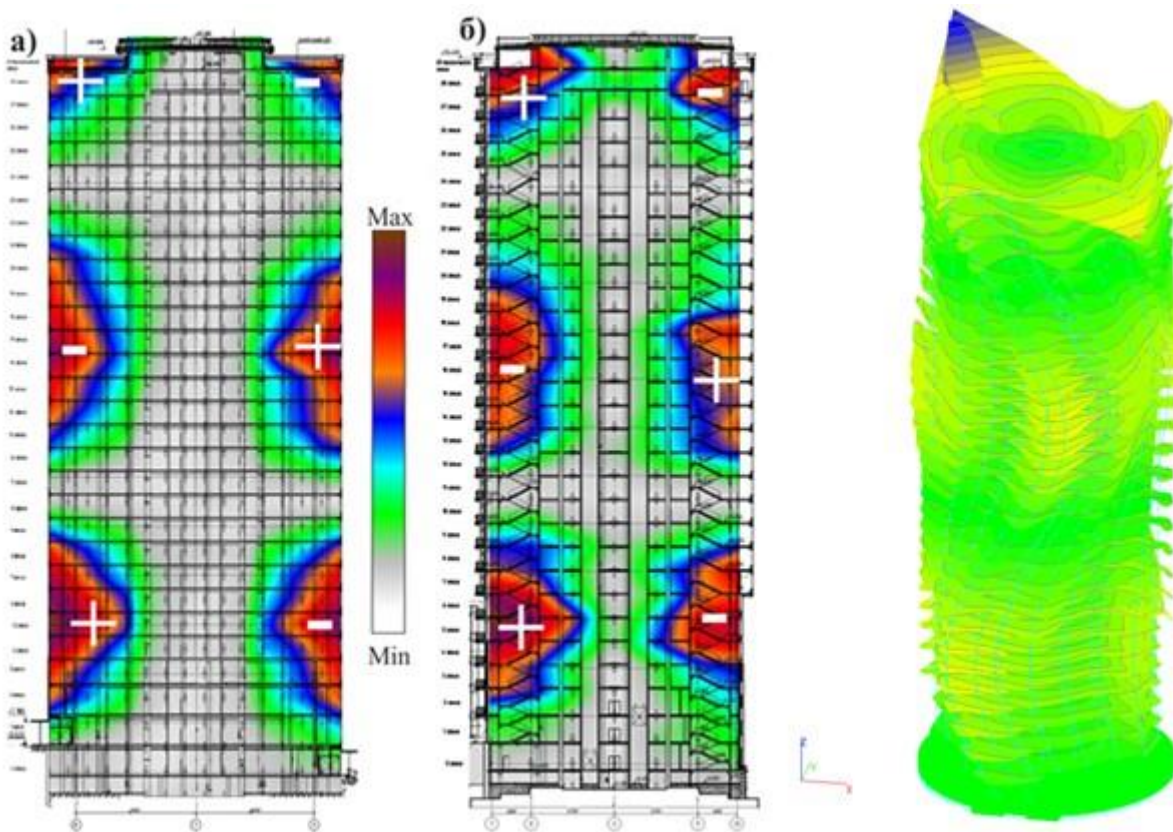


Рис. 3 Крутильные моды колебаний башни в г. Красноярск. Слева – данные метода стоячих волн. Частота 6.201 Гц. Справа – теоретический расчет по конечно элементной модели. Частота 6.910 Гц по работе [20]

Исследование плотин ГЭС

Исследования методом стоячих волн к настоящему времени выполнены на многих плотинах ГЭС: Саяно-Шушенская, Красноярская, Богучанская, Зейская, Чиркейская [11; 12; 16]. Плотины уникальны по своей конструкции и в них формируется своеобразное и уникальное для каждой поле стоячих волн. В данной работе не будет обзора по результатам исследования плотин методом стоячих волн, а только отметим важные для формирования системы мониторинга особенности собственных колебаний плотин на примере данных по СШ ГЭС. Для этой плотины детально изучены 36 мод собственных колебаний с картами амплитуд, картами фаз и другими характеристиками. Исследования выполнены по радиальным, тангенциальным и вертикальным собственным колебаниям для двух уровней верхнего бьефа [11].

Особенностью плотины СШ ГЭС является ее геометрические размеры. Исключая ширину плотины, мы имеем дело с объектом в виде перевернутой трапеции. Для такой фигуры часть мод собственных колебаний выглядит как номер кратности вдоль верха плотины и первая кратность по высоте. Эти результаты широко известны в публикациях, но существуют собственные колебания, которые не укладываются в столь простые представления. На рис.4

представлены данные по стоячей волне, у которой по верху кратность 5, по вертикали кратность 3 и по низу кратность 1. По карте фаз наблюдается экзотический рисунок узловых линий (границы между красным и синим). На узловых линиях амплитуды колебаний на данной частоте равны нулю.

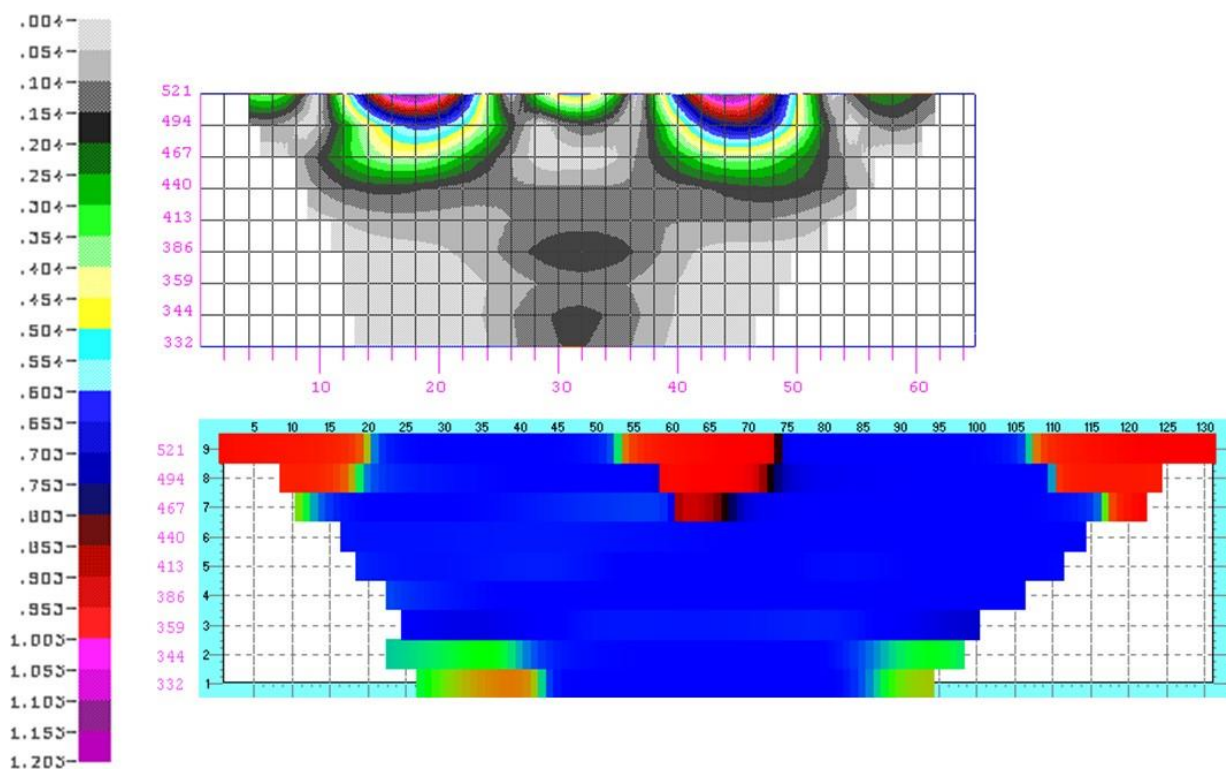


Рис.4 Радиальные колебания, мода 5-3-1. Собственная частота 1.921 Гц

В табл.1 представлены значения собственных частот платины СШ ГЭС при крайних значениях уровня верхнего бьефа [11], и можно ориентироваться на диапазон в изменении собственных частот. В последующие годы изменение частот с уровнем водохранилища менялось в тех же пределах [26]. Следует обратить внимание (табл.1), что с первого порядкового номера собственной частоты по седьмой при УВБ539 частоты ниже, чем для УВБ 500, а начиная с 8 по порядку частоты соотношение частот наоборот. Изменения частот, полученные по детальным исследованиям методом стоячих волн, являются установленными с точностью до третьего знака после запятой.

Отметим главные особенности собственных колебаний плотин, имеющих значение для создания системы мониторинга:

1. Большое количество собственных частот и уникальность каждого объекта по особенностям полей стоячих волн.
2. Существование стоячих волн двумерной кратности со сложным рисунком узловых линий в объекте.

3. Зависимость собственных частот плотин ГЭС от уровня верхнего бьефа водохранилища.

4. Наибольшие амплитуды стоячих волн приурочены, как правило, к верхним частям плотин.

Табл.1 Собственные частоты радиальных колебаний плотины СШ ГЭС при двух уровнях верхнего бьефа

		Номера собственных форм радиальных колебаний плотины							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Частоты собственны х форм, Гц	УВБ 539 м	1.129	1.217	1.527	1.921	2.448	2.972	3.653	4.281
	УВБ 500 м	1.238	1.325	1.633	2.035	2.531	3.064	3.679	4.27
		Номера собственных форм радиальных колебаний плотины							
		9	10	11	12	13	14	15	
Частоты собственны х форм, Гц	УВБ 539 м	5.037	6.047	6.492	7.395	8.223	9.06	9.936	
	УВБ 500 м	5.008	5.722	6.332	7.11	7.789	8.681	9.44	

Инженерно-сейсмологический мониторинг

Целью инженерно-сейсмологического мониторинга зданий и сооружений является обнаружение повреждений, возникающих при сейсмических воздействиях, способных приводить к аварийным ситуациям.

Системы мониторинга существуют на целом ряде объектов [1; 2; 5; 6; 7; 8; 9; 14; 21; 22; 23; 24; 29]. Упомянутые системы мониторинга справляются с задачей мониторинга сейсмических воздействий на здания и инженерные сооружения. Оценивается уровень сейсмического воздействия и, если он превышает допустимый согласно инструкции по эксплуатации объекта уровень, выполняются работы по установленному регламенту оценки состояния объекта.

Одним из вариантов инженерно-сейсмологического мониторинга является создание высокоточной конечноэлементной модели здания или сооружения, верифицированной экспериментальными данными метода стоячих волн с дальнейшими расчетами происходящих изменений во времени [5; 6; 9].

Возможным вариантом создания системы инженерно-сейсмологического мониторинга зданий и сооружений является использование сейсмической сети в инженерном объекте для обнаружения в реальном времени изменений, возникающих при сейсмических воздействиях. Создание алгоритмов обработки для системы мониторинга можно рассматривать как дальнейшее развитие алгоритмов метода стоячих волн [14; 18].

Задачи непрерывного сейсмического мониторинга зданий и сооружений:

1. Обнаружение изменений в физическом состоянии зданий.
2. Локализация области возникновения необратимых изменений конструкций.
3. Оценка существования нарушений в сооружении после крупных сейсмических воздействий.
4. Исследование основных характеристик источников вибраций в зданиях и сооружениях.

Мониторинг зданий и сооружений выполняется по существенно менее детальной системе точек, чем обследование сооружений. В такой ситуации очень полезна информация о поле стоячих волн в объекте, полученная при детальном его обследовании или при расчете поля стоячих волн на основе верифицированной модели сооружения. Методы сейсмического мониторинга инженерных сооружений сразу разделятся на две группы: алгоритмы использующие априорную информацию о поле стоячих волн; алгоритмы мониторинга без априорной информации.

Алгоритмы мониторинга зданий могут быть основаны на разнообразных подходах и моделях взаимосвязей в волновых полях стоячих волн. Возможными величинами при сейсмическом мониторинге здания могут быть:

1. Амплитуды ускорения вынужденных колебаний.
2. Частоты собственных колебаний здания.
3. Логарифмические декременты затухания.
4. Формы собственных колебаний.
5. Фазовые соотношения в стоячих волнах.
6. Анализ спектров когерентности во времени.
7. Неизменность во времени частотных характеристик фильтров для пересчета стоячих волн из точки в точку.
8. Анализ спектров шумов и нелинейных эффектов.
9. Поиск изменений в поле стоячих волн.

Фактически мы имеем набор точек с трехкомпонентной регистрацией сейсмических колебаний. Используя положения метода стоячих волн, мы можем воспользоваться для обработки данных моделью двухточечной системы (рис.5).

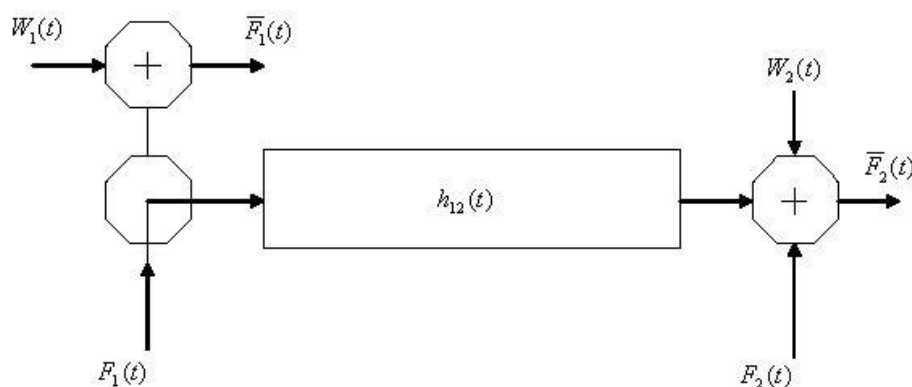


Рис.5 Модель двухточечной системы регистрации сейсмических колебаний в инженерном сооружении

Обработка данных мониторинга выполняется для пары точек независимо от всех других точек. В основе данного подхода к сейсмическому мониторингу зданий заложена модель сейсмического поля, составленная для метода стоячих волн [10]. В обеих рассматриваемых точках волновое поле состоит из суммы двух слагаемых, одно из которых описывает бегущие волны, а другое – стоячие. Отличия стоячих волн между точками регистрации описывается линейной системой, не зависящей от времени. Для бегущих волн такой связи нет.

Мониторинг, основанный на модели двухточечной системы, будет включать описанные ниже процедуры обработки.

Расчет спектров когерентности

$$\gamma^2(\omega) = \frac{\left| \sum_{j=1}^n \overline{F_i}(\omega) \overline{F_0}^*(\omega) \right|^2}{\sum_{j=1}^n |\overline{F_0}(\omega)|^2 \sum_{j=1}^n |\overline{F_i}(\omega)|^2} \quad (1)$$

В соответствии с моделью (1) спектр когерентности позволяет анализировать временные изменения в поле стоячих волн. Фактически дает информацию о составе поля собственных колебаний инженерного сооружения и об изменении связей в поле собственных колебаний. Пример мониторинга здания с использованием спектров когерентности, рассчитываемых между двумя точками, представлен на рис.2.

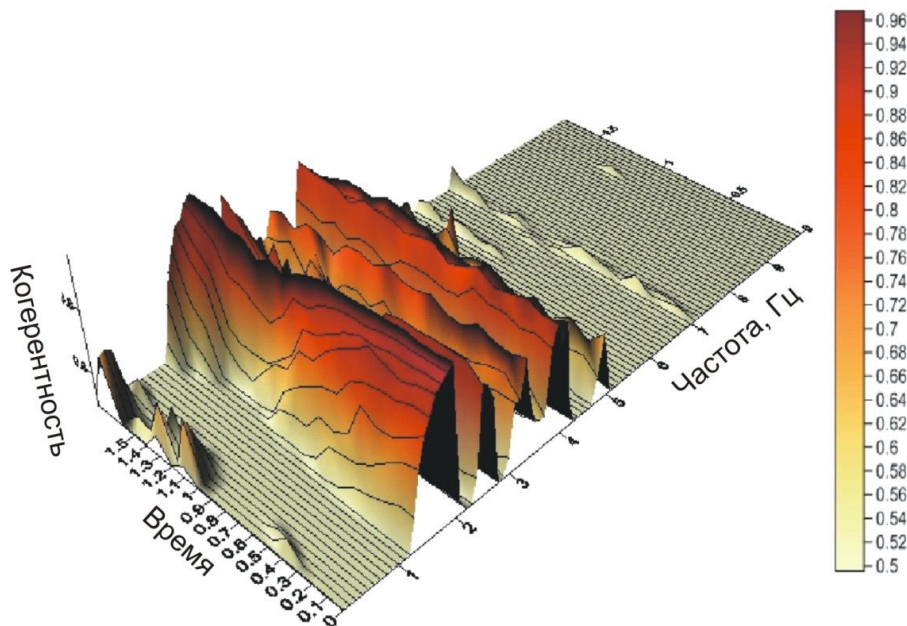


Рис.6 Текущие спектры когерентности в мониторинге здания оперного театра г. Новосибирск

Спектр когерентности дает информацию о когерентных во времени колебаниях. Как видно на рис.6 собственным частотам колебаний соответствуют максимумы в спектре когерентности. Для мониторинга требуется текущий спектр когерентности, что и представлено на рис.6. К параметрам, при которых рассчитываются спектры когерентности, относятся количество отчетов в единичном блоке, количество блоков для усреднения и расположение блоков относительно начала мониторинга. Мы видим на рис.2, что с изменением времени спектр когерентности достаточно стабилен. Фиксируется пять частот собственных колебаний, для которых значение когерентности близко к единице. Именно на этих частотах регистрируются довольно значимые по энергии стоячие волны, для которых мы имеем высокое соотношение сигнал/шум. Расчет спектров когерентности выполняется по компонентам. Спектр когерентности необходимо рассчитывать на скользящем во времени окне, как это представлено на рис.6. Во-первых, в этом случае оценивается состав когерентного во времени поля стоячих волн, во-вторых, изучается стабильность поля стоячих волн во времени. Чем могут быть вызваны нестабильности в поле стоячих волн? Совершенно понятно, что если мы будем ориентироваться на одну единственную стоячую волну, как это имеет место в большинстве методик, то определенности в обнаружении изменений в ее состоянии не будет. Инженерно-сейсмологический мониторинг должен ориентироваться на отслеживание изменений во всей совокупности стоячих волн. Для контроля за изменениями в зданиях спектр когерентности должен рассчитываться в двух модификациях: на скользящем окне; на смещающемся окне с закрепленным начальным блоком. Роль этих модификаций спектров когерентности будет различаться. Расчеты на скользящем окне реагируют на быстрые изменения в материале зданий, и при этом они будут мало отражать медленные изменения в конструкции. Расчеты при закрепленном первом блоке выполняются при единичном блоке с тем же количеством отчетов, что и в первом случае, с тем же количеством блоков для усреднения, но в первом случае блоки следуют друг за другом, а во втором с ростом времени осуществляется пропуск блоков. При закрепленном начальном блоке мы вынуждены пропускать блоки записей для изучения неизменности связей за длительный интервал времени. Такие спектры когерентности будут фиксировать медленные изменения в зданиях за длительные интервалы времени, но при этом они сглаживают информацию о быстрых изменениях в зданиях.

Для плотин ГЭС сейсмический мониторинг выполняется по тем же характеристикам поля стоячих волн, но с более детальной интерпретацией. Повреждения в плотине будут устанавливаться с плотностью системы точек мониторинга. Локализация выполняется, если возникшее повреждение отразилось на характеристиках в одной или нескольких точек, то будет выделена зона, где возникло повреждение.

Список источников

1. Алёшин И.М., Иванов С.Д., Холодков К.И., Передерин Ф.В., Осика В.И., Павлов Е.И. Удалённый оперативный мониторинг сооружений на базе комплекса МИНИ-СМИК // Вопросы инженерной сейсмологии. – 2019. – Т. 46, № 1. – С. 5-19.
2. Базаров А.Д., Шагун А.Н., Тубанов Ц.А. Анализ сейсмического воздействия на высотное здание по данным инженерно-сейсмометрических измерений // Вопросы инженерной сейсмологии. – 2021. – Т. 48, № 4. – С. 99-108.
3. Бах А.А., Красников А.А. Использование метода стоячих волн для анализа динамических характеристик высотных зданий на примере 40-этажного комплекса «Дирижабль», г. Москва // Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений. – 2014. – № 1. – С. 26-30.
4. Бах А.А., Еманов А.Ф., Клёцин С.И., Еманов А.А. Собственные частоты здания аэровокзального комплекса «Внуково-1» (Терминал «А»); фактические и расчётные // Вопросы инженерной сейсмологии. – 2023. – Т. 50, № 3. – С. 79-94.
5. Белостоцкий А.М., Акимов П.А., Негрозов О.А., Петряшев С.О., Щербина С.В., Каличава Д.К., Кайтуков Т.Б. Об использовании адаптивных конечно-элементных моделей в основе и составе систем мониторинга несущих конструкций уникальных зданий и сооружений // Сборник трудов РААСН, 2017. – Т. 2. – С. 95-103.
6. Белостоцкий А.М., Акимов П.А., Кайтуков Т.Б. Математическое и компьютерное моделирование в основе мониторинга зданий и сооружений. – М: Изд-во АСВ, 2018. – 712 с.
7. Верхоланцев А.В., Цветков Р.В., Мурыськин А.С., Пятков Д.С. Реализация деформационно-сейсмического мониторинга технического состояния жилого здания, находящегося в зоне оседаний над горными выработками // Вопросы инженерной сейсмологии. – 2021. – Т. 48, № 3. – С. 60-73.
8. Гамзатов Т.Г., Саидов М.А., Баксараев А.М., Капустян Н.К., Антоновская Г.Н. Инновационная сейсмологическая система мониторинга плотин ГЭС в Дагестане // Строительные материалы, оборудование, технологии XXI века. – 2014. – № 5 (184). – С. 28-31.
9. Дмитриев Д.С., Учеваткин А.А. Численное моделирование в основе систем мониторинга безопасности гидротехнических сооружений и автоматизированные системы управления напряжённо-деформированным состоянием // Вестник МГСУ. – 2021. – Т. 16, Вып. 12. – С. 1582–1591.
10. Еманов А.Ф., Селезнёв В. С., Бах А.А., Гриценко С.А., Данилов И.А., Кузьменко А.П., Сабуров В.С., Татьков Г.И. // Пересчёт стоячих волн при детальном инженерно-сейсмологических исследованиях // Геология и геофизика. – 2002. – № 2. – С. 192-207.

11. Еманов А.Ф., Бах А.А., Данилов И.А., Дергачёв А.А., Селезнёв В.С., Толошинов А.В., Булатов В. А. Детальные инженерно-сейсмологические исследования плотины Саяно-Шушенской ГЭС. – Вестник Красноярской государственной архитектурно-строительной академии: Сб. науч. тр. Вып. 6/ Под ред. В.Д. Наделяева. – Красноярск: КрасГАСА, 2003. – С. 86-108.
12. Еманов А.Ф. Восстановление когерентных составляющих волновых полей в сейсмике. Дисс. доктора техн. наук. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2004. – 279 с.
13. Еманов А.Ф., Селезнёв В.С., Бах А.А. Когерентное восстановление полей стоячих волн как основа детального сейсмологического обследования инженерных сооружений // Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений. – 2007. – № 3. – С. 20-24.
14. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Красников А.А., Дураченко А.В. Сейсмический мониторинг зданий и важных промышленных объектов (алгоритмы и методика) // В кн.: 50 лет сейсмологического мониторинга Сибири. Тез. Всероссийской конференции с международным участием. Новосибирск, 2013. – С. 141-149.
15. Еманов А.Ф., Красников А.А. Применение метода стоячих волн для исследования сейсмоизолированных зданий // Вопросы инженерной сейсмологии. – 2015. – Т. 42, № 4. – С. 37-64.
16. Еманов А.Ф., Бах А.А., Клецин В.И. Стоячие волны в плотинах Богучанской и Чиркейской ГЭС // Природные и техногенные риски. Безопасность сооружений. – 2018. – № 4 (35). – С. 28-33.
17. Еманов А.Ф., Бах А.А. Развитие алгоритмов интерпретации метода стоячих волн для исследования зданий и сооружений сложных конструкций // Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений. – 2019. – № 5. – С. 29-36.
18. Еманов А.Ф., Бах А.А., Еманов А.А. Инженерно-сейсмологический мониторинг зданий: физико-математические основы метода, возможности, результаты // Научный вестник Арктики. – 2019, № 7. – С. 34-44.
19. Еманов А.Ф., Бах А.А., Еманов Ф.А. Изучение вертикальных собственных колебаний зданий методом стоячих волн // Вопросы инженерной сейсмологии. – 2020. – Т. 42, № 4. – С. 37-64.
20. Еманов А.Ф., Белостоцкий А.М., Бах А.А., Хорошавин Е.А., Дмитриев Д.С., Нагибович А.И., Еманов А.А., Янкайтис В.В., Серёжников Н.А., Шеболтасов А.Г. Собственные колебания высотного здания типа башни: моды горизонтальных, вертикальных и вращательных колебаний по данным метода стоячих волн и верификация расчётной модели // Вопросы инженерной сейсмологии. – 2022. – Т. 49, № 2. – С. 5-40.
21. Завалишин С.И., Шаблинский Г.Э., Зубков Д.А., Румянцев А.А. Динамический мониторинг зданий и сооружений для контроля их

сейсмостойкости // Предотвращение аварий зданий и сооружений: сб. науч. тр. Вып. 8. – М., 2009. – С. 42-53.

22. Идиатуллин Д.Р., Клецин В.И. Система мониторинга состояния несущих конструкций реального времени (СМИК) // Предотвращение аварий зданий и сооружений: сб. науч. тр. Вып. 9. – М., 2010. – С. 324-333.

23. Капустян Н.К., Таракановский В.К., Вознюк А.Б., Климов А.Н. Действующая система мониторинга высотного жилого здания в Москве // Предотвращение аварий зданий и сооружений: сб. науч. тр. Вып. 9. – М., 2010. – С. 192–206.

24. Клецин В.И., Идиатуллин Д.Р. Актуальные вопросы создания систем мониторинга состояния инженерно-технических, несущих конструкций зданий и сооружений (по опыту разработки, проектирования, строительства, сопровождения) // Предотвращение аварий зданий и сооружений: сб. науч. тр. Вып. 9. – М., 2010. – С. 334-340.

25. Красников А.А., Еманов А.Ф., Бах А.А. Оценка полноты конечно-элементных моделей инженерных сооружений по экспериментальным данным метода стоячих волн // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2017. – Т. 2, № 4. – С. 179-184.

26. Лисейкин А.В., Селезнёв В.С., Еманов А.Ф., Кречетов Д.В. Определение частот собственных колебаний сооружений по малоамплитудным сейсмическим сигналам (на примере плотины Саяно-Шушенской ГЭС по данным мониторинга 2001-2021 гг.) // Российский сейсмологический журнал. – 2023. – Т. – 5, № 2. С. 32-50.

27. Медведев С.В. Инженерная сейсмология. М.: Изд. Литературы по строительству, архитектуре и строительным материалам, 1962. – 283 с.

28. Пейн Г. Физика колебаний и волн. М.: «Мир», 1979. – 389 с.

29. Шляхтина Т.Ф., Ким Е.Л. Организация системы мониторинга Братской ГЭС // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2015. – Т. 1. – С. 248-254.

Т. О. Ерченко¹

Научный руководитель:

В. А. Бобыльская¹ канд. техн. наук, доцент

Научный руководитель:

С. И. Лещенко²

Сибирский государственный университет водного транспорта¹

Сибирский инженерно-аналитический центр²

ОСОБЕННОСТИ ВИЗУАЛЬНОГО КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЗОЛОТВАЛОВ НА СОВРЕМЕННО ЭТАПЕ

Для обеспечения безопасной и надежной эксплуатации, предотвращения аварийных ситуаций, планирования и организации профилактических мероприятий и ремонтов гидротехнических сооружений, эксплуатирующие организации (или собственник) должны иметь достоверную и качественную информацию об их текущем техническом состоянии. Для этого разрабатывается комплекс постоянных (непрерывных) наблюдений за состоянием гидротехнического сооружения и характером его взаимодействия с окружающей средой – мониторинг безопасности ГТС. Оценка технического состояния сооружений проводится на основании данных, получаемых при визуальном контроле, измерительном контроле и расчетными методами. В настоящее время многочисленные и разнообразные датчики и приборы, устанавливаемые в теле или на сооружении, позволяют получить полную информацию о работе нашего сооружения. Многочисленные методики неразрушающего контроля позволяют буквально рассмотреть наше сооружение в мельчайших подробностях и проконтролировать любые происходящие в нем процессы. Новейшие программные комплексы дают возможность построения качественных моделей и прогнозирования поведения сооружений в любых ситуациях. В этих условиях возникает вопрос о месте и роли визуального контроля в общей системе мониторинга безопасности ГТС. Насколько вообще необходимо и целесообразно проведение такого простого и на первый взгляд малоинформативного метода контроля? В данной работе рассматривается роль и значимость визуального контроля в общей структуре мониторинга безопасности реального действующего гидротехнического сооружения.

Ключевые слова: мониторинг безопасности гидротехнических сооружений, визуальный контроль безопасности гидротехнических

сооружений, система мониторинга безопасности гидротехнических сооружений, золоотвал.

T. O. Yerchenko¹

Scientific supervisor:

V. A. Bobylskaya¹ Candidate of Technical Sciences, Associate Professor

Scientific supervisor:

S. I. Leshchenko²

Siberian State University of Water Transport¹

Siberian Engineering and Analytical Center²

FEATURES OF VISUAL CONTROL OF THE TECHNICAL CONDITION OF ASH DUMPS AT THE PRESENT STAGE

To ensure safe and reliable operation, prevent emergencies, plan and organize preventive measures and repairs of hydraulic structures, operating organizations (or the owner) must have reliable and high-quality information about their current technical condition. For this purpose, a complex of constant (continuous) observations of the condition of the hydraulic structure and the nature of its interaction with the environment is being developed – monitoring the safety of the GTS. The assessment of the technical condition of structures is carried out on the basis of data obtained during visual inspection, measurement control and calculation methods. Currently, numerous and diverse sensors and devices installed in the body or on the structure allow you to get complete information about the operation of our facility. Numerous non-destructive testing techniques allow us to literally examine our facility in great detail and monitor any processes occurring in it. The latest software packages make it possible to build high-quality models and predict the behavior of structures in any situation. In these circumstances, the question arises about the place and role of visual control in the overall GTS safety monitoring system. How necessary and expedient is it to carry out such a simple and at first glance uninformative control method? This paper examines the role and importance of visual control in the overall structure of safety monitoring of a real operating hydraulic structure.

Keywords: *safety monitoring of hydraulic structures, visual safety control of hydraulic structures, safety monitoring system of hydraulic structures, ash dump.*

Золошлакоотвал – это специальное гидротехническое сооружение, которое предназначено для складирования и хранения отходов (золошлаков) тепловых электростанций, работающих на твердом ископаемом топливе, является потенциально опасным объектом, авария на котором может привести к серьезным разрушениям на прилегающей территории, серьезному

загрязнению окружающей среды и повреждению здоровья и даже гибели людей.

Для предотвращения аварийных ситуаций организации, эксплуатирующие данный объект, должны иметь полную информацию о техническом состоянии гидротехнического сооружения, его безопасности и надежности, для этого разрабатывается комплекс постоянных (непрерывных) наблюдений за состоянием сооружения и характером его воздействия на окружающую среду – мониторинг безопасности ГТС.

Для оценки состояния гидротехнических сооружений используется три основных метода: визуальный и измерительный контроль, инструментальные исследования, расчетные методы.

Визуальный и измерительный контроль (ВИК) относится к числу наиболее дешевых, быстрых и в тоже время информативных методов неразрушающего контроля. Он разделяется на визуальный осмотр, производимый как зрительно, так и с использованием различных оптических приборов, и измерительный контроль, который выполняется с использованием различных средств измерения для фиксации выявленных дефектов. При этом визуальный контроль рассматривается как неотъемлемая часть общей системы мониторинга безопасности ГТС, но выполняет вспомогательную функцию, т.е. визуальный контроль выполняется в качестве предварительных или вспомогательных мероприятий перед проведением измерительного контроля. Основной задачей визуального обследования при этом является выявление дефектов и повреждений сооружений, конструкций и механического оборудования, их привязка и предварительная оценка. Для оценки габаритов выявленных повреждений при визуальном контроле используются инструменты, не требующие специальных знаний, сложных подготовительных мероприятий и специализированного программного обеспечения (рулетки, линейки и т.д.). Полученные материалы в дальнейшем используются для определения мест и программы проведения специализированных детальных обследований.

Визуальные наблюдения имеют подробное и качественное обоснование в законодательной и нормативно-технической документации и являются обязательной частью общей системы мониторинга. Имеющейся действующей документации достаточно для разработки и качественного выполнения визуально-измерительного и визуального контроля.

Мониторинг безопасности ГТС является обязательным и выполняется на основе следующих основных документов:

- декларация безопасности ГТС [1];
- критерии безопасности ГТС [2];
- проект мониторинга безопасности ГТС [3];
- инструкция по ведению мониторинга безопасности ГТС [4].

Рассмотрим структуру визуального контроля технического состояния ГТС на примере реального действующего сооружения. В качестве объекта исследования выбрана система мониторинга безопасности ГТС золошлакоотвала №2 Новосибирской ТЭЦ-5. В ходе выполнения исследования был выполнен анализ действующей эксплуатационной документации, материалов мониторинга безопасности, а также проведены полевые работы непосредственно на золошлакоотвале.

Для рассматриваемого объекта теплоэнергетики документация по выполнению мониторинга безопасности ГТС разработана в полном объеме. Вся документация на момент проведения работ является действующей.

Анализ проекта мониторинга безопасности ГТС золошлакоотвала №2 Новосибирской ТЭЦ-5 [3] показал, что система визуального контроля на исследуемом ГТС не хаотична – это сложная система наблюдений, которую можно представить в виде ступенчатой структуры, состоящей из четырех последовательных этапов (рисунок 1).

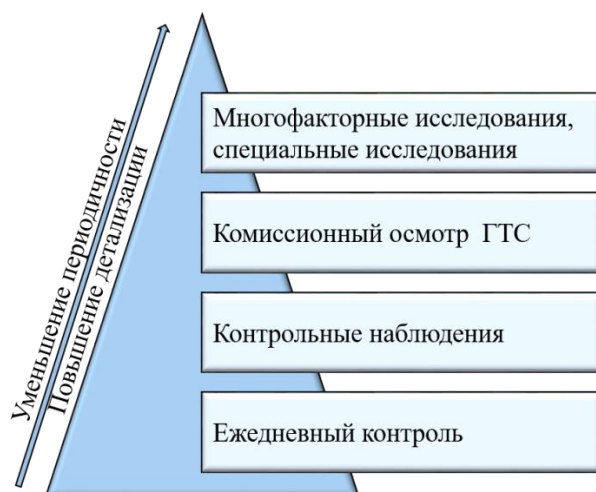


Рисунок 1 – Структура визуального контроля при мониторинге безопасности ГТС золошлакоотвала

Для каждого этапа характерны следующие показатели: состав контролируемых параметров и периодичность их контроля; специфика выполняемых наблюдений; требования к квалификации исполнителей; состав отчетной документации.

Ежедневный контроль – является самостоятельной работой и выполняется в соответствии с требованиями «Проекта мониторинга безопасности ГТС», заключается в систематических обходах сооружений по специально разработанным маршрутам, которые охватывают все основные сооружения и наиболее вероятные места возникновения повреждений. Специфика этапа:

- контроль охватывает все сооружения золошлакоотвала;
- контролируется большое количество параметров, различающихся для разных сооружений и характеризующих разные процессы или явления (не связанные друг с другом);
- высокая частота наблюдений (периодичность – один раз в сутки, а для отдельных параметров даже чаще);
- выполнение наблюдений возможно неспециализированным персоналом (контроль, как правило, осуществляется обходчиком ЗШО или системы ГЗУ);
- в ходе наблюдений могут быть обнаружены только значительные, легко обнаруживаемые дефекты и повреждения;
- результаты ежедневно заносятся в специальные журналы (Журнал наблюдений).

На указанном этапе собирается огромный объем данных, большая часть которых имеет достаточно низкую информативность и значимость.

Контрольные наблюдения – выполняются одновременно со специализированными регулярными наблюдениями (гидрогеологическими, гидрологическими, экологическими, геодезическими и т.д.) и являются их неотъемлемой составной частью. Специфика этапа:

- контроль охватывает одно сооружение, элемент или процесс;
- контролируется ограниченное количество параметров, характерных для изучаемого сооружения или процесса (связанных друг с другом);
- достаточно низкая частота наблюдений (периодичность от одного раза в месяц до одного раза в пять лет);
- выполнение наблюдений возможно только профильными специалистами с применением необходимых приборов и оборудования;
- в ходе наблюдений возможно обнаружение специфических неявных дефектов и повреждений;
- результаты выполненных работ приводятся в соответствующих технических отчетах.

На указанном этапе получается относительно небольшой (в зависимости от состояния объекта диагностики) объем данных, которые имеют узкую направленность, объективно характеризуют определенный объект или процесс и имеют высокую показательность, информативность и значимость.

Плановые комиссионные осмотры ГТС – производятся специально назначенной комиссией с участием всех заинтересованных специалистов для определения готовности ГТС к определенному режиму эксплуатации или после какого-то нештатного воздействия или происшествия. Специфика этапа:

- контроль охватывает все сооружения золоотвала;
- контролируется ограниченное количество параметров, которые уже были выявлены ранее и характеризуют наиболее опасные процессы;

- на большинстве объектов выполняются дважды в год: весной (контроль готовности сооружения к прохождению паводка) и осенью (контроль готовности сооружения к зимней эксплуатации);

- наблюдения выполняются группой профильных специалистов;
- в ходе наблюдений чаще всего новые дефекты и повреждения не выявляются;

- результаты выполненных работ оформляются актом.

На указанном этапе не получают новые данные, но при этом дается квалифицированная оценка опасности выявленных дефектов и повреждений и степени их влияния на работоспособность сооружения при разных режимах эксплуатации.

Многофакторные и специальные исследования – целью такого комплексного анализа ГТС является оценка фактического технического состояния ГТС, основного оборудования ГТС, определение остаточного ресурса их элементов, а также установление дефицитов безопасности для оценки возможности продолжения эксплуатации ГТС. Специфика этапа:

- контроль охватывает все сооружения золоотвала;
- контролируется большое количество параметров, характеризующих состояние всех сооружений и протекание всех негативных процессов и явлений;

- низкая частота наблюдений (периодичность один раз в пять лет через двадцать пять лет эксплуатации сооружения);

- выполнение наблюдений возможно только специализированными организациями, с привлечением требуемых профильных специалистов и применением необходимых приборов и оборудования;

- в ходе наблюдений возможно обнаружение специфических неявных дефектов и повреждений;

- результаты выполненных работ приводятся в техническом отчете.

На указанном этапе получается большой объем данных, которые объективно характеризуют состояние всего сооружения в целом и имеют высокую показательность, информативность и значимость.

Такая многоуровневая структура системы визуальных наблюдений позволяет:

- оперативно отслеживать и своевременно реагировать на появление критических повреждения и деформации конструктивных элементов золоотвала;

- оптимизировать состав, продолжительность и стоимость исследований (за счет использования на вышележащих уровнях системы данных, полученных на нижележащих уровнях);

- более качественно оценивать изменение технического состояния ГТС;

- повысить достоверность и точность прогнозирования изменения технического состояния сооружения в целом или отдельных его элементов, а также и развития выявленных негативных процессов;

- контролировать достоверность получаемых данных.

Анализ предоставленных материалов мониторинга безопасности действующего золоотвала (журнал ежедневных наблюдений, технические отчеты по результатам режимных наблюдений, акты осеннего и весеннего комиссионных осмотров ГТС, пакет документов по декларированию ГТС) позволяет сделать следующие выводы о реальном состоянии системы визуального контроля:

- визуальный контроль на гидротехнических сооружениях объекта теплоэнергетики выполняется в полном объеме в соответствии с действующим проектом мониторинга безопасности ГТС и требованиями другой эксплуатационной документации;

- визуальный контроль осуществляется на всех четырех уровнях системы мониторинга безопасности ГТС золошлакоотвала, но на первых этапах выявлены недостатки, которые не позволяют получить максимальный эффект от проводимых мероприятий;

- на первом этапе (ежедневный контроль) отмечены следующие основные недостатки: составление проекта мониторинга по шаблону без учета реального состояния ГТС и специфических условий его эксплуатации; ведение журнала мониторинга только в бумажном виде, что исключает возможность быстрой и качественной обработки данных; журнал постоянно находится на рабочем месте обходчика, что ограничивает доступ к результатам измерений других заинтересованных лиц и др.;

- на втором этапе (контрольные наблюдения) отмечены следующие основные недостатки: необязательность визуального контроля при проведении специализированных регулярных наблюдений (в большинстве технических отчетов по контрольным наблюдениям информация о визуальном осмотре отсутствует); отчетная документация предоставляется заказчику чаще всего в печатном виде или в не редактируемых форматах (PDF), что затрудняет обработку и анализ материалов; материалы визуального контроля приводятся исключительно в рамках отчетной документации по контрольным наблюдениям, что может приводить к потере актуальности информации, и др.;

- ведение электронных баз данных, глубокий анализ результатов визуальных наблюдений и прогнозирование развития выявленных дефектов не выполняются;

- визуальный контроль рассматривается не как самостоятельная система наблюдений, а как подготовительный этап для дальнейшего измерительного контроля и инструментальных наблюдений, что значительно снижает его эффективность.

Таким образом, выполняемые на гидротехнических сооружениях объектов теплоэнергетики визуальные наблюдения в настоящее позволяют получить очень большой объем информации, которая может помочь точнее, быстрее и достовернее оценивать их техническое состояние, но из-за недооценки важности данного вида контроля эта информация используется лишь частично и неэффективно, что влияет на качество мониторинга безопасности ГТС в целом.

Для повышения качества системы мониторинга предлагается изменить отношение к визуальному контролю как к виду наблюдений, упорядочить и расширить его. Для этого необходимо:

1. для каждого действующего ГТС разработать подробную программу визуального контроля (с учетом его конструктивных и эксплуатационных особенностей) на каждом этапе мониторинга безопасности;
2. для получения более качественной информации на первом уровне (эксплуатирующий персонал, обходчики) разработать типовые маршруты движения при визуальном контроле с указанием для каждого ГТС (с учетом его фактического состояния) наиболее опасных дефектов, мест их возможного возникновения и опознавательных признаков;
3. при организации регулярных наблюдений ввести требования об обязательности проведения визуального контроля;
4. разработать стандартные формы полевых журналов, схем сооружений, отчетных документов с обязательным их применением на всех этапах и всеми участниками контроля;
5. качественно (добросовестно) выполнять работы на каждом из выделенных этапов в четком соответствии с разработанными программами. Не допускать формального выполнения работ, сокращения числа контролируемых показателей, сокращения маршрутов обходов;
6. привлекать к выполнению работ на каждом из этапов специалистов, с соответствующим уровнем квалификации и опыта;
7. оформлять отчетную документацию по установленным стандартным формам (в электронном форматизируемом виде) и обеспечивать ее предоставление заказчику в кратчайшие установленные сроки;
8. организовать ведение электронных консолидированных баз данных по результатам выполненных работ. Обеспечить доступ к базам данных всех заинтересованных лиц;
9. организовать совместный анализ всей полученной информации. При анализе необходимо также учитывать режим эксплуатации ГТС и технологического оборудования, климатические характеристики;
10. прогнозировать развитие выявленных дефектов и изменение технического состояния ГТС в целом на основе полученных данных.

При этом все предлагаемые мероприятия носят организационный характер, не требуют значительных капиталовложений и могут быть

выполнены силами эксплуатационного персонала или сотрудниками организаций, осуществляющих мониторинг безопасности ГТС.

Таким образом, можно сделать вывод, что визуальный контроль золошлакоотвалов является эффективным методом контроля по обнаружению потенциальных проблем и опасностей, связанных с его эксплуатацией. Он позволяет оперативно выявить утечки, деформации и другие дефекты, которые могут привести к авариям или негативным экологическим последствиям. Благодаря визуальному контролю можно своевременно принимать меры по предотвращению чрезвычайных ситуаций и минимизации рисков. Учитывая специфику визуальных наблюдений, методов фиксации дефектов, количества, качества и информативность получаемых данных, а также методов обработки и предоставления информации визуальные наблюдения целесообразно рассматривать не как подготовительный этап к проведению инструментального контроля, а как самостоятельный вид контроля.

Список источников

1. Декларация безопасности гидротехнических сооружений золоотвала № 2 Обособленного подразделения АО «СИБЭКО» Новосибирская ТЭЦ-5. – Новосибирск: АО «ЭННОВА». – 2021.
2. Критерии безопасности гидротехнических сооружений Обособленного подразделения АО «СИБЭКО» Новосибирская ТЭЦ-5. – Новосибирск: АО «ЭННОВА». – 2021.
3. Проект мониторинга безопасности гидротехнических сооружений золоотвала № 2 обособленного подразделения АО «СИБЭКО» Новосибирская ТЭЦ-5 / АО «ЭННОВА». – Новосибирск, 2020.
4. Инструкция о порядке ведения мониторинга безопасности ГТС обособленного подразделения АО «СИБЭКО» Новосибирская ТЭЦ-5 / АО «СИБЭКО». – Новосибирск, 2020.

А. М. Ицков^{1,2}

ООО «Инженерный центр «Иркутскэнерго»¹

ООО «Гидроэксперт»²

ПЕРЕДАЧА ОТМЕТКИ С ВЕРХНЕГО БЬЕФА В НИЖНИЙ НА ИРКУТСКОЙ ГЭС СПУТНИКОВЫМ НИВЕЛИРОВАНИЕМ С ВЫСОКОЙ ТОЧНОСТЬЮ

Существует проблема передачи отметки на крупных ГЭС с высокой точностью из верхнего бьефа в нижний. Одним из альтернативных методов, может быть высокоточное спутниковое нивелирование. В статье даны теоретические основы этого метода. Приводится описание эксперимента, по передаче отметки спутниковым нивелированием, поставленного на Иркутской ГЭС. Проведен анализ полученных результатов. Сделаны выводы о точности передачи отметки с использованием спутниковых технологий.

Ключевые слова: осадки, безопасность, геометрическое нивелирование, спутниковое нивелирование, передача отметки, геоид, аномалия высоты.

A. M. Itskov^{1,2}

«Irkutskenergo» Engineering Center» LLC¹

LLC «Hydroexpert»²

TRANSMISSION OF THE MARK FROM UPSTREAM TO DOWNSTREAM AT THE IRKUTSK HYDROELECTRIC POWER STATION BY SATELLITE LEVELING WITH HIGH ACCURACY

There is a problem of transferring the mark at large hydroelectric power plants with high accuracy from upstream to downstream. One of the alternative methods may be high-precision satellite leveling. The article provides the theoretical foundations of this method. A description of the experiment on the transmission of the mark by satellite leveling, set at the Irkutsk hydroelectric power station, is given. The analysis of the obtained results is carried out. Conclusions are drawn about the accuracy of the transmission of the mark using satellite technologies.

Keywords: precipitation, safety, geometric leveling, satellite leveling, elevation transmission, geoid, height anomaly.

Актуальность

В Российской Федерации и странах ближнего зарубежья насчитывается огромное количество различных гидротехнических сооружений (ГТС). Для исключения природных и техногенных катастроф, оценки безопасности и контроля состояния гидротехнических сооружений, Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений», предписано производить мониторинг технического состояния и безопасности гидросооружений [1, с. 7]. В ходе проведения натурных наблюдений за осадками гидротехнических сооружений и их оснований, для передачи отметки с верхнего бьефа в нижний (с горизонта на горизонт), используются следующие геодезические методы, описанные в методическом пособии А.А. Карлсона [2 с. 62-70], имеющие свои достоинства и недостатки:

- Геометрическое нивелирование;
- Тригонометрическое нивелирование;
- Метод МИИГАИК;
- Элеватор высот;
- Дальномерные измерения.

На точность всех этих методов сильно влияет температура воздуха. Как видно из [3, с. 34], [4, с. 292] ошибка в определении температуры на один градус приводит к ошибкам порядка 0.1-0.2 мм на 100 метров превышения. Все эти методы, требуют определенной подготовки ГТС для измерений. При геометрическом нивелировании необходима дорога (тротуар), связывающая нижний и верхний бьеф. Метод МИИГАИК, элеватор высот и дальномерные измерения требуют, чтобы в бетонном теле плотины была шахта, от нижнего бьефа до верхнего, пригодная для организации измерений.

Проблемы и трудности, возникающие при организации наблюдений за осадками, описываются в различных публикациях. О трудностях при исследовании осадков на Братской ГЭС писал В.Г. Иванов [5, с. 138]. Проблемы на Усть-Илимской ГЭС, светил в своей статье А.А. Карлсон [6, с. 45-51].

Существующие методы нивелирования в своем совершенстве достигли определенного предела. Однако жизнь требует движения вперед, поиска новых методов. Как нивелирования, так и контроля уже имеющихся, работающих методов передачи отметки с горизонта на горизонт.

Альтернативный способ нивелирования

Одной из технологий, при помощи которой можно выполнить передачу отметок, из верхнего бьефа в нижний, является спутниковое нивелирование, с использованием приемников сигналов GNSS спутников. В отличие от вышеприведенных методов, спутниковое нивелирование практически не зависит от температуры воздуха. Нет необходимости в прямой видимости между пунктами.

В настоящее время, эта технология практически не используется для передачи отметок с высокой точностью. В своем докладе на конференции [7, с. 76-77] Д. В. Нефедов, спутниковое нивелирование, при описании методов высокоточного нивелирования не упомянул вообще.

Имеются отдельные публикации [8] «GNSS for Deformation and Geohazard Monitoring in the Swiss Alps» и материалы докладов на конференциях [9] «Точнее нивелира?! ГНСС приемник или тахеометр?», в которых описываются отдельные случаи применения спутникового нивелирования, при которых удавалось получить погрешность в 1-2 мм и менее.

Проблемы применения спутникового нивелирования

С момента своего появления, спутниковые технологии «специализировались» на измерениях линий большой длины. От одного, до нескольких тысяч километров. Апогеем развития, стала сеть IGS станций по наблюдению за движением материков [10].

С появлением технологии RTK (Real Time Kinematic) [11], отпала необходимость в обработке измерений в офисе. Произошла деградация программ для вычисления координат спутниковыми методами. Высокоточные спутниковые измерения, стали уделом ограниченного круга специалистов.

Главная же проблема передачи отметок с использованием высокоточных спутниковых методов, состоит в следующем.

Передача отметок при геометрическом, тригонометрическом, гидравлическом нивелировании, происходит в реальном гравитационном поле Земли. Высоты, определенные нивелирами всех типов, тахеометрами, называются **нормальными высотами**. Они отсчитываются от гравиметрической модели Земли, от геоида.

Спутниковое нивелирование выполняется относительно математической модели Земли, общеземного эллипсоида WGS-84. Высоты, полученные из спутниковых определений, называются **эллипсоидальными высотами**.

Нормальные и эллипсоидальные высоты связаны между собою формулой [12, с. 22]

$$H^A = h^A - \zeta^A, \quad (1)$$

где H^A – Нормальная высота в точке А; h^A – Эллипсоидальная высота в точке А; ζ^A – Аномалия высоты в точке А.

На рисунке 1 приведен физический смысл нормальных и эллипсоидальных высот, и связи между ними.

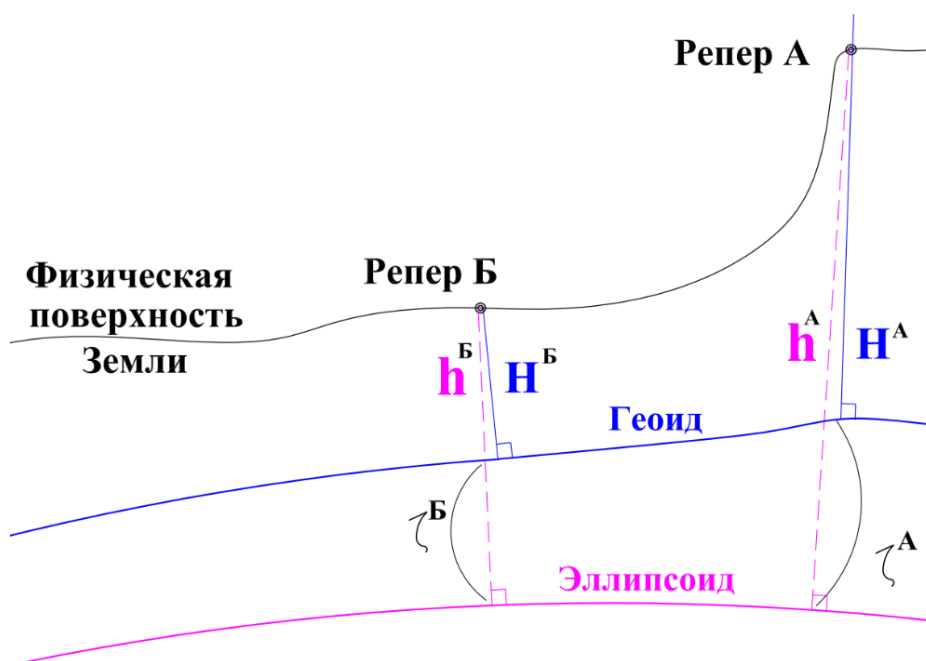


Рисунок 1 Нормальная и эллипсоидальные высоты.

Формула разности высот (превышение) будет иметь вид

$$(H^A - H^B) = (h^A - h^B) - (\zeta^A - \zeta^B), \quad (2)$$

где $(H^A - H^B)$ – разность нормальных высот, определяемая из геометрического нивелирования; $(h^A - h^B)$ – разность эллипсоидальных высот, определяемая спутниковым нивелированием; $(\zeta^A - \zeta^B)$ – разность аномалий высоты. Или поправка за переход от превышения в системе эллипсоидальных высот к превышению в системе нормальных высот.

Как видно из формулы (2), для определения превышения в системе нормальных высот спутниковым нивелированием, необходимо не только измерить вектор из наблюдений GNSS спутников с высокой точностью, но и определить с минимальной погрешностью разность аномалий высоты.

Вычислить аномалии высоты для пунктов спутникового нивелирования можно используя данные о гравитационном поле Земли в районе производства работ. Так как точные данные о гравитационном поле Земли секретны, этот способ применить гражданским специалистам не представляется возможным.

Можно использовать готовую модель геоида, выложенную на сайте ICGEM International Center [13]. Модели геоида EGM96 и EGM2008 активно используются для разнообразных расчетов гражданскими специалистами всего мира. Вопрос лишь в точности этих моделей в конкретной точке Земли. Сразу необходимо отметить, что крупные ГЭС приурочены к горным районам, где из-за больших перепадов высот земной поверхности, модели геоидов

имеют гораздо более низкую точность, по сравнению с равнинами. А рукотворные водохранилища, создают дополнительные местные (локальные) аномалии гравитационного поля Земли. А.А. Карлсон [2, с. 284].

Третий способ практический. Разность аномалий высот вычисляется с использованием данных высокоточного спутникового нивелирования сети реперов, отметки которых известны в нормальной системе высот. Необходимо, чтобы репера «охватывали» район работ. Количество их должно быть более пяти. Этот способ весьма трудоемкий. Но в то же время, это единственный доступный способ определения разности аномалий высот.

Точность измерения вектора из наблюдений GNSS спутников

Однозначных, точных формул для расчета ошибки определения GNSS векторов практически нет. Поэтому для расчетов будем оценивать порядок погрешности. Есть точность, заявленная заводом изготовителем. Для приборов Leica GS15 [14], формула точности определения превышения имеет вид:

$$\Delta_{\text{пред}} = 3.5 \text{ мм} + 0.4 \text{ мм/км}, \quad (3)$$

где $\Delta_{\text{пред}}$ – предельная погрешность передачи отметки.

В целях исключения рекламаций, риска финансовых и репутационных потерь, производители приборов завышают возможную предельную погрешность. Формулу, связывающую предельную и среднюю квадратическую ошибку, возьмем из [15, с. 9]:

$$\Delta_{\text{пред}} = t_{\beta} * m, \quad (4)$$

где m – среднеквадратическая ошибка; t_{β} – аргумент интеграла вероятности. Для доверительной вероятности 0.997, $t_{\beta} = 3$.

Среднеквадратическая ошибка передачи отметки для спутниковых геодезических приемников Leica GS15 будет равна:

$$m = \Delta_{\text{пред}} / 3. \quad (5)$$

В книге Константина Михайловича Антоновича [16, п 9.5.4.] приводится формула, выведенная немецким ученым G. Beutler для идеального GPS приемника:

$$\Delta D = 0.7 * D^{0.58}, \quad (6)$$

где D – длина вектора GPS в км.; ΔD – ошибка вектора в мм.

Таким образом для линии длиной в 0.1 – 1.0 км., мы имеем априорную среднеквадратическую ошибку передачи отметки от 0.3 мм, до 1.3 мм. Исходя из предположения о возможности передачи отметки с СКО порядка 1-2 мм., родилась идея проверить теоретические расчеты на практике.

Описание эксперимента

На Иркутской ГЭС был поставлен эксперимент по передаче отметки из верхнего бьефа в нижний. Идея заключалась в том, чтобы измерить GNSS вектор длиной 200 метров между двумя стабильными реперами, с перепадом высот в 30 метром. За десятилетия ежегодных измерений осадок, отметки глубинных реперов в нормальной системе высот определены с погрешностью порядка 0.1-0.2 мм. Самое главное, нам известен «правильный ответ». Выполнив измерения, можно оценить точность передачи отметки не только по «внутренней сходимости результатов», но и путем сравнения известного, «эталонного» превышения, с вычисленным по данным GNSS измерений.

Измерив опытным путем разности аномалий высоты, можно оценить точность определения разности аномалий высоты из доступных общеземных моделей геоида.

Антенны приемников сигналов GPS и GLONASS спутников, Leica GS15 устанавливались на железобетонных пунктах створных наблюдений. Трегера (подставки) между измерениями не снимались. Превышения от марок реперов до верха трегеров (высоты антенн приемников) измерялись с погрешностью порядка 0.1 - 0.2 мм. Измерения производились с 05 мая по 11 августа 2023 года. Измерения проходили отдельными сессиями с 6 утра, до 18 вечера. Всего было выполнено 7 сессий, продолжительностью от 10 до 12 часов. Общее время наблюдений составило порядка 80 часов. Угол отсечения спутников устанавливался равным 10. Интервал записи измерений 30 секунд. Измерения из формата Leica, конвертировались в международный обменный формат RINEX [17].

Вычисление векторов производилось в 10 различных программах со следующими стандартными установками:

- Тип решения – фиксированный;
- Созвездия спутников GPS и GLONASS;
- Эфемериды спутников – точные;
- Угол отсечения спутников – 10 градусов.

Калибровка по реперам выполнялась с использованием приемников GPS и GLONASS Leica GS15, с привязкой к постоянно действующей международной станции IGS сети IRKJ. Антенна этой станции расположена в 2 км к югу от места выполнения передачи отметки. Геодезическая нивелирная сеть в районе города Иркутск автору известна хорошо. Имеется солидная база

данных спутниковых измерений. Однако, не удалось создать «идеальную» геометрию сети к юго-востоку от плотины Иркутской ГЭС. Слишком мало осталось пунктов государственной геодезической сети. Точность определения разности аномалий высоты оценивается автором статьи в 0.2-0.5 мм. Схема сети приведена на рисунке №2.

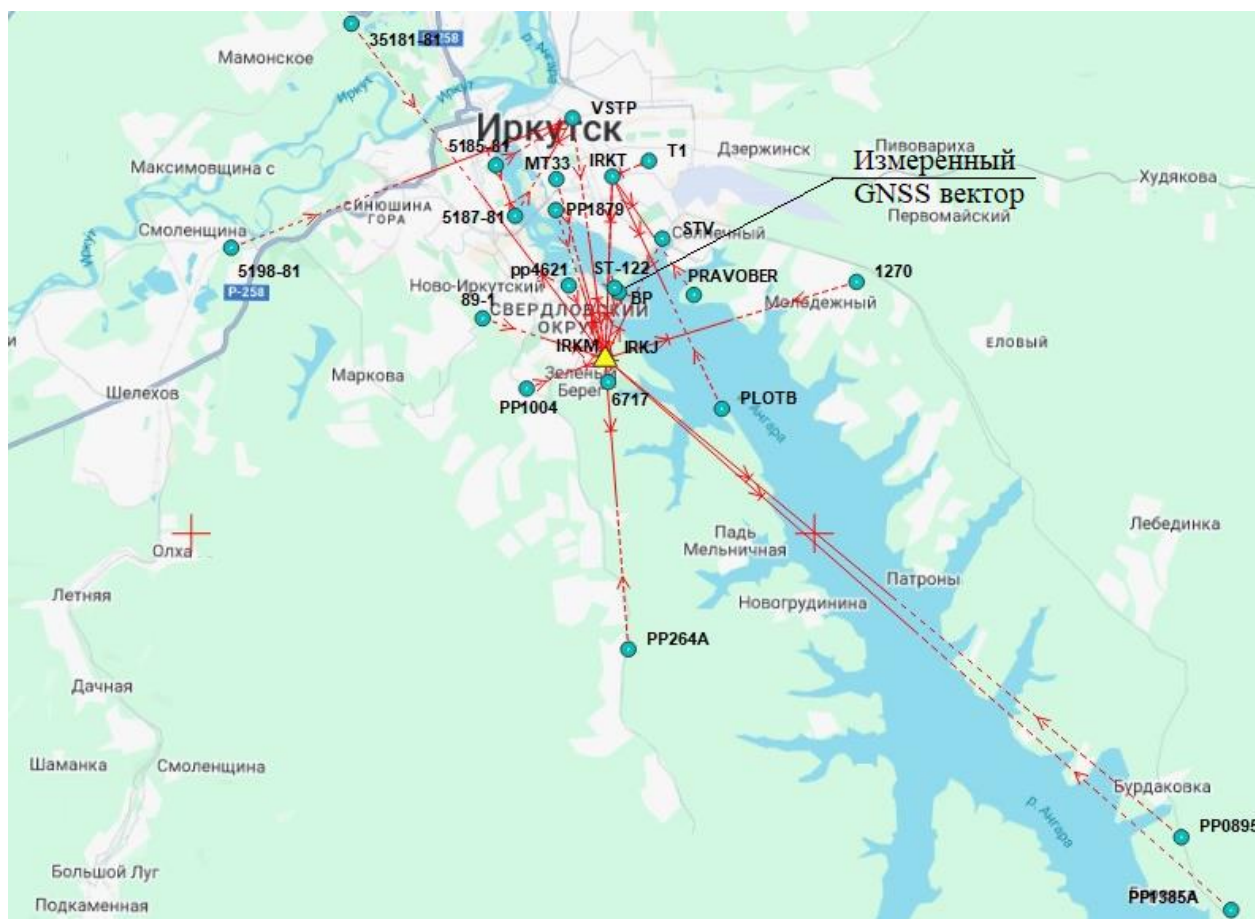


Рисунок 2 Схема GNSS наблюдений на исходных реперах для выполнения калибровки.

Результаты эксперимента

Необходимо отметить, что вычисление коротких векторов сопряжено с определенными проблемами. Расстояние от антенн приемников, до спутников, порядка 20 километров. Два пункта спутниковых измерений на небольшом расстоянии друг от друга и GNSS спутники, создают очень «узкие» треугольники. В каждой программе используются разные запатентованные алгоритмы и формулы для вычислений. Некоторые программы справляются с вычислениями коротких GNSS векторов хорошо, некоторые посредственно. В таблице 1 приведены результаты вычислений векторов. Для наглядности, все превышения уменьшены на 30300 миллиметров. Нам интересны последние два знака и десятые доли миллиметра. В таблице приведены названия программ Российских производителей. Остальные программы просто пронумерованы.

Таблица 1 – Результаты обработки измерений, мм

Дата	EFT 2.0.0.8	ПроГео Офис	3	4	5	6	7	8	9	10
05 мая	30.2	31.0	22.8	32.1	25.8	25.5	25.0	17.4	28.8	28.0
06 мая	28.9	31.0	21.8	32.1	22.7	26.6	27.2	33.6	27.4	26.5
20 июня	30.8	30.0	25.1	32.6	27.8	28.1	28.4	25.3	30.3	30.2
02 июля	30.6	27.0	23.6	31.0	26.5	26.7	30.9	27.2	29.1	30.6
09 июля	28.4	23.0	22.4	30.5	24.0	27.0	32.0	29.7	26.9	27.7
24 июля	29.0	30.0	24.1	32.3	26.0	28.8	28.9	28.9	29.0	29.0
11 августа	29.7	30.0	25.1	33.8	26.6	28.8	30.1	33.9	29.3	28.8
Среднее по каждой программе	29.7	28.9	23.6	32.1	25.6	27.4	28.9	28.0	28.7	28.7
Отклонение средних значений от итогового превышения	1.5	0.7	-4.6	3.9	-2.5	-0.8	0.8	-0.1	0.5	0.5

Что можно сказать по поводу результатов измерений, приведенных в таблице 1:

- Вычисленное из обработки 10 программами итоговое превышение составляет **30328.1** мм.
- Вычисленные по дням превышения имеют расхождение от 33.9 мм. до 17.4 мм. Разница 16.5 мм.
- Осредненные значения превышений для каждой из программ, имеют расхождения от 23.5 мм до 32.0 мм. Разница 8.5 мм.
- Отклонения осредненных значений по разным программам от итогового превышения составляют от -4.6 мм и до +3.9 мм.
- Средние превышения из программ № 3, 4, 5 имеют сравнительно большие отклонения по сравнению с итоговым значением.

В таблице 2 приведены значения разностей аномалии высоты, полученные практически путем из эксперимента (калибровки) и из различных общеземных моделей геоида. Заметим, что поправки за разность аномалий высот весьма значительные, не смотря на совсем малое расстояние в 200 метров. Модели геоида имеют отклонение от данных калибровки от -0.8 мм до 1.1 мм.

Делаем вывод о том, что мировые модели геоида пока еще не имеют необходимой точности, для их использования при высокоточном спутниковом нивелировании.

Таблица 2 – Сравнение разностей аномалий высот

Геоид	Год	Поправка, мм
EGM2008	2008	4.2
EIGEN-6C4	2014	4.6
XGM2019e_2159	2019	2.7
Калибровка на местности	2024	3.5

Превышение, определенное спутниковыми методами, поправка за разность аномалий высоты из калибровки по исходным реперам и «эталонное превышение», приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты эксперимента

Измеренное превышение спутниковым нивелированием, мм.	30328.1
Поправка за разность аномалий высоты из калибровки по исходным реперам, мм.	3.5
Итоговое превышение из спутникового нивелирования, мм.	30331.6
Известное превышение из многократного ежегодного геометрического нивелирования, мм.	30331.2
Погрешность превышения из спутникового нивелирования, мм.	0.4

«Чистая» ошибка составила 0.4 мм. Можно сделать вывод об успешности проведенного эксперимента.

Заключение

В ходе эксперимента, были проверены на практике теоретические расчеты. Опробованы отдельные приемы повышения точности спутникового нивелирования. По результатам работ можно сделать следующие выводы:

1. Передача отметки из верхнего бьефа ГТС в нижний, при использовании спутниковых технологий, с точностью порядка 1 мм, возможна.
2. Данная технология весьма трудоемкая и наукоемкая.
3. Для каждого случая передачи отметки должна быть выработана программа работ. В которой необходимо обосновать как технологию самих спутниковых определений, так и определения поправки за разность аномалий высоты.
4. Точность глобальных моделей геоида недостаточна для их применения в высокоточном нивелировании

Список источников

1. Российская федерация. Законы. О безопасности гидротехнических сооружений: Федеральный закон РФ № 117-ФЗ: редакция 23 июня 1997 года //

КонсультантПлюс: справочная правовая система. URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 09.02.2023).

2. Карлсон, А.А. Натурные наблюдения за деформациями гидротехнических сооружений геодезическими методами: методическое пособие / Б.П. Гробов, И.В. Морозов. – Москва: Эдитус, 2012. – 308 с. – ISBN 978-5-905173-74-5.

3. Инструкция по нивелированию I, II, III и IV классов. Федеральная служба геодезии и картографии России. – М.: ЦНИИГАИК, 2003. – 134 с.

4. Sokkia серия CX Руководство по эксплуатации https://sokkia.nt-rt.ru/images/manuals/sh_sokkia.pdf. – 302 с. (дата обращения 30.03.2024).

5. Иванов, В.Г. Геодезические наблюдения за деформациями Братской ГЭС // Системы. Методы. Технологии / Научный журнал БрГУ, Братск. №1 (13). – 2012. – С. 134-139.

6. Карлсон, А.А. Вертикальные движения приплотинных территорий Братской и Усть-Илимской ГЭС / А.А. Карлсон, А.В. Меркулов // Гидротехн. стр-во. – 2004. – № 1. – С. 43-52.

7. Нефедов, Д.В. Современные геодезические методы, применяемые при мониторинге состояния ГТС в период нормальной эксплуатации Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. материалов X Всерос.науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 24-28 апреля 2023 г., 466 с.

8. GNSS for Deformation and Geohazard Monitoring in the Swiss Alps. Limpach(1,3), A. Geiger(1), H. Raetzo(2) (1) Institute of Geodesy and Photogrammetry, ETH Zurich, Switzerland (2) Federal Office for the Environment FOEN, Bern, Switzerland (3) BSF-Swissphoto, Regensdorf-Watt, Switzerland https://fig.net/resources/proceedings/2016/2016_03_jisdms_pdf/nonreviewed/JISDM_2016_submission_68.pdf (дата обращения 19.03.2024).

9. Селюков, А.Ю. Точнее нивелира?! ГНСС приемник или тахеометр? Доклад Андрея Селюкова (Навгеоком-Юг) на XV Международной научно-практической конференции «Геодезия. Маркшейдерия. Аэросъемка, Навигация» 16.02.2024. URL: www.youtube.com/watch?v=3q7vTuMYx94 (дата обращения 11.04.2024).

10. International GNSS Service [сайт]. URL: <https://igs.org> (дата обращения 10.03.2024).

11. Real Time Kinematic [сайт]. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Real_Time_Kinematic (дата обращения 16.02.2024).

12. Пантелеев, В.Л. Теория фигуры Земли. Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова. Физический факультет. Курс лекций. – Москва, 2000.

13. ICGEM International Center for Global Gravity Field Models [сайт] URL: <https://gfz-potsdam.de> (дата обращения 12.04.2024).

14. Leica Viva GS15 Технические характеристики. URL: https://www.gfk-leica.ru/files/catfiles/gnss/Leica_Viva_GS15_Datasheet_ru.pdf (дата обращения 10.02.2024).

15. Лесных, Н.Б. Теория математической обработки геодезических измерений. Теория ошибок измерений [Текст]: учеб. пособие / Н.Б. Лесных. – Новосибирск.: СГГА, 2010. – 43 с.

16. Антонович, К.М. Использование спутниковых радионавигационных систем в геодезии. В 2 т. Т. 1. Монография / К.М. Антонович; ГОУ ВПО «Сибирская государственная геодезическая академия». – М.: ФГУП «Картгеоцентр», 2005.

17. Общий формат ГНСС-данных RINEX [сайт]. URL <https://orsyst.ru/blog15> (дата обращения 20.03.2024).

УДК 622.17*624.136*528.837

Е. А. Писанкова¹

Научный руководитель:

Е. Ю. Затеева¹ канд. техн. наук

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

ВИЗУАЛЬНЫЕ НАБЛЮДЕНИЯ ЗА ДАМБОЙ ХВОСТОХРАНИЛИЩА С ПРИМЕНЕНИЕМ БЕСПИЛОТНОГО ЛЕТАТЕЛЬНОГО АППАРАТА

Изучены возможности применения беспилотного летательного аппарата (БПЛА) для визуального осмотра дамбы хвостохранилища.

Проведено визуальное обследование дамбы хвостохранилища с применением беспилотного летательного аппарата со встроенными штатными фото- и видеокамерами, для оценки технического состояния и контроля за эксплуатацией конструктивных параметров сооружения, соблюдения технологии складирования отходов обогащения полезных ископаемых (такие отходы именуют хвостами). Проведены работы по геомеханической оценке состояния дамбы хвостохранилища и поиску характерных участков с признаками развития неблагоприятных процессов.

Проведенное исследование показало, что использование беспилотного летательного аппарата значительно облегчает задачи визуального наблюдения за дамбой хвостохранилища, позволяет расширить круг решаемых задач, экономить время и получать качественные детальные снимки.

Представленные результаты доказывают эффективность проведения съемки объекта с высоты для фиксации характерных признаков развития неблагоприятных процессов, мониторинга постоянных (непрерывных) наблюдений за состоянием безопасности сооружения и характером воздействия опасных факторов на окружающую среду.

Программная обработка ортофотоплана позволяет расширить круг решаемых задач и осуществлять детальный анализ элементов сооружения и целостности конструкций в истинных габаритах, например, контролировать участки намыва пульпы на распределительных выпусках. Цифровая карта высот ортофотоплана с цветовой градацией высотной составляющей, позволяет выполнять оценку высотных отметок дамбы на различных участках.

Основное преимущество использования беспилотного летательного аппарата заключается в оперативности получения детальной информации о ситуации на объекте в режиме реального времени, возможности проведения сложно выполнимых наблюдений, зачастую невозможных при наземном обследовании объектов и возможность наглядной визуализации геометрических характеристик объекта для демонстрации лицам, не принимавшим участие в съемке и обследовании объекта.

Ключевые слова: *хвостохранилище, мониторинг, дамба, беспилотный летательный аппарат, визуальные наблюдения.*

E. A. Pisankova¹

Scientific supervisor:

E. Y. Zateeva¹ Candidate of Technical Sciences

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

VISUAL OBSERVATIONS OF THE TAILINGS DAM USING AN UNMANNED AERIAL VEHICLE

The possibilities of using an unmanned aerial vehicle (UAV) for visual inspection of a tailings dam have been studied.

A visual inspection of the tailings dam was carried out using an unmanned aerial vehicle with built-in standard photo and video cameras to assess the technical condition and control the operation of the structural parameters of the structure, compliance with the technology of storing waste from mineral processing (such waste is called tailings). Work has been carried out on the geomechanical assessment of the condition of the tailings dam and the search for characteristic areas with signs of the development of adverse processes.

The conducted research has shown that the use of an unmanned aerial vehicle greatly facilitates the tasks of visual observation of the tailings dam, allows you to

expand the range of tasks to be solved, save time and get high-quality detailed images.

The presented results prove the effectiveness of surveying an object from a height to fix the characteristic signs of the development of adverse processes, monitoring constant (continuous) observations of the safety of the structure and the nature of the impact of hazardous factors on the environment.

Software processing of the orthophotoplane allows you to expand the range of tasks to be solved and carry out a detailed analysis of the elements of the structure and the integrity of the structures in their true dimensions, for example, to control the areas of slurry alluvium at distribution outlets. The digital elevation map of the orthophotoplane with a color gradation of the altitude component allows you to evaluate the elevation of the dam at various sites.

The main advantage of using an unmanned aerial vehicle is the promptness of obtaining detailed information about the situation at the facility in real time, the possibility of conducting difficult observations, often impossible during a ground survey of objects, and the possibility of visual visualization of the geometric characteristics of the object for demonstration to persons who did not take part in the survey and survey of the object.

Keywords: *tailings storage, monitoring, dam, unmanned aerial vehicle, visual observations.*

На сегодняшний день Россия относится к числу бесспорных лидеров по горнодобывающей промышленности и металлургическому производству. Высокие результаты Россия показывала не всегда и своими нынешними успехами во многом обязана стремлению отечественных добытчиков развиваться, в том числе и в вопросах комплексного подхода к цифровизации и усовершенствованию технологий в производстве.

Благодаря цифровизации и применению беспилотных технологий горнодобывающая промышленность активно развивается. БПЛА экономят время и человеческий ресурс, делают работу более безопасной, контролируют состояние сооружения и его проектные показатели, а также снижают риск при инспекциях хвостохранилищ. Полученная с БПЛА информация помогает существенно оптимизировать работу, а данные с БПЛА практически всегда будут точнее, объемней и дешевле информации, полученной традиционным способом.

Традиционные способы обработки топопланов объектов и составления карт результатов наблюдений на таких объектах достаточно трудоемки, требуют финансовых и временных затрат. В то же время использование БПЛА позволяет сократить время получения необходимого результата от нескольких недель до нескольких дней.

Использование БПЛА в горнодобывающей отрасли имеет множество направлений и преимуществ. Одни из основных направлений являются:

- мониторинг хвостохранилища, где прибор может оперативно в режиме реального времени и с высокой точностью фото-, видео- и аэросъемкой проанализировать состояние хвостохранилища и оценить возможные риски;
- геодезия и картографирование, где с прибора можно использовать данные для создания облаков точек, цифровых моделей поверхности ортофотопланов, построения трехмерной модели сооружения с выполнением очень точных расчетов объема;
- безопасность хвостохранилищ, прибор помогают специалистам по планированию регулярно отслеживать особенности сооружения, такие как откосы дамб и наполняемость хвостохранилища. Они обеспечивают своевременное и безопасное регулярное техническое обслуживание сооружения, что может помочь предотвратить аварийной ситуации и избежать катастрофы, и дают регулирующим органам информацию о состоянии хвостохранилища с течением времени;
- экологический мониторинг и надзор, фиксация и контроль распространения попадания загрязняющих веществ в окружающую среду.

Основное преимущество БПЛА в горнодобывающей отрасли в том, что они могут получать данные в высоком качестве, в режиме реального времени или с минимальной задержкой. Эти данные могут интегрироваться на самых разных этапах работы на месторождениях и предприятиях. В комплексе с современным программным обеспечением это дает серьезные преимущества для такой отрасли.

Основные функции мониторинга безопасности гидротехнических сооружений хвостового хозяйства горнодобывающих предприятий – это создание системы непрерывного контроля и наблюдений техническим состоянием ГТС, технологическими параметрами и процессами, характером воздействия на окружающую среду и природно-климатическими процессами.

Для оценки эксплуатационного состояния ограждающих сооружений с учетом класса (плотин и дамб) и их оснований необходимо предусматривать комплексные визуальные и инструментальные наблюдения.

Визуальные наблюдения – это натурные наблюдения, которые проводятся путем общих систематических осмотров хвостохранилищ, основных конструктивных элементов и прилегающей к дамбе территории с целью оценки их состояния, выявления дефектов и неблагоприятных процессов, снижающих эксплуатационную надежность сооружения, определения вида и объёмов ремонтных работ.

Контроль состояния дамб и их оснований включает:

– *визуальные наблюдения*, контролируют соответствие проекту технических параметров сооружения, состояние откосов, берм, гребня дамбы, наличие деформаций (осадки, смещения, просадки, оползни), длина намывного пляжа, состояние низового откоса дамбы с выявлением мест выхода фильтрации, суффозии, оплывов, обрушений, деформаций и т.д., состояние

доступных для осмотра частей КИА (наличие крышек и т.д.);

- *геодезический контроль* деформаций дамб (горизонтальные и вертикальные смещения, просадки) производится нивелированием с определением изменения планового и высотного положения наблюдательных марок. Выявленные визуально деформации откосов и гребня дамбы (трещины, горизонтальные и вертикальные смещения и др.) также уточняются инструментальными наблюдениями и непосредственными измерениями с нанесением на план;

- *наблюдения за фильтрационным режимом* – положения депрессионной поверхности в теле дамбы по данным замеров уровня воды в пьезометрах, располагаемых в наблюдательных створах, мутности и химического состава дренажных вод, химического состава подземных вод в наблюдательных скважинах, наличие и динамика изменений выходов на низовой откос профильтровавшейся через тело дамбы. Отсутствие поверхностной фильтрации через тело дамбы подтверждает эффективность работы противofильтрационных элементов;

- *геотехнический контроль* качества хвостов, намываемых в ложе хвостохранилища, производится отбор проб в каждом намывом слое пляжа с последующим определением физико-механических характеристик.

Число задач, например, в части технологического контроля за эксплуатацией объекта и признаков развития опасных деструктивных процессов в зоне расположения объектов, можно отнести к задачам визуального наблюдения за сооружением, т.е. осмотра сооружения, наблюдения за видимыми изменениями и последующего анализа полученной информации. Для этих целей можно использовать БПЛА с фото- и видеокамерами.

На хвостохранилище БПЛА может применяться для решения следующих задач:

- оперативный контроль эксплуатируемого сооружения;
- контроль оптимального заполнения ложа хвостохранилища;
- наблюдение за нестабильными участками на дамбе хвостохранилища;
- мониторинг за проведением ремонтных работ и последующий контроль за состоянием сооружения (древесно-кустарниковая растительность, растительного покрова, ходов землеройных животных в теле сооружения);
- выявление и контроль просадок грунта на гребне, откосах и бермах сооружения;
- визуальное наблюдение участков с ограниченным обзором.

При этом создание ортофотопланов высокой детализации и трехмерных моделей объектов хвостохранилища позволяет визуализировать объект, проводить детальную оценку эффективности эксплуатации хвостохранилища

и своевременно принимать управленческие решения для обеспечения минимизации воздействия хвостохранилища на окружающую среду.

Объект и методы исследования. Исследование проводилось на хвостохранилище золотодобывающего предприятия, расположенного в Республике Саха (Якутия).

Хвостохранилище эксплуатируется с 1977 года, как наливное. В 1990 году в связи с увеличением объема переработки руды выполнена реконструкция сооружений хвостового хозяйства, и с 1992 года осуществлен переход на намывной способ наращивания основной дамбы с возведением дамб обвалования из гравелисто-галечникового грунта. Ориентировочная площадь хвостохранилища 85 Га, дамбы 35 Га. Объект представляет собой вытянутую поверхность с перепадами высот более 70 м, растительность и иные проявления на большей части площади отсутствуют, либо минимальны.

Визуальный осмотр дамбы хвостохранилища проводился в теплый период времени года с благоприятными погодными условиями. Съемка сооружения проводилась с воздуха с высоты 50 м с применением БПЛА DJI Matrice 300 RTK оснащённого широкоугольной камерой FPV с углом обзора 145° в формате разрешения 960р, также сопровождалась наземным визуальным-инструментальным обследованием сооружения. В качестве способа выполнения съемки выбрана автоматизированная фотограмметрия с привязкой к опорным точкам на местности. Этот способ позволяет обеспечить наивысшую степень избыточности данных и высокую оперативность полевых работ. Обработка данных выполнена с применением ПО Agisoft Metashape.

Результаты и их обзор. Основной целью исследования было изучение возможности применения БПЛА для проведения визуального обследования технического состояния дамбы хвостохранилища.

Визуальное обследование текущего состояния дамбы хвостохранилища. Целью работ по визуальном-инструментальному обследованию является, геомеханическая оценка текущего состояния сооружения. При этом основная задача – установление дефектов, возникновение и развитие которых влияет на работоспособность и безопасность сооружения, а также оказывают негативное воздействие на окружающую среду.

Визуально-инструментальное обследование выполнялось с помощью маршрутных наблюдений с фото- и видеофиксацией точек наблюдения при помощи БПЛА.

При визуальном осмотре сооружения было установлено, что его поверхность весьма благоприятна для маркшейдерской съемки лобового вида, а также на сооружении отсутствовали посторонние объекты, которые способны препятствовать работе БПЛА и качеству полученных данных. Планирование полета и фотографирования осуществлялось с применением программного обеспечения БПЛА (рис. 1).

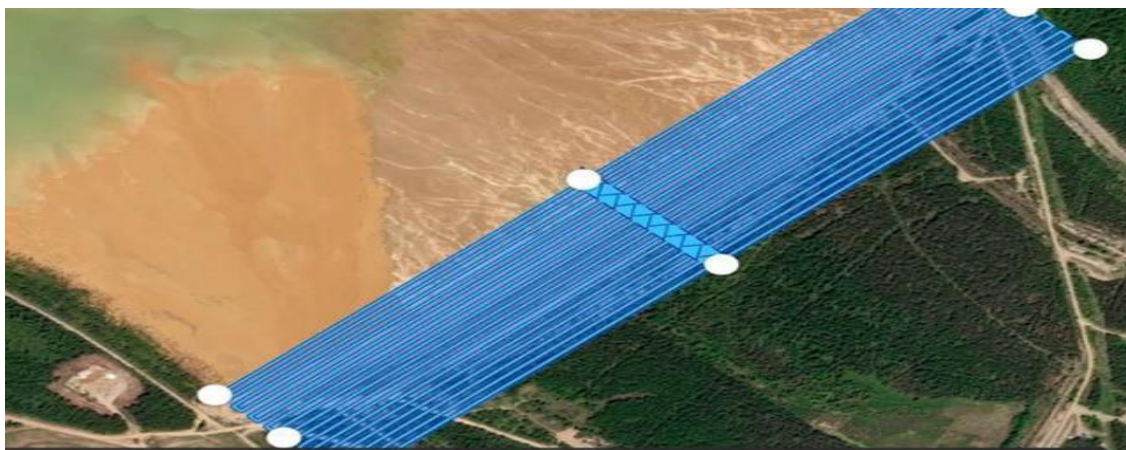


Рисунок 1 – Общий вид полета БПЛА

Далее, с помощью БПЛА проводилась фотофиксация состояния низовых откосов и гребня дамбы хвостохранилища.

Не дожидаясь получения данных об облете сооружения, на стадии предварительной обработке данных на месте съемки объекта проведена визуальная оценка снимков, по результату которых можно оценить состояние дамбы, а именно, не имеет признаков развития опасных процессов, негативно влияющих на состояние устойчивости дамбы, с умеренной растительностью на откосах, без признаков проявления деформационных процессов, таких как разнонаправленных трещин, просадок и пучений грунта, выходов фильтрации через тело дамбы и основание, а также признаков фильтрационно-суффозионных выносов грунта из дамбы, основания и бортов, примыкающих к ней (рис. 2).



Рисунок 2 – Вид на низовой откос и гребень дамбы хвостохранилища

При предварительной визуальной оценки снимков обнаружено местами на низовых откосах дамбы эрозионные размывы, вызванные потоками поверхностных вод образовавшихся весной в период активного снеготаяния (рис. 3).



Рисунок 3 – Поверхностная эрозия откоса

На прилегающей территории нижнего бьефа встречались локальные участки скопления воды и заболачивание поверхности у подошвы низового откоса, предположительно возникшие при аккумуляции поверхностного стока в пониженных участках рельефа нижнего бьефа и высоким уровнем стояния грунтовых вод близко к естественной поверхности (рис. 4).



Рисунок 4 – Локальные участки скопления воды у подошвы низового откоса

По снимкам БПЛА в ложе хвостохранилища обнаружен на локальном участке со стороны восточного сопряжения дамбы с естественным рельефом урез воды практически примыкающий к верховому откосу дамбы хвостохранилища. Данное явление приурочено к сезонным, возникающим после весеннего паводка, в дальнейшем вода постепенно стекает в сторону прудка и надводный пляж устанавливается значению 500 м для нормального состояния (рис. 5).



Рисунок 5 – Ложе хвостохранилища с надводным пляжем

Визуальный осмотр проведен доступных конструкций контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) установленных в трех наблюдательных створах на дамбе хвостохранилища (рис. 6).

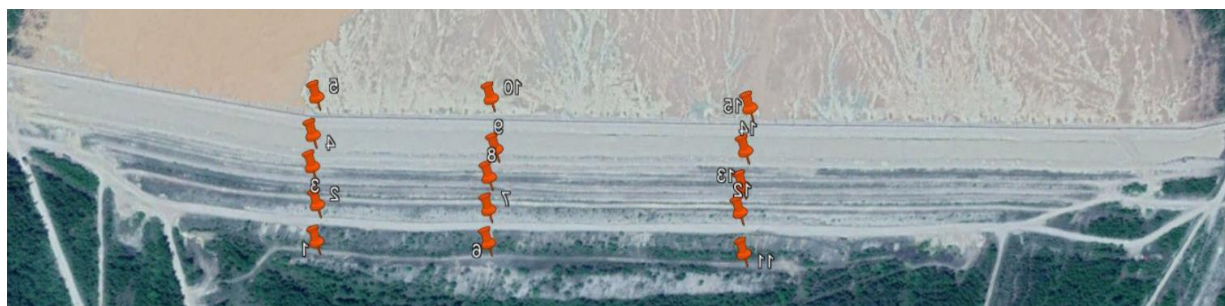


Рисунок 6 – Расположение КИА в наблюдательных створах на дамбе хвостохранилища

Осмотру подлежали оголовки с крышками для пьезометров и наблюдательных марок, которые находились в работоспособном состоянии и не имели дефектов (рис. 7).



Рисунок 7 – Конструкции КИА

Программная обработка полученных данных с БПЛА. Обработка и качество собранных данных выполнялось на ПК с применением настроек ПО Agisoft Metashape. Использование штатной курсовой камеры на БПЛА позволило выполнить 3000 снимков, при обработке которых принято в работу 2910 снимков с последующим построением облака точек сооружения и привязкой к целевой системе координат СК-42 принятой по методике спутникового определения координат (рис. 8).



Рисунок 8 – Облако точек

Для построения ортофотоплана и цифровой карты высот выполнено построение триангуляционной поверхности объекта.

Ортофотоплан позволил произвести визуальный детальный обзор элементов объекта в истинных габаритах. (рис. 9).



Рисунок 9 – Ортофотоплан

Упрощенный ортофотоплан представляет собой цифровую карту высот с цветовой градацией высотной составляющей, что позволяет выполнять оценку высотных отметок дамбы на различных участках (рис. 10).

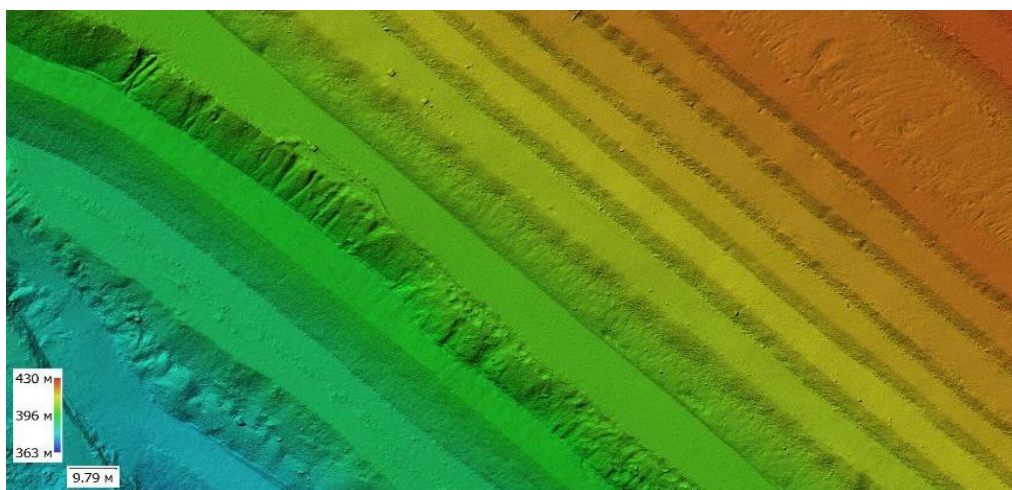


Рисунок 10 – Фрагмент карты высот

Выводы и рекомендации. Результаты применения БПЛА для визуального обследования дамы хвостохранилища показали, что применение высокотехнологичных методов съемки сооружений с воздуха позволяет сэкономить время на проведение проверки и последующей обработке материалов, выполнить целый ряд поставленных задач, связанных с обеспечением безопасной эксплуатации объекта. Основное преимущество применения БПЛА заключается в оперативности получения детальной информации о состоянии и ситуации на объекте, возможности проведения сложно выполнимых наблюдений с ограниченным доступом к отдельным участкам при неблагоприятных условиях, зачастую недоступных при визуальном осмотре сооружения с земли.

Использование снимков БПЛА с ПО Autodesk Civil 3D позволит определить площади сооружения и оценить объемы по карте высот. Выполнить графическое построение профилей и разрезов по сооружению, которые можно применить для создания геометрии модели при выполнении сценария напряженно-деформированного состояния и оценки устойчивости сооружения. По графическим работам возможно провести анализ параметров сооружения на несоответствие с проектными решениями, выявить отклонения.

Список источников

1. Российская Федерация. Законы. О безопасности гидротехнических сооружений: Федеральный закон № 117-ФЗ : принят Государственной думой 23 июня 1997 года // NormaCS4 : справочная нормативная система. URL : <https://norma-cs.ru>, (дата обращения: 01.04.2024).
2. Экологический мониторинг линейного промышленного объекта методом дистанционного зондирования земли / Ю.В. Царев, С.А. Царева, С.А. Буймова, Н.А. Кувыкин, О.В. Беляева, М.А. Сысуев, Е.Ф. Ванцова // Экология и промышленность России. – 2014. – № 5. – С. 56-61.
3. Неклюдов, Д.Б. Обеспечение безопасности хвостохранилищ / Д.Б. Неклюдов // Добывающая промышленность. – 2018. – № 3. – С. 190-193.
4. Добывающая промышленность. Беспилотные технологии в золотодобыче: больше, чем мониторинг. URL: <https://dprom.online/metalls/bespilotnye-tehnologii-v-zolotodobyche> (дата обращения: 01.04.2024).

УДК 004.4*621.311.21*626

Е. В. Рыбенков¹

АО «Богучанская ГЭС»¹

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЭС/ГАЭС, ГТС С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Рассмотрены особенности и преимущества применения технологии информационного моделирования (ТИМ) при проектировании ГЭС/ГАЭС. Был рассмотрен опыт использования ТИМ технологий в реконструкции гидротехнических сооружений. Также были рассмотрены перспективы дальнейшего развития технологий информационного моделирования и их применение в условиях эксплуатации и мониторинга ГЭС/ГАЭС.

Ключевые слова: цифровая трансформация, BIM – технологии, технологии информационного моделирования, эффективность, уровень зрелости, управление жизненным циклом, атрибутивные данные, гидротехнические сооружения, состояние сооружений, лазерное сканирование, безопасность.

E. V. Rybenkov¹

«Boguchanskaya HPP JSC»¹

MODERN METHODS OF DESIGNING HPP/PSP, GTS USING INFORMATION MODELING TECHNOLOGIES

The features and advantages of using information modeling technology (BIM) in the design of hydroelectric power plants/PSPs are considered. The experience of using BIM technologies in the reconstruction of hydraulic structures was reviewed. The prospects for further development of information research technologies and their application in operating conditions and Diptychs of HPPs/PSPs were also considered.

Keywords: digital transformation, BIM technology, information modeling technology, efficiency, maturity level, life cycle management, attribute data, hydraulic structures, structure condition, laser scanning, safety.

ВВЕДЕНИЕ

Цифровая трансформация является одной из актуальных тем в России. В этом процессе информационные технологии играют ключевую роль, в том числе в области проектирования и строительства.

Результатом информационного моделирования сооружения является объектно-ориентированная цифровая модель как всего объекта, так и процесса его строительства. Прежде всего, она позволяет в виртуальном режиме собрать воедино, подобрать по предназначению, рассчитать, состыковать и согласовать создаваемые разными специалистами и организациями компоненты и системы будущего сооружения, заранее проверить их жизнеспособность, функциональную пригодность и эксплуатационные качества, а также избежать самого неприятного для проектировщиков – внутренних нестыковок (коллизий).

Важнейшим преимуществом BIM-технологии является полнейшая взаимозависимость всех типов информации, каждый из которых обновляется автоматически при однократном внесении каких-либо изменений. Причем сформированная информационная модель может цифровым двойником реально существующего здания на протяжении всей его жизни и отражать все изменения, дополнения текущего и будущего состояния.

Термин «Технологии информационного моделирования» является аналогом зарубежного термина building information modelling (BIM-технологии)

Реализация проектов с применением технологий информационного моделирования перешла в область обязательного применения для всей строительной отрасли, после выхода Постановления Правительства Российской Федерации от 05.03.2021 № 331 «Об установлении случая, при котором застройщиком, техническим заказчиком, лицом, обеспечивающим или осуществляющим подготовку обоснования инвестиций, и (или) лицом, ответственным за эксплуатацию объекта капитального строительства, обеспечиваются формирование и ведение информационной модели объекта капитального строительства». [1]

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Уровень зрелости технологии информационного моделирования напрямую определяет эффективность её использования. На начальных стадиях внедрения ТИМ может включать создание трехмерных моделей объектов, улучшение коммуникации между участниками проекта, координацию работ, что способствует уменьшению ошибок, сокращению времени на проектирование и строительство, а также увеличению прозрачности процессов. На более продвинутых уровнях внедрения, можно использовать BIM-технологии для анализа различных альтернатив проектирования, оптимизации процессов строительства, расчёта затрат и сроков, управления жизненным циклом объектов. Это значительно повышает эффективность проектов.

Информационное моделирование с использованием атрибутивной информации - ключевая роль в процессе проектирования, строительства и управления объектами. Атрибутивные данные позволяют не только идентифицировать модели, но и использовать их для различных целей, таких как создание сметной документации, расчет объемов работ и контроль параметров объекта.

Среда общих данных, где хранится вся необходимая информация для подготовки проекта, требует постоянного мониторинга и обновления. Это позволяет выявлять ошибки, реагировать на запросы и обеспечивать актуальность данных. Разработка шаблонов и скриптов для контроля созданных моделей, например, для подсчета объемов работ, помогает автоматизировать процессы и повысить эффективность работы.

Этот подход позволяет главному инженеру проекта более эффективно контролировать все аспекты проекта, повышая качество и эффективность выполнения работ. Постоянное совершенствование среды общих данных и использование новых данных о системах проектирования и объекте помогает создавать более точные и информативные модели, способствуя успешному завершению проекта. [2]

Особенности и преимущества применения технологии информационного моделирования при проектировании гидротехнических сооружений

На Нижне-Бурейской ГЭС в России впервые была использована BIM-технология для гидротехнического строительства в рамках пилотного проекта, начиная с 2016 года. Особенность этого проекта заключается в том, что внедрение BIM проводилось параллельно с процессом строительства станции. В результате, польза, которую предоставляет данная технология – минимизация ошибок в проектировании и строительстве, ускорение процесса проектирования и внесения изменений на этапе строительства (что часто необходимо на крупных и технологически сложных проектах), а также сокращение сроков и затрат на строительство - были достигнуты на данном проекте в меньшей степени, чем потенциально возможно. [3]



Рис. 1. Информационная модель Нижне-Бурейской ГЭС

Начиная с 2018 года, внедрение технологии BIM на Зарамагской ГЭС-1 (Рис.2) началось с учетом опыта, полученного на Нижне-Бурейской ГЭС. Даже при ограниченном использовании BIM на Зарамагской ГЭС-1 были достигнуты заметные результаты, такие как выявление ошибок и коллизий в различных разделах документации, например, пересечений коммуникаций и проемов, а также более точный контроль над объемами работ субподрядных

организаций. Специалисты оценили, что затраты на повторную работу по поднятию модели на основании 2D чертежей, окупились благодаря этим двум действиям. Выявление ошибок или «коллизий» в смежных разделах рабочей документации, наиболее частые из которых— это пересечение коммуникаций, несовпадение отметок, несовпадение коммуникаций и проемов под них, отсутствие закладных и т. д. [3]



Рис. 2. Информационная модель Зарамагской ГЭС-1

Опыт использования BIM технологий в реконструкции гидротехнических сооружений

Ремонт плотины Айского водохранилища

Заказчиком торгов выступало муниципальное унитарное предприятие «Водоснабжение Златоустовского округа» [4]

В ходе обследования было выявлено частичное разрушение железобетонных конструкций, понадобилась разработка документации для их замены, а та в свою очередь потребовала применения технологий информационного моделирования. Далее модель должна перейти к службам эксплуатации и использоваться на протяжении всего жизненного цикла объекта.

Использование информационной модели на этапе эксплуатации позволяет использовать всю имеющуюся информацию об объекте строительства для выстраивания прогноза технической эксплуатации используемого оборудования, оперативного получения необходимых документов, схем, быстрый поиск информации о поставщиках и производителях. [5]

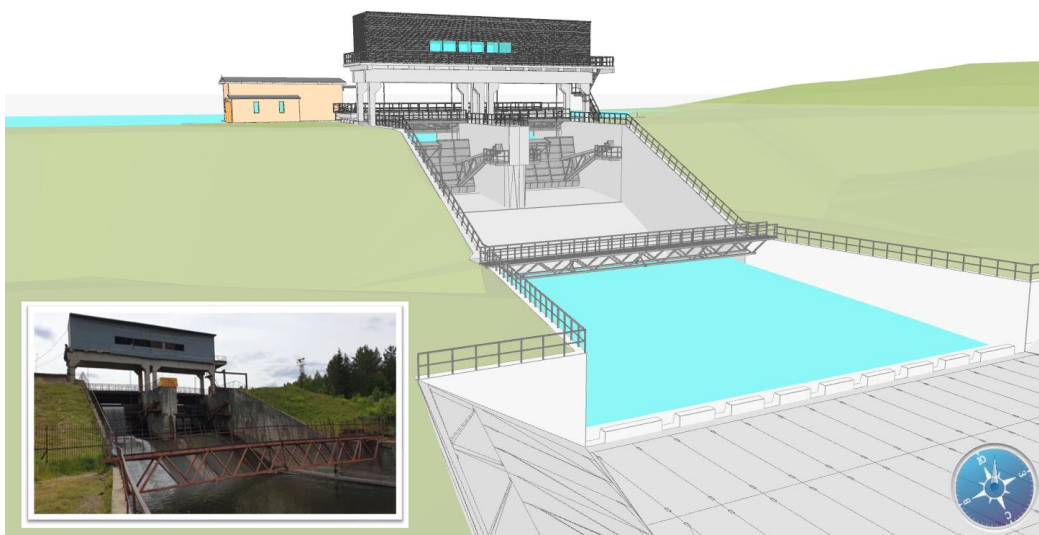


Рис.3 Проект реконструкции плотины Айского водохранилища в Челябинской области (рис. 1).

Перспективы дальнейшего развития технологий информационного моделирования и их применение в условиях эксплуатации и мониторинга ГЭС.

По данным «АНАЛИЗ ЗРЕЛОСТИ BIM-РЕШЕНИЙ КАК ИНСТРУМЕНТА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ЗДАНИЯ от 2020 г.» Этап эксплуатации имеет большие перспективы BIM в будущем. К сожалению, на данный момент упускаются возможности использования информационной модели на наиболее продолжительном этапе жизненного цикла, поскольку BIM-решения на 50–60 % удовлетворяет современной идее. [6, стр. 50]

При достижении достаточного уровня зрелости технологий и достаточного развития BIM решений для этапа жизненного цикла эксплуатации, можно будет осуществить:

1. Мониторинг состояния сооружений: BIM модель будет позволять в реальном времени отслеживать состояние гидротехнических сооружений, включая оборудование и конструкции. Это позволит оперативно выявлять неблагоприятные ситуации и предотвращать аварийные ситуации.

2. Лазерное сканирование для актуализации данных: Использование лазерного сканирования позволит обновлять данные в BIM модели, обеспечивая точную и актуальную информацию о состоянии сооружения. Это позволяет улучшить качество мониторинга и управления объектами.

3. Сравнение полученной 3D модели с BIM моделью: Сравнение полученной 3D модели с существующей BIM моделью позволяет выявлять расхождения и отклонения от действующего объекта. Это поможет оперативно корректировать данные и принимать необходимые меры для исправления недочетов и улучшения текущего состояния объекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современном мире цифровизация играет все более значительную роль в работе различных отраслей и сфер жизни, и с каждым годом охватывает все больший процент труда, что свидетельствует о растущей зависимости от цифровых технологий. В рамках цифровой трансформации страны, власти активно обращают внимание на внедрение современных технологий, в том числе информационного моделирования. BIM, являются не просто перспективными технологиями будущего, а уже текущей реальностью. С их помощью участники проектов могут создавать цифровую модель объекта, которая содержит всю необходимую информацию о здании или сооружении. Это позволяет не только лучше понимать проект, но и дает возможность оптимизировать процессы проектирования, строительства и эксплуатации в зависимости от уровня зрелости технологий.

Одним из преимуществ технологий информационного моделирования является возможность повышения безопасности на этапе эксплуатации объектов. Благодаря точной цифровой модели, специалисты могут проводить анализ рисков, определять проблемные зоны, принимать оперативные решения по предотвращению неблагоприятных ситуаций и обеспечению безопасной эксплуатации объектов.

Таким образом, цифровая трансформация, становится неотъемлемой частью развития различных отраслей и способствует повышению производительности и качества работ. Важно осознавать роль цифровизации в современном мире и активно внедрять современные технологии для достижения новых уровней эффективности и безопасности.

Список источников

1. Об установлении случая, при котором застройщиком, техническим заказчиком, лицом, обеспечивающим или осуществляющим подготовку обоснования инвестиций, и (или) лицом, ответственным за эксплуатацию объекта капитального строительства, обеспечиваются формирование и ведение информационной модели объекта капитального [Текст]: Постановление Правительства Российской Федерации от 05.03.2021, № 331 Собрание законодательства. – 2021. – С. 1823.
2. Рыбец Андрей ТИМ и его команда [Текст] / Рыбец Андрей // Вестник РусГидро. – 2024. – Выпуск № 1. – <https://www.vestnik-rushydro.ru/articles/1-yanvar-2024/nauka-i-tehnologii/tim-i-ego-komanda/> (дата обращения: 16.05.2024).
3. Белкин П.В., Степенко Н.В., Чубатов И.В. Опыт применения технологии BIM при проектировании ГЭС // ГидроТехника. – 2019. – №1 (54). – С. 21-23.

4. В Златоусте определили подрядчика ремонта плотины Айского водохранилища // Коммерсантъ. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5538351> (дата обращения: 16.05.2024).

5. Пять причин проектировать гидротехнические сооружения в BIM с использованием nanoCAD // Нанософт. URL: <https://nanocad.ru/press/technical-articles/pyat-prichin-proektirovat-gidrotekhnicheskie-sooruzheniya-v-bim-s-ispolzovaniem-nanocad/> (дата обращения: 16.05.2024).

6. Сунцов А.С., Симченко О.Л., Толкачев Ю.А., Чазов Е.Л., Самигуллина Д.Р. Анализ зрелости BIM-решений как инструмента обеспечения жизненного цикла здания // Construction and geotechnics. – 2020. – № 3. – С. 41.

УДК 627.8

Ю. И. Шишкина¹

Научный руководитель:

Т. С. Глущенко²

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

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

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТУРБИННОГО ВОДОВОДА ВОСЬМОГО ГИДРОАГРЕГАТА САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС

В данной статье проведена оценка напряженно-деформированного состояния турбинного водовода, на основе анализа влияния условий эксплуатации ГЭС.

Ключевые слова: *напряженно-деформированное состояние, зависимость параметров, натурные наблюдения, гидротехническое сооружение.*

Y. I. Shishkina¹

Scientific director:

T. S. Glushchenko²

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

Branch of PJSC RusHydro – Sayano-Shushenskaya HPP named after P. S. Neporozhniy²

ASSESSMENT OF THE STRESS-STRAIN STATE OF THE TURBINE WATER CONDUCT OF THE EIGHTH HYDRO UNIT OF THE SAYAN-SHUSHENSKAYA HPP

This article assesses the stress-strain state of a turbine water pipeline, based on an analysis of the influence of operating conditions of a hydroelectric power station.

Keywords: stress-strain state, dependence of parameters, field observations, hydraulic structure.

Неотъемлемой частью сооружений с повышенной степенью ответственности являются массивные железобетонные конструкции, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и отвечающие нормативным требованиям надежности и безопасности [1]. Примером таких конструкций в области строительства и эксплуатации ГЭС являются сталежелезобетонные турбинные водоводы.

Самыми известными и распространенными примерами проблемы НДС являются такие российские гидроэлектростанции, как Богучанская [2], Саяно-Шушенская [3] и Усть-Ильимская [4] ГЭС.

Для оценки параметров напряженно-деформированного состояния водоводов необходим комплекс мероприятий: натурные наблюдения, регулярные обследования, математическое моделирование и расчеты.

Турбинные водоводы СШГЭС вынесены на низовую грань арочно-гравитационной плотины, имеют внутреннюю несущую металлическую оболочку и защитную несущую железобетонную облицовку (рис. 1). По всей длине (241 м) водоводы имеют диаметр 7.5 м, за исключением компенсационного конусного участка, который находится у входа водоводов в здание ГЭС, где диаметр уменьшается с 7.5 м до 6.5 м, чтобы обеспечить возможность соединения водоводов со спиральной камерой.

Металлическая оболочка водовода сделана из листовой стали 09Г2 и 09Г2С с нормативным сопротивлением 300 МПа, на участке от нижнего колена до входа в спиральную камеру применена листовая сталь с нормативным сопротивлением 550 МПа. Железобетонная облицовка водовода имеет толщину 1.5 м и выполнена из бетона марки М250 ВР3100. Армокаркасы выполнены из арматуры периодического профиля: кольцевая диаметром 32-70

мм и продольная - диаметром 14-25 мм. Для кольцевой и продольной арматуры применялась сталь класса А-II с нормативным сопротивлением 300 МПа.

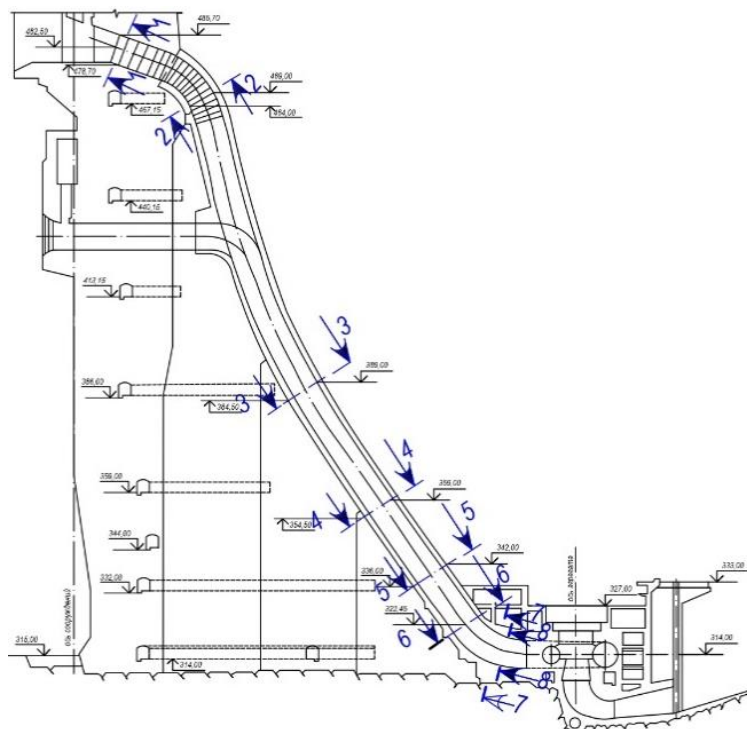


Рисунок 1 – Поперечный разрез по станционной части плотины СШГЭС

В водоводе 8 гидроагрегата контрольно-измерительная аппаратура размещена в восьми сечениях (рис. 1, 2): верхнее сечение 1-1 располагается в верхнем колене сопрягающимся с водоприемником (в пределах отн. 479-486 м), сечения 2-2, 3-3, 4-4, 5-5 – на прямолинейном участке водовода, нижнее сечение 6-6 (на отн. 322.4 м) – перед нижним коленом, устроенном на подходе трубопровода к анкерной опоре, сечения 7-7 и 8-8 – перед входом в спиральную камеру.

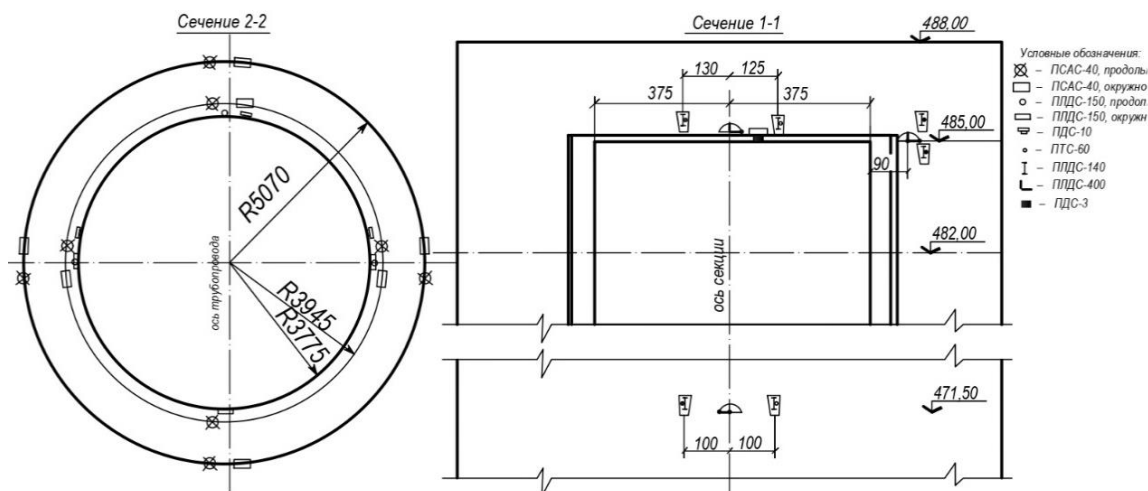


Рисунок 2 – Разрез по сечениям 1-1 и 2-2 с установленной КИА

В контролируемых сечениях установлены: ПСАС-40 – на арматуре внешнего и внутреннего арматурных колец в кольцевом и продольном направлении для измерения статических усилий в арматуре, ПЛДСН-150 и ПДС-30, 10 – на металлической оболочке, для измерений линейных деформаций и гидростатического давления воды. Датчики располагаются относительно оси водовода биссектрально в восьми направлениях. Во входном сечении 1-1 водовода, дополнительно установлены тензометры, объединенные в группы («розетки»), а также преобразователи температуры с целью определения напряжений в бетоне.

В эксплуатационный период НДС турбинного водовода носит циклический характер, напряжения в нем определяется [4]:

- гидростатической нагрузкой от УВБ;
- сезонным изменением температуры наружного воздуха и воды в водоводе;
- гидродинамическим воздействием от работы ГА;
- НДС низовой грани плотины.

На СШГЭС годовичное регулирование стока реки, а уровень верхнего бьефа изменяется от отметки 500 м (УМО) до отметки 539 м (НПУ). Сработка водохранилища до УМО происходит в период с ноября по последнюю декаду апреля, а наполнение до нормального подпорного уровня – не раньше сентября. Внутреннее давление воды в водоводе, обусловленное гидростатической нагрузкой, воспринимается, в основном, металлической оболочкой и окружной арматурой железобетонной облицовки, при осушении водовода, гидростатическая нагрузка перестает действовать на стенки водовода, а кольцевые напряжения резко уменьшаются.

По данным наблюдений, с 2013 по 2024 года, среднесуточная температура наружного воздуха изменялась от -31.1 °С до 30.2 °С, в водоводе от 1.9 °С до 14.9 °С. Температурные воздействия наружного воздуха оказывают свое действие только на открытые участки водовода (сечения 1-1, 2-2, 3-3, 4-4, 5-5, расположенного на низовой грани плотины, закрытый участок (сечение 6-6, 7-7, 8-8) водовода подвержены стабильной внутренней температуре в здании ГЭС.

Рассмотрим на примере сечения 5-5, изменение НДС по данным дистанционной КИА турбинного водовода ГА. 8. На рисунке 3 показаны изменения напряжений во внешнем и внутреннем армокаркасах водовода. Показания датчиков, используемые при анализе, являются достоверными, по итогам диагностического обследования закладных струнных преобразователей по аттестованной методике, основанной на разработках Красноярского филиала ВНИИГ имени Б. Е. Веденеева.

На рисунке 3 видно, что продольные напряжения турбинного водовода снижаются при уменьшении уровня воды в верхнем бьефе и увеличиваются при повышении уровня воды. Также при наполнении водохранилища

происходит наклон плотины в сторону нижнего бьефа, в связи с чем возникают дополнительные сжимающие напряжения. В основном продольные напряжения во внешнем и внутреннем кольце сжимающие, за исключением нижней его точки сечения 5-5, где в период с января по июль наблюдаются растягивающие напряжения. Такие изменения являются постоянными и сформировались в строительный период в течении четырех месяцев после установки датчика

Кольцевые напряжения изменяются во внутреннем кольце в основном от внутреннего давления воды, а во внешнем кольце от наружного воздуха (рис.3).

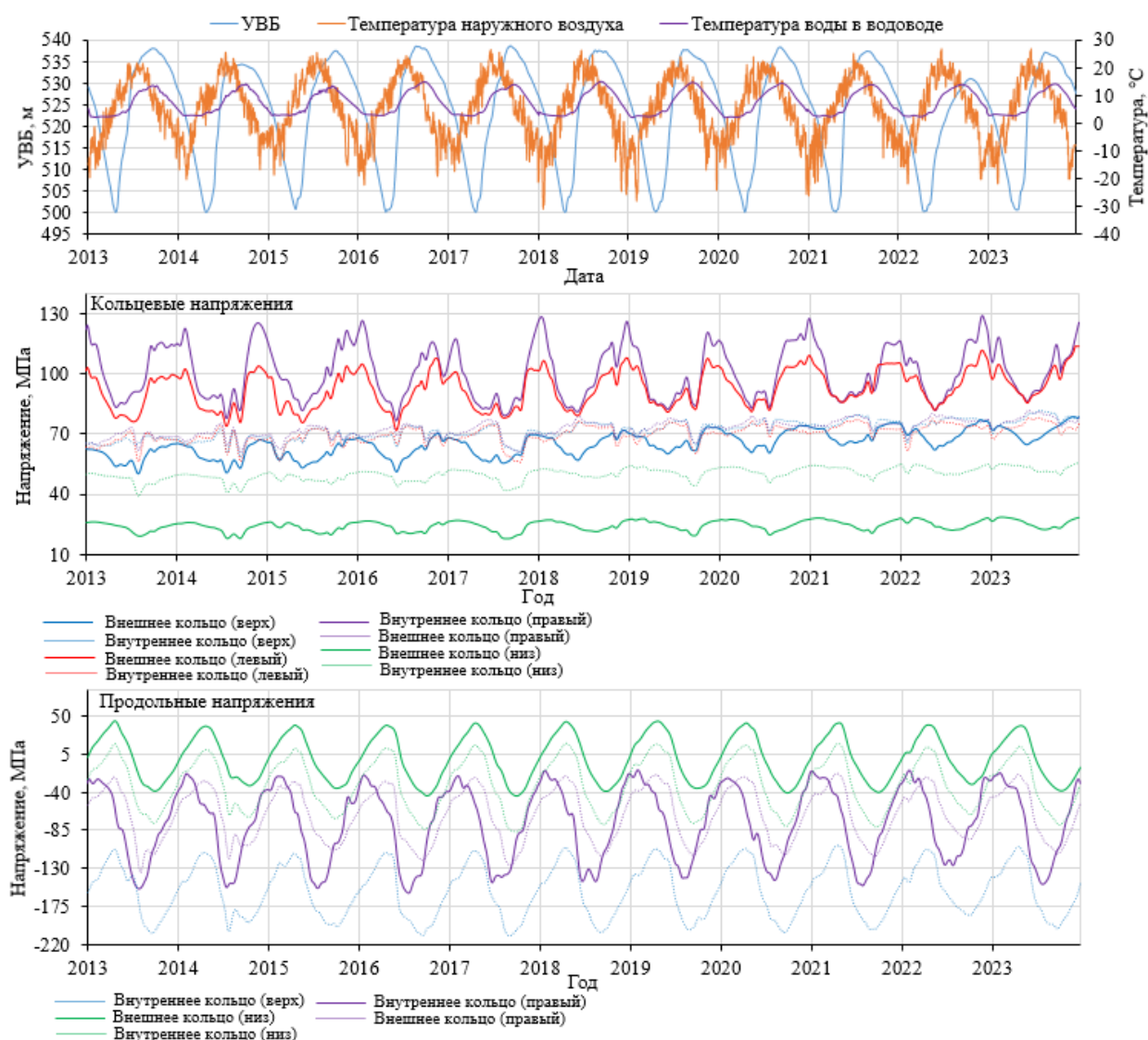


Рисунок 3 – Изменение УВБ, температур наружного воздуха и воды в водоводе; НДС турбинного водовода ГА8 в сечении 5-5

Отмечается асимметричность в распределении кольцевых напряжений от гидростатики, напряжения со свободной внешней стороны водовода (верхняя точка) в значительной степени превосходят напряжения в точке со стороны низовой грани плотины (нижняя точка), находящейся в зоне влияния заделки.

Максимальные значения продольных и кольцевых напряжений представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Максимальные продольные и кольцевые напряжения в сечениях

Сечение	2-2	3-3	4-4	5-5	6-6	7-7	8-8
Напряжения продольные, МПа	194	204	288	209	293	43	59
Напряжения кольцевые, МПа	168	142	146	129	77	58	108

Из таблицы видно, что изменения напряжений внешнего и внутреннего армокаркасов водовода ГА8 во всех сечениях не превышают предельных напряжений.

Для наглядности, построим эпюру кольцевых напряжений во внутреннем и внешнем кольце водовода сечения 5-5 (рис. 4).

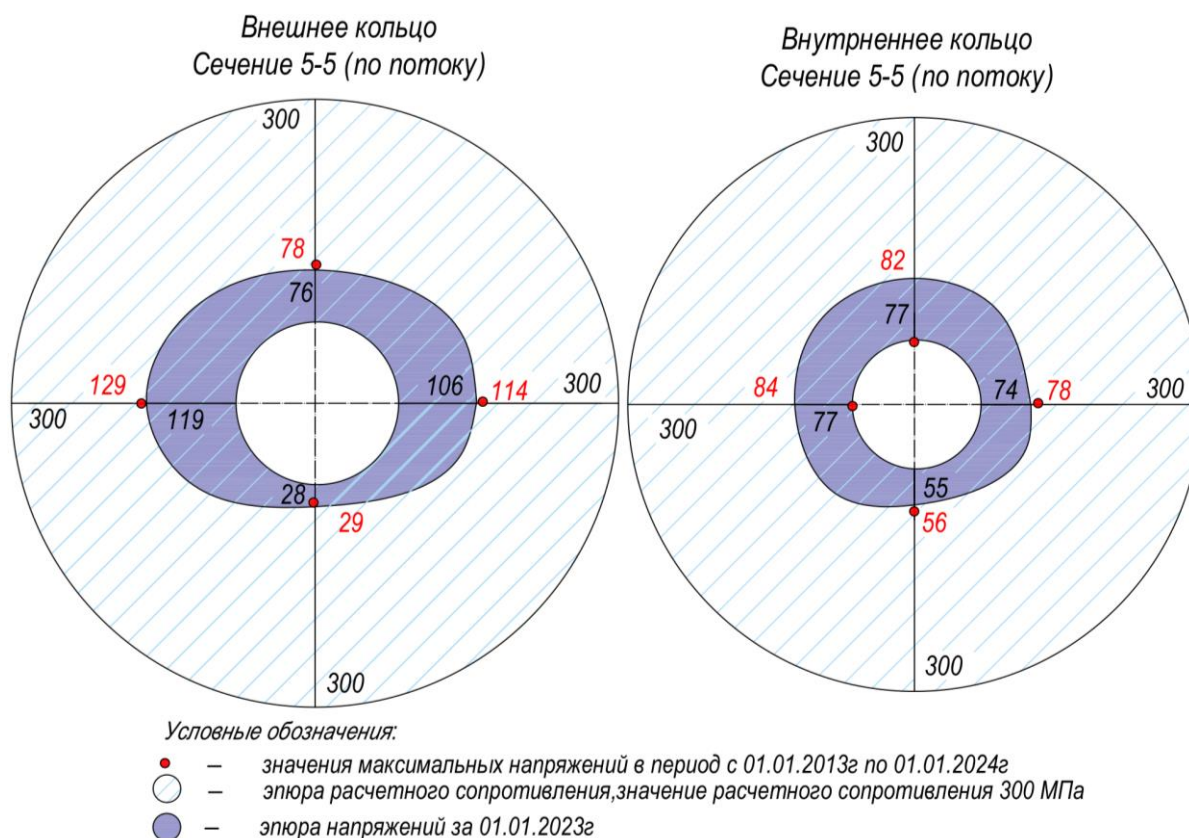


Рисунок 4 – Эпюра кольцевых напряжений во внутреннем и внешнем кольцах сечения 5-5 турбинного водовода ГА 8

На рисунке 4, в рассматриваемых сечениях, напряжения распределены следующим образом: их наиболее высокий уровень отмечается в “правой” точке сечения, на эпюре наоборот в левой части, а наиболее низкий уровень – в “нижней” точке, на эпюре в правой части.

Выводы:

Во внешнем армокаркасе железобетонной облицовке преобладает температурная составляющая. Сезонное влияние изменений напора сказывается на напряжениях внутреннего армокаркаса. Армокаркас в продольном направлении, в основном, находится в сжатом состоянии, а в кольцевом направлении - в растянутом.

Наибольшие значения напряжений в водоводе ГА8 в рассматриваемых сечениях, находящихся до температурного шва, не превышают предела прочности стальной облицовки и армирующих поясов железобетонной облицовки.

Список источников

1. СП 63.13330.2018 Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения : дата введения 2019-06-20. – Текст : электронный // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консоциума «Кодекс» : [сайт]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/554403082> (дата обращения: 15.04.2024).
2. Расчеты напряженно-деформированного состояния бетонной плотины Богучанской ГЭС с применением разных моделей бетона и скального основания / Ляпичев Ю.П., Захаров Р.А. // Вестник Российского университета дружбы народов. – 2010. – № 2. – С. 87-96.
3. Напряженно-деформированное состояние турбинных водоводов высоконапорных гидроузлов: специальность 05.23.07 – Гидротехническое строительство: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кузнецова Ю. А. – Новосибирск, 2010. – 141 с.
4. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные: дата введения 2019-06-20. – Текст : электронный // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консоциума «Кодекс» : [сайт]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200093819> (дата обращения: 15.04.2024).

П. Д. Викулова¹

Научный руководитель:

Е. Ю. Затеева¹ канд. техн. наук

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

МАЛАЯ ГЭС ДЛЯ ОТДАЛЁННОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ ТЫВА

Республика Тыва обладает уникальным природно-ресурсным потенциалом, помимо богатых полезных ископаемых, значителен запас энергии рек, а также поток солнечной энергии. В связи с низкой плотностью населения на территории республики, особенно в децентрализованных районах, вариант прокладки линии электропередач (ЛЭП) является дорогостоящим. Ближайший населенный пункт с централизованным энергоснабжением (п. Ырбан после 2025 года) находится на расстоянии 20 км, по дорожному сообщению, и 40 км, по наикратчайшему расстоянию на карте. Учитывая высокую загруженность электросетей, сложность рельефа, а также строительство в данном регионе, стоимость возведения ЛЭП 35 кВ будет лежать в диапазоне от 300 до 450 млн руб., с учётом территориального коэффициента.

Замена ДЭС солнечными батареями, как реально альтернатива, не рассматривалась. Не смотря на высокую плотность тепловой солнечной энергии в Республике Тыва, существуют проблемы её использования. Во-первых, доступности половой солнечной энергии в необходимом объёме будет только в летний период. Во-вторых, для обеспечения электроэнергии 300-500 кВт (то есть одного населённого пункта) потребуется значительная площадь равнинных земель приблизительно 1500-2000 м². В-третьих, стоимость солнечной батареи варьируется от 90 до 160 тыс. руб. за 1 кВт пиковая мощность, то есть для обеспечения электроэнергии одного населённого пункта, потребуется более 110 млн. руб. капиталовложений, с учётом доставки и ввода в эксплуатацию.

Установка ветрогенераторов в данном районе является неразумным решением. средняя скорость ветра в Тыве на высоте 10 м составляет 3,2 м/с, что сопоставимо с показателями Центральной России. Данный показатель является слишком низким даже для включения ВЭС в системы, комбинированная энергетики электроэнергии (например, ветра-дизельные).

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что ГЭС малой мощности является единственным возможным вариантом замены ДЭС.

Ключевые слова: *малая гидроэнергетика, малые ГЭС, гидроэлектростанции в отдаленных районах, дизельные электростанции, солнечные панели.*

P. D. Vikulova¹

Scientific supervisor:

E. Y. Zateeva¹ Candidate of Technical Sciences

Sayano-Shushenskiy branch Siberian Federal University¹

SMALL HYDROELECTRIC POWER STATION FOR A REMOTE AREA OF THE REPUBLIC OF TYVA

The Republic of Tyva has a unique natural resource potential, in addition to rich minerals, a significant reserve of river energy, as well as the flow of solar energy. Due to the low population density on the territory of the republic, especially in decentralized areas, the option of laying a power line (transmission line) is expensive. The nearest locality with a centralized energy supply (the village of Yrban after 2025) is located at a distance of 20 km, according to the road connection, and 40 km, according to the shortest distance on the map. Given the high load on the power grid, the complexity of the terrain, as well as construction in this region, the cost of constructing a 35 kV transmission line will range from 300 to 450 million rubles, taking into account the territorial coefficient.

The replacement of DES with solar panels, as a real alternative, was not considered. Despite the high density of thermal solar energy in the Republic of Tyva, there are problems with its use. Firstly, the availability of sexual solar energy in the required volume will be only in the summer. Secondly, to provide electricity of 300-500 kW (that is, one settlement), a significant area of flat land of approximately 1500-2000 m² will be required. Thirdly, the cost of a solar battery varies from 90 to 160 thousand rubles. for 1 kW of peak power, that is, to provide electricity to one locality, more than 110 million rubles of capital investment will be required, taking into account delivery and commissioning.

Installing wind turbines in this area is an unwise decision. The average wind speed in Tyva at an altitude of 10 m is 3.2 m/s, which is comparable to the indicators of Central Russia. This indicator is too low even for the inclusion of wind farms in combined power generation systems (for example, wind-diesel).

Based on the above, it can be concluded that a low-power hydroelectric power plant is the only possible option for replacing a DES.

Keywords: *small hydropower, small hydroelectric power plants, hydroelectric power plants in remote areas, diesel power plants, solar panels.*

Выбранный район строительства село Сыстыг-Хем располагается в таежной зоне на высоте 2015 м над уровнем моря в республике Тува, на берегу реки Сыстыг-Хем, которая впадает в Малый Енисей. Длина реки - 150 км. Площадь её водосборного бассейна - 4450 км². Питание снеговое и дождевое.

В целом климат резко континентальный, умеренно влажный. Зима исключительно холодная и безветренная. Минимальная температура в январе может достигать -40°C . Самая холодная температура пятидневки -48°C . Средняя месячная температура января по многолетним данным метеостанции Тоора-Хем, характеризующей низкогорные ландшафты котловины, равна $-28,4^{\circ}\text{C}$. Лето прохладное, среднемесячная температура июля равна 17°C . Среднегодовая температура воздуха составляет $-5,5^{\circ}\text{C}$, нередко летние заморозки, средняя продолжительность безморозного периода всего 52 дня, почвы промерзают на глубину до 2-3,5 м.

Климат резко континентальный. Лето умеренно теплое (в июле $+14^{\circ}\text{C}$), зима холодная (в январе -27°C).

Основание русла реки в фильтрационном отношении является прочным.

Территория Алтае-Саянской горной страны относится к областям повышенной тектонической активности. Она характеризуется частыми землетрясениями различной силы. Наибольшей активностью характеризуются центральная и восточная части области, включающие крайние западные и восточные районы Тувы. Исходная сейсмичность района, по данным исследований института Физики Земли АН СССР, составляет 7 баллов.

Расчетная сейсмичность, согласно требованиям, СНиП II-А. 12-69 установлена:

- для основных гидротехнических сооружений – 7 баллов;
- для подсобно-вспомогательных сооружений, в зависимости от их типа и конкретных инженерно-геологических условий площадок – от 6 до 8 баллов.

Вычисление и построение кривых обеспеченности для максимальных расходов данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Вычисление теоретической кривой обеспеченности средних годовых расходов воды

p, %	0,01	0,1	0,5	1	2	3	5	10	20	25	30
Φ	6,18	4,67	3,58	3,09	2,58	2,28	1,89	1,34	0,74	0,54	0,36
$M_s = \Phi C_v$	3,40	2,57	1,97	1,70	1,42	1,25	1,04	0,74	0,41	0,30	0,20
$K_s = M_s + 1$	4,40	3,57	2,97	2,70	2,42	2,25	2,04	1,74	1,41	1,30	1,20
$Q = K_s Q_{cp}$	105,0	85,2	70,9	64,5	57,8	53,8	48,7	41,5	33,6	31,0	28,6
p, %	40	50	60	70	75	80	90	95	97	99	99,9
Φ	0,07	-0,18	-0,41	-0,62	-0,74	-0,85	-1,1	-1,28	-1,38	-1,52	-1,68
$M_s = \Phi C_v$	0,04	-0,10	-0,23	-0,34	-0,41	-0,47	-0,61	-0,70	-0,76	-0,84	-0,92
$K_s = M_s + 1$	1,04	0,90	0,77	0,66	0,59	0,53	0,40	0,30	0,24	0,16	0,08
$Q = K_s Q_{cp}$	24,8	21,5	18,5	15,7	14,2	12,7	9,4	7,1	5,8	3,9	1,8

Откладывая по оси ординат значения расходов Q из таблицы 1, а по оси абсцисс соответствующие проценты обеспеченности, получим точки, по которым и построим теоретическую кривую обеспеченности расходов рисунок 1.

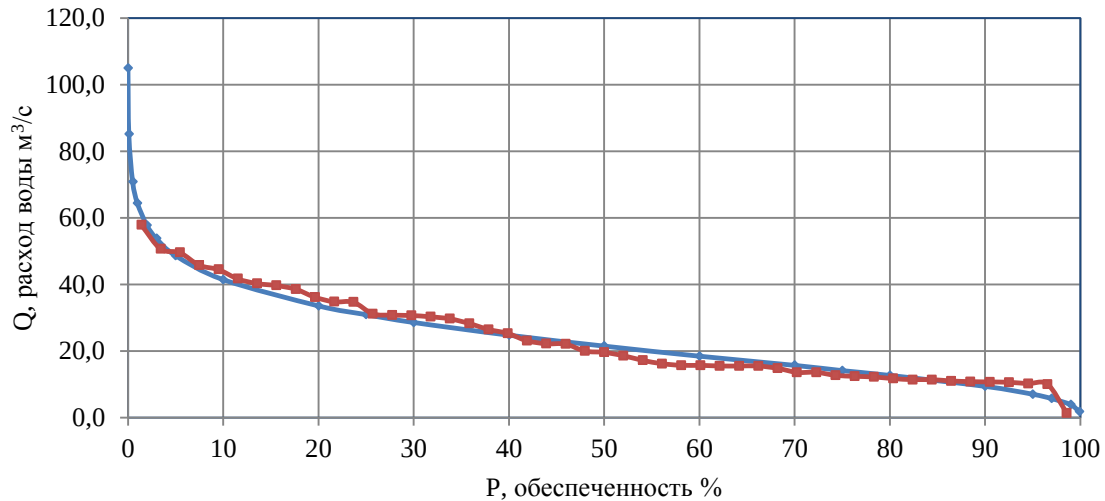


Рисунок 1 – Теоретическая кривая обеспеченности для средневодного года

В соответствие с СП 58.13330.2019 для гидротехнических сооружений IV класса капитальности ежегодные вероятности превышения (обеспеченности) максимальных расходов воды следует принимать: 5,0 % – для основного расчетного случая и 1,0 % – для поверочного расчетного случая.

По таблице 1 находим, что $Q_{5\%} = 48,7 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{1\%} = 64,5 \text{ м}^3/\text{с}$.

Далее построим зависимость отметки нижнего бьефа от расхода.

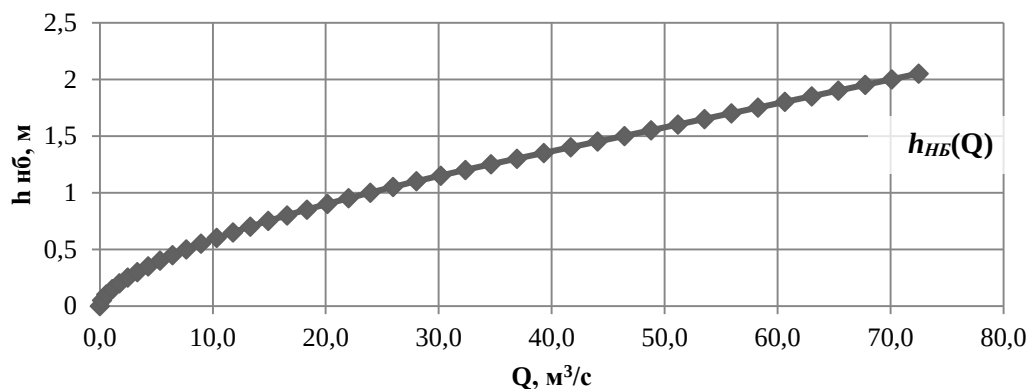


Рисунок 2 – Зависимость $h_{нб} = f(Q)$

Малая ГЭС проектируется под имеющееся и разработанное оборудование. Оборудование, в свою очередь, выбирается под необходимую мощность для энергоснабжения данного объекта. Данная ГЭС проектируется

для обеспечения электрической нагрузки населенного пункта Сыстыг-Хем, с максимальным энергопотреблением в зимний период около 450 кВт/ч, в летний период – 370 кВт/ч.

Проанализировав гидрологический расчет, геологию и рельеф местности, принимаем решение, для обеспечения необходимой мощности, использовать гидроузел с комбинированной схемой (плотинно-деривационная). В русле реки будет стоять плотина для увеличения полезной емкости водохранилища и глубины сработки, и использоваться падение реки ниже плотины. В теле плотины устанавливается водоприемник, и вода отправляется по деривационному водоводу к зданию ГЭС.

Максимальный уровень воды в верхнем бьефе будет определяться высотой подпорного сооружения. Выше по течению не находится ни населенных пунктов, ни производственных объектов, и повышение уровня воды не приведет к негативным последствиям.

Предполагается установка двух «мини-гидроагрегатов» для автономной работы с целью электроснабжения села Сыстыг-Хем.

Большим плюсом МГЭС является ее небольшая стоимость и относительная простота строительства. Для обеспечения этих условий, рекомендуется устанавливать ГЭС как можно ближе к нагрузке, для уменьшения затрат на строительство водоподводящих конструкций и электросети.

По плану местности определяем наиболее подходящий участок для строительства плотины.

Выбрали место с максимальным сужением русла реки – 50 м, на высоких скалистых берегах до 10 м от уровня воды, в 1800 м от населенного пункта.

В двухстах метрах от этого места, сильный перепад уровней с уклоном 20 м на длину 200 м, что обеспечит напор для деривационной части.

Из уравнения мощности $N = K \cdot Q \cdot H$, зная Q , K и N , определим необходимый нам напор. Если напор будет соответствовать данным условиям рельефа, при среднемеженном расходе, $Q_{\text{ср.меж } P=50\%}$, то это позволит не регулировать водохранилище, что сильно упростит работу станции, и как следствие затраты на обслуживание.

$$N = K \cdot Q_{\text{ср.год } P=50\%} \cdot H, \quad (1)$$

$$H = \frac{N}{K \cdot Q_{\text{ср.год } P=50\%}} = 20 \text{ м.} \quad (2)$$

Полученный напор можно реализовать, используя деривационную схему при перепаде 20 м. Целесообразно возвести подпорное сооружение с целью образования водохранилища для поддержания необходимого напора.

Условия рельефа позволяют возвести плотину высотой 10 м и установив водозабор башенного типа с высотой водозабора – 2 м от основания. Увеличив напор, тем самым можно уменьшить расход, сохранив мощность. Выбираем для расчета $H=25$ м, как среднюю величину от колебания уровня воды в водохранилище.

$$Q_{\text{ср.год}P=50\%} = \frac{N}{K \cdot H} = \frac{450}{8 \cdot 25} = 2 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3)$$

Далее подбираем турбину. В настоящее время в России функционируют фирмы и предприятия, специализирующиеся на проектировании, изготовлении и поставке энергетического оборудования для микро, мини и малых ГЭС. Воспользуемся опытом одной из них. ЗАО «МНТО ИНСЭТ» разрабатывает и изготавливает уже более 15 лет агрегаты для МГЭС с осевыми, пропеллерными, диагональными, радиально-осевыми и ковшовыми турбинами. Такой широкий спектр типоразмеров оборудования позволяет использовать его в диапазоне напоров от 1,5 м до 400 м и расходов от 0,15 м³/с до 9,2 м³/с (рисунок 3). Все агрегаты снабжаются генераторами и системами регулирования.

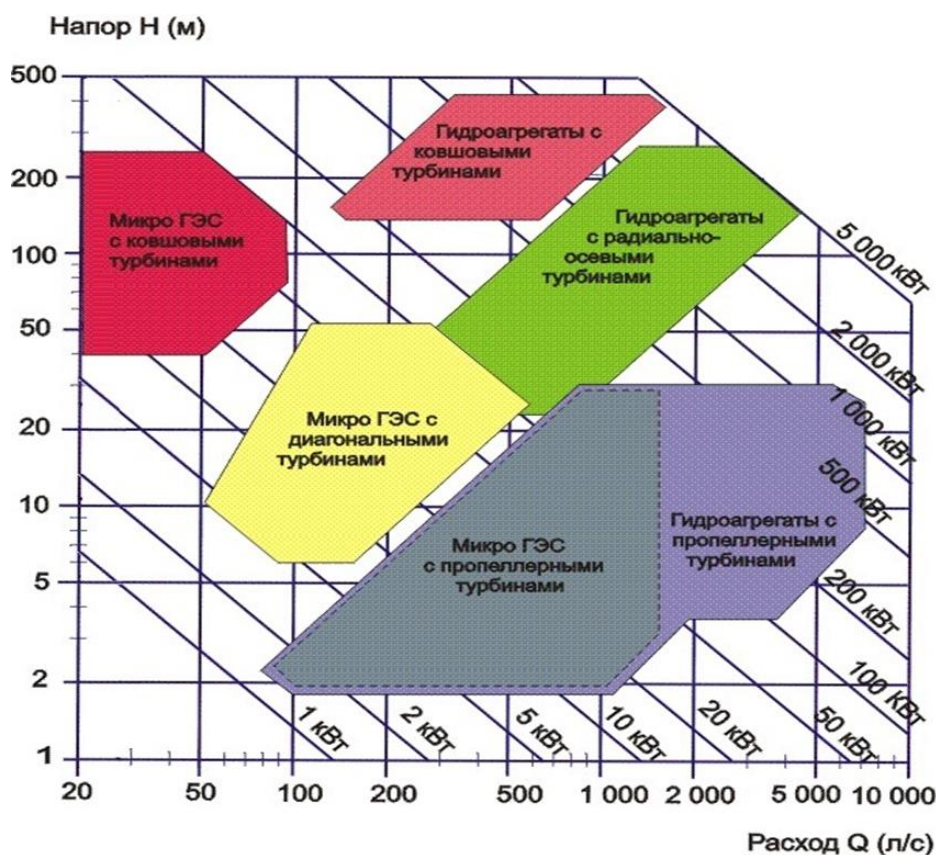


Рисунок 3 – Зоны работы ЗАО «МНТО ИНСЭТ»

$УНБ_{min}=0,5$ м;

$УНБ_{max}=1,3$ м;

$УВБ_{min}=22$ м;

$УВБ_{max}=29$ м.

Ограничение по $H_{max}=27,7$; $H_{min}=21,5$.

Вследствие переписки с ЗАО «МНТО ИНСЭТ», для МГЭС из разработанного типоразмерного ряда был предложен Гидроагрегат ПР30 - Г-46 с пропеллерной турбиной.

Далее планируется запроектировать плотину с поверхностным водосливом, посчитать экономический и экологический эффект от строительства МГЭС на реке Сысттыг-Хем.

Выводы:

В республике Тыва насчитывается 12 населенных пунктов, которые из-за значительной удаленности и малых объемов электропотребления не охвачены централизованным электроснабжением и получают энергию от дизельных электростанций небольшой мощности (150-500 кВт). Высокая себестоимость производства электроэнергии (от 10 до 15 руб./кВт·ч), трудности с доставкой топлива, частые аварии на ДЭС, ежегодные субсидии в размере более 150 млн. руб. и другие неблагоприятные факторы, ставят вопрос о поиске альтернативного источника электроэнергии.

Реальной альтернативой ДЭС является мини ГЭС. В работе были посчитаны и другие варианты, такие как возможность прокладки ЛЭП, установка солнечной электростанции и ветряной электростанции, но все эти варианты либо требуют значительных капиталовложений (более 150 млн. руб.), либо не применимы по техническим причинам (отсутствие необходимой энергии ветра, недостаточность солнечной энергии в зимний период).

Проблемы в области нормативно-технической документации для ГЭС мощностью менее 1 МВт, отсутствие законодательной базы, а также затруднения в получении необходимых средств на строительство мини ГЭС из Федерального и регионального бюджета это те ключевые моменты, которые требуют рассмотрения на государственном уровне.

Список источников

1. НПО ЦКТИ. РусГидро изучит возможности замены более современными источниками генерации дизельных электростанций в Туве [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ckti.ru/smi/2408-rusgidro-izuchit-vozmozhnosti-zameny-bolee-sovremennymi-istochnikami-generacii-dizelnyx-yelektrostantsij-v-tuve.html> (дата обращения: 13.04.2024).
2. СТО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ. – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС». – 62 с.

3. Коновалова, А.Е. Малая гидроэнергетика: проблемы, трудности и пути их преодоления / А.Е. Коновалова // Труды Кольского научного центра РАН. – 2013. – № 15. – С. 64-75.
4. Постановление Правительства РФ № 1607 «Об утверждении критериев классификации гидротехнических сооружений» от 5 октября 2020 г. № 1607 // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2020.
5. СП 58.13330.2019 «Гидротехнические сооружения» от 17 июня 2020 г. С изменениями от 20 октября 2023 г. // Собрание законодательства Российской Федерации. – 1998.
6. Федеральный закон № 117 «О безопасности гидротехнических сооружений» от 11 июня 2021 г. № 117 // Собрание законодательства Российской Федерации. – 1997.
7. СТО-01.01.135-2022 «Методика обследований площадок МГЭС» приложение 1 к приказу ПАО «РусГидро» от 29.04.2022 г. № 328 // Издание официальное. – Москва. – 2022. – 134 с.
8. СТО-01.01.136-2022 «Методика разработки ВПД» приложение 2 к приказу ПАО «РусГидро» от 29.04.2022 г. № 328 // Издание официальное. – Москва. – 2022. – 96 с.

УДК 627.8.059

В. Н. Егоров¹

Научный руководитель:

Е. Ю. Затева¹ канд. техн. наук

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

ВЫБОР СЦЕНАРИЕВ И ОЦЕНКА РИСКОВ АВАРИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ДЕКЛАРАЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ КРУПНЫХ БЕТОННЫХ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

Одной из ключевых проблем промышленной безопасности является анализ и оценка опасностей возможных аварий на опасных объектах техносферы. Возможность применения метода анализа риска требует создания единых методологических подходов, которые учитывали бы в себе специфику опасных производственных объектов и нормативных требований в области экологической, пожарной, промышленной безопасности защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций.

Для выбора адекватных мер по предупреждению и возникновению аварий на гидроэлектростанциях необходима научно-методическая база и

количественная оценка риска их появления. В связи с этим, особо актуальной становится разработка аналитических методов анализа и оценка рисков с целью повышения уровня безопасности и снижения вредного воздействия на окружающую среду поражающих факторов аварий на ГЭС.

Для крупных бетонных гидротехнических сооружений, к которым относятся Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного, выбор и оценка рисков аварий является актуальной темой для исследования.

Ключевые слова: *сценарии аварии, гидротехническое сооружение, оценка риска, оценка опасности, оценка уязвимости.*

V. N. Egorov¹

Scientific supervisor:

E. Y. Zateeva¹ Candidate of Technical Sciences

Sayano-Shushenskiy branch Siberian Federal University¹

SCENARIO SELECTION AND ACCIDENT RISK ASSESSMENT IN THE DEVELOPMENT OF A SAFETY DECLARATION FOR LARGE CONCRETE HYDRAULIC STRUCTURES

One of the key problems of industrial safety is the analysis and assessment of the hazards of possible accidents at hazardous facilities in the technosphere. The possibility of using the risk analysis method requires the creation of unified methodological approaches that would take into account the specifics of hazardous production facilities and regulatory requirements in the field of environmental, fire, industrial safety, protection of the population and territories from emergency situations.

In order to select adequate measures to prevent and cause accidents at a hydroelectric power plant, a scientific and methodological basis and a quantitative assessment of the risk of their occurrence are necessary. In this regard, the development of analytical methods for analyzing and assessing risks in order to increase the level of safety and reduce the harmful effects on the environment of damaging factors of accidents at hydroelectric power plants becomes particularly relevant.

For large concrete hydraulic structures, which include the Sayano-Shushenskaya HPP named after P. S. Neporozhny, the selection and assessment of accident risks is an urgent topic for research.

Keywords: *accident scenarios, hydraulic engineering structure, risk assessment, hazard assessment, vulnerability assessment.*

1 Статистические данные на основе опыта эксплуатации

Опыт эксплуатации гидротехнических сооружений показывает, что хоть бетонные плотины являются высоконадёжными сооружениями, но не стоит вычеркивать возможность серьёзных аварий.

Среди непосредственных причин аварий на бетонных ГТС выделяют:

- сейсмические воздействия, выше расчётных значений;
- трещинообразование;
- действие паводков, также и превышающие расчётные значения, недостаточная пропускная способность водопропускных сооружений при расчётных паводках и связанные с этим переливы воды через гребень подпорных сооружений;

- потеря устойчивости системы «сооружение-основание»;
- деформация конструкций, конструктивных элементов, оснований;
- потеря прочности системы «сооружение-основание»;
- особые причины, такие как ошибки эксплуатационного персонала.

В целом, исходные причины аварий на ГТС, в том числе и бетонных, могут быть чрезвычайно разнообразными. Анализ опыта эксплуатации показывает, что аварии на гидротехнических сооружениях являлись, как правило, неблагоприятными сочетаниями различных причин, которые можно разделить на четыре основные группы:

1) Стихийные события тип катастрофических наводнений, землетрясений, ураганов, ливней, горных обвалов или оползней и т.п.

2) Потенциально опасные сочетания расчётных природных и/или эксплуатационных нагрузок и воздействий, часто длительных. Среди таких сочетаний выделяют сочетания природных и/или эксплуатационных воздействий с различными нарушениями и неисправностями, включая изменения условий эксплуатации, либо строительства, антропогенные воздействия на водосброс и на русло реки, повреждения ГТС и отдельных их конструктивных элементов, не ликвидированные своевременно и в установленном порядке.

3) Недостаточная прочность, устойчивость и долговечность сооружений, конструкций, оснований и их элементов, в том числе и из-за ухудшения физико-механических свойств бетона, арматурной стали и грунтов оснований во времени; события, явления и процессы, объективно связанные со строительством и эксплуатацией ГТС, вызывающие временные и длительные, обратимые и необратимые изменения, ведущие к износу сооружений, оснований и их элементов, накоплению повреждений, потере прочности, устойчивости и долговечности конструкций гидросооружений.

4) Различного рода причины, имеющие преимущественно субъективный характер происхождения: недостаточное научное обоснование проекта; ошибки в расчётах, допущенные при изысканиях, проектировании и расчётах, строительстве и эксплуатации: не качественное выполнение работ,

недостаточный контроль за строящимся и эксплуатируемым сооружением; отсутствие своевременных ремонтов; несоблюдение правил эксплуатации и использование неквалифицированного персонала.

Также, хотелось отметить, что в связи с военным положением в России и проводимыми специальными военными операциями на Украине, произошёл высокий рост угрозы терроризма, угроза использования ракетных установок, для поражения важных стратегических объектов.

2 Сценарии возможных аварий и повреждений ГТС в результате воздействия каждого источника опасности в отдельности и одновременно нескольких источников опасности

Вероятность аварий на ГТС имеет тенденцию роста, особенно после их эксплуатации более 40-50 лет.

На основе анализа сценариев аварий предыдущих деклараций безопасности и аварий на бетонных ГТС, были разработаны следующие сценарии аварий и повреждений СШГЭС:

1. Неблагоприятное сочетание факторов, требующее производить повышенный сброс воды в нижний бьеф:
2. Разрыв водовода.
3. Оползень в водохранилище с переливом воды через гребень.

3 Оценка степени риска

Для оценки степени риска возникновения аварии, необходимой для определения суммы страхового тарифа, использован метод интегральной оценки степени опасности аварии и степени уязвимости ГТС.

Оценка произведена в соответствии с требованиями «Методических рекомендаций по оценке риска аварий гидротехнических сооружений водохранилищ и накопителей промышленных отходов», на основании экспертного анализа степени опасности аварии и степени уязвимости сооружений. Степень риска аварии оценена по принципу пересечения этих событий и количественно выражена коэффициентом риска аварии $R_a = X \cdot V_y$.

Состояние ГТС характеризуют три группы факторов:

1. Влияние окружающей среды, природных процессов.
2. Конструктивные особенности и фактическое состояние сооружений.
3. Размер вероятного вреда в случае возникновения аварии.

Оценка риска основана на результатах контроля и анализа факторов безопасности, наиболее существенных для данного сооружения, и условий его эксплуатации. Факторы безопасности – количественные и качественные характеристики состояния сооружения, природных воздействий и ожидаемого ущерба от аварии или разрушения ГТС. Оценка суммарного риска – комплексная характеристика, позволяющая произвести сравнительный анализ ситуации с позиций возможных потерь для рассматриваемых объектов.

3.1 Интегральная оценка риска аварий ГТС

Опасность аварии гидротехнического сооружения определяют следующие показатели: опасность превышения принятых при обосновании конструкции сооружения природных нагрузок и воздействий; обоснованность и соответствие проектных решений современным нормативным требованиям; соответствие проекту конструкции, свойств материалов сооружения и его основания, условий эксплуатации; возможные последствия и размер вероятного вреда в случае возникновения аварии на ГТС. Интегральная количественная оценка опасности напорного фронта ГТС водохранилищ и накопителей промышленных отходов, включая размер вероятного вреда при аварии и образовании волны прорыва, характеризуется коэффициентом опасности X , который представляет собой долю (вероятность) от наиболее неблагоприятной обстановки (сочетания показателей опасности) на объекте. При наиболее неблагоприятном сочетании уровней показателей опасности $X=1$, в остальных случаях коэффициент опасности находится в пределах $0 < X < 1$.

Коэффициент опасности рассчитывается по формуле:

$$\lambda = \sum_{i=1}^4 \delta_i \cdot a_i \cdot \lambda_0, \quad (1)$$

где δ_i – коэффициент значимости i -го показателя опасности,

a_i – значение кода i -го показателя опасности,

λ_0 – нормирующий множитель.

Таблица 1 – Оценка опасности аварии Саяно-Шушенской ГЭС, сценарий аварии № 1, неблагоприятное сочетание факторов, требующее производить повышенный сброс воды в нижний бьеф

Факторы и отличительные признаки, по которым установлена степень опасности	Степень опасности	Код
Опасность превышения природных нагрузок и воздействий (показатель № 1)		
Данные натурных наблюдений за период эксплуатации ГТС – опасное превышение природных воздействий, превышение расчетных расходов через водосбросные сооружения Причиной повышения уровня воды, может быть из-за ухудшений погодных условий, сильные ливни, которые могут вызвать дождевой паводок, обильное снеготаяние также может быть причиной повышения уровня воды в водохранилище, что требует повышенный сброс воды в нижний бьеф	Большая	3

Соответствие проектных решений современным нормативным требованиям (показатель № 2)		
Грубые ошибки в гидравлических расчетах водосбросных сооружений	Большая	3
Соответствие проекту конструкции и условий эксплуатации (показатель № 3)		
Несоответствие проекту водного баланса водохранилища, требующее производить повышенный сброс воды в нижний бьеф	Среднее	2
Возможные последствия аварии (показатель № 4)		
Подтопление территорий в нижнем бьефе СШГЭС, повреждение конструктивных элементов плотины. Количество пострадавших людей и людей, у которых будут нарушены условия жизнедеятельности; зона распространения поражающих факторов и возможный размер вероятного вреда – в зоне возможного затопления могут оказаться люди из числа жителей пгт. Черёмушки и обслуживающего персонала Саяно-Шушенская ГЭС.	Средняя	2

Из таблицы 1 следует, интегральный код показателей опасности аварии Саяно-Шушенской ГЭС для сценария аварии, неблагоприятное сочетание факторов, требующее производить повышенный сброс воды в нижний бьеф, 3322, таким образом, коэффициент опасности $\lambda \approx 0,706$.

Таблица 2 – Оценка опасности аварии Саяно-Шушенской ГЭС, сценарий аварии № 2, разрыв водовода

Факторы и отличительные признаки, по которым установлена степень опасности	Степень опасности	Код
Опасность превышения природных нагрузок и воздействий (показатель № 1)		
Опасность сейсмических и волновых воздействий, что может привести к возможному разрушению элементов конструкции	Большая	3
Соответствие проектных решений современным нормативным требованиям (показатель № 2)		
Может повлиять малая оснащённость КИА	Средняя	2
Соответствие проекту конструкции и условий эксплуатации (показатель № 3)		
Незначительные отклонения, которые не могут привести к нарушению нормальной работы сооружений, конструкций и элементов	Малая	1
Возможные последствия аварии (показатель № 4)		
Разрушение элементов конструкции; зона распространения поражающих факторов и возможный размер вероятного вреда – в зоне поражающего фактора могут оказаться люди из числа обслуживающего персонала СШГЭС.	Средняя	2

Из таблицы 2 следует, интегральный код показателей опасности аварии Саяно-Шушенской ГЭС для сценария аварии, разрыв водовода, 3212, таким образом, коэффициент опасности $\lambda \approx 0,588$.

Таблица 3 – Оценка опасности аварии Саяно-Шушенской ГЭС, сценарий аварии № 3, оползень в водохранилище с переливом воды через гребень

Факторы и отличительные признаки, по которым установлена степень опасности	Степень опасности	Код
Опасность превышения природных нагрузок и воздействий (показатель № 1)		
Опасное превышение природных воздействий; возможно разрушение элементов конструкций, возможно сейсмические воздействия или обильными дождевыми осадками	Средняя	2
Соответствие проектных решений современным нормативным требованиям (показатель № 2)		
Достаточность оснащения КИА, обоснованность в соответствии с современным нормативным требованиям применявшихся расчетных методов; достаточность инженерно-геологических изысканий при проектировании	Малая	1
Соответствие проекту конструкции и условий эксплуатации (показатель № 3)		
Незначительные отклонения от проекта, которые не могут привести к нарушению нормальной работы сооружений, конструкций и элементов	Малая	1
Возможные последствия аварии (показатель № 4)		
Нарушения работы плотины, повреждение и разрушения элементов конструкции, нарушения целостности оборудования; в зону поражающего фактора попадают люди из числа обслуживающего персонала СШГЭС; повышение уровня воды в НБ.	Среднее	2

Из таблицы 3 следует, интегральный код показателей опасности аварии Саяно-Шушенской ГЭС для сценария аварии, оползень в водохранилище с переливом воды через гребень, 2112, таким образом, коэффициент опасности $\lambda \approx 0,471$.

3.2 Интегральная оценка уязвимости аварии ГТС

Степень уязвимости ГТС характеризует восприимчивость сооружений к воздействию факторов опасности. Приняты следующие основные показатели уязвимости ГТС, каждый из которых проявляется независимо от других, а степень уязвимости ГТС зависит от их комплексного воздействия:

1. Состояние сооружения.
2. Организация безопасной эксплуатации.
3. Готовность объекта к локализации и ликвидации ЧС.

Интегральная количественная оценка уязвимости ГТС характеризуется коэффициентом уязвимости V_y , который также, как и коэффициент опасности X , представляет собой долю (вероятность) от наиболее неблагоприятной обстановки на объекте по сочетанию показателей уязвимости. Принятый за

единицу коэффициент уязвимости V_y , соответствует наиболее неблагоприятному сочетанию. Численные значения коэффициента уязвимости V_y , в зависимости от интегрального кода, находятся в интервале $0 < V_y < 1$.

Коэффициент уязвимости рассчитывается по формуле:

$$V_y = \sum_{i=1}^3 \varphi_i \cdot a_i \cdot \nu_0, \quad (2)$$

где φ_i – коэффициент значимости i -го показателя уязвимости,

a_i – значение кода i -го показателя уязвимости,

ν_0 – нормирующий множитель.

Таблица 4 – Интегральная оценка уязвимости Саяно-Шушенской ГЭС, сценарий аварии № 1, неблагоприятное сочетание факторов, требующее производить повышенный сброс воды в нижний бьеф

Признаки, на основании которых установлена степень уязвимости	Степень уязвимости	Код
Состояние сооружений (показатель № 1)		
Превышения ПДЗ контролируемых параметров состояния сооружения и основания, вызывающие аварийную ситуацию.	Средняя	2
Организация эксплуатации ГТС - соблюдение требований нормативных документов (показатель №2)		
Значительное нарушение требований безопасной эксплуатации, соблюдения правил эксплуатации режима наполнения и сработки водохранилища	Средняя	2
Готовность к локализации и ликвидации ЧС (показатель № 3)		
Готовность к локализации и ликвидации опасных повреждений и аварийных ситуаций на Саяно-Шушенской ГЭС следует признать обеспеченной. На предприятии разработан и утвержден в установленном порядке План ликвидации аварий	Малая	1
на ГТС; имеется достаточное для ликвидации аварии количество людей и техники; состояние подъездов к ГТС обеспечивает возможность проезда транспорта в любое время года; проведено обучение специалистов и рабочих, занимающихся эксплуатацией ГТС, порядку организации проведения работ по ликвидации аварийных ситуаций и личного в них участия, а также тренировки по ПЛА; имеется в наличии резерв строительных материалов и инструмент, необходимых для оперативного предотвращения развития аварии		

Из таблицы 4 следует, что интегральный код показателей уязвимости Саяно-Шушенской ГЭС для сценария аварии, неблагоприятное сочетание факторов, требующее производить повышенный сброс воды в нижний бьеф, составляет 221, следовательно, $V_y = 0,600$.

Таблица 5 – Интегральная оценка уязвимости Саяно-Шушенской ГЭС, сценарий аварии № 2, разрыв водовода

Признаки, на основании которых установлена степень уязвимости	Степень уязвимости	Код
Состояние сооружений (показатель № 1)		
Превышения ПДЗ контролируемых параметров состояния сооружения и основания, вызывающие аварийную ситуацию.	Средняя	2
Организация эксплуатации ГТС - соблюдение требований нормативных документов (показатель №2)		
Частичный выход из строя и необходимость ремонта и замены КИА; недостаточный объем и нерегулярность проведения контрольных наблюдений; задержки в проведении планово-предупредительных ремонтных работ	Средняя	2
Готовность к локализации и ликвидации ЧС (показатель № 3)		
Готовность к локализации и ликвидации опасных повреждений и аварийных ситуаций на Саяно-Шушенской ГЭС следует признать обеспеченной. На предприятии разработан и утвержден в установленном порядке План ликвидации аварий на ГТС; имеется достаточное для ликвидации аварии количество людей и техники; состояние подъездов к ГТС обеспечивает возможность проезда транспорта в любое время года; проведено обучение специалистов и рабочих, занимающихся эксплуатацией ГТС, порядку организации проведения работ по ликвидации аварийных ситуаций и личного в них участия, а также тренировки по ПЛА; имеется в наличии резерв строительных материалов и инструмент, необходимых для оперативного предотвращения развития аварии	Малая	1

Из таблицы 5 следует, что интегральный код показателей уязвимости Саяно-Шушенской ГЭС для сценария аварии, разрыв водовода, составляет 221, следовательно, $V_y = 0,600$.

Таблица 6 – Интегральная оценка уязвимости Саяно-Шушенской ГЭС, сценарий аварии № 3, оползень в водохранилище с переливом воды через гребень

Признаки, на основании которых установлена степень уязвимости	Степень уязвимости	Код
Состояние сооружений (показатель № 1)		
Наличие повреждений элементов конструкций и сооружений, которые могут быть устранены в ходе текущих (плановых) ремонтных работ, отсутствие превышения ПДЗ контролируемых параметров состояния.	Малая	1
Организация эксплуатации ГТС - соблюдение требований нормативных документов (показатель №2)		
Соблюдение требований нормативных документов; возможные частичные нарушение правил охраны окружающей среды	Средняя	2
Готовность к локализации и ликвидации ЧС (показатель № 3)		
Наличие и укомплектованность аварийно-ремонтных и аварийно-спасательных бригад, регулярность их тренировок; наличие и достаточность аварийного запаса строительных материалов; имеются дороги, подъезды к ГТС в районе гидроузла и на его территории.	Малая	1

Из таблицы 6 следует, что интегральный код показателей уязвимости Саяно-Шушенской ГЭС для сценария аварии, оползень в водохранилище с переливом воды через гребень, составляет 121, следовательно, $V_y = 0,432$.

3.3 Интегральная оценка риска аварии ГТС

Степень риска аварии оценена по величине коэффициента риска аварии R_a , который представляет собой долю от риска, который имеет место на ГТС при наиболее неблагоприятном сочетании показателей опасности аварии и уязвимости ГТС.

Коэффициент риска аварии численно равен произведению показателей уязвимости ГТС и опасности аварии:

$$R_a = V_y \cdot X. \quad (3)$$

Таблица 7 – Степень риска аварии ГТС

R_a	Степень риска аварии
менее 0,15	Малая
от 0,15 до 0,30	Умеренная (средняя)
от 0,30 до 0,50	Большая
свыше 0,5	Критическая

Рассчитаем степень риска аварии для каждого сценария аварии отдельно:

Таблица 8 – Оценка степени риска аварии СШГЭС, сценарий аварии № 1, неблагоприятное сочетание факторов, требующее производить повышенный сброс воды в нижний бьеф

Интегральный код		Коэффициенты			Степень риска аварии
Опасности аварии ГТС	Уязвимости ГТС	X	V_y	R_a	
3322	221	0,706	0,600	0,423	Большая

$$R_a = 0,706 \cdot 0,600 = 0,423.$$

Степень риска аварии для сценария аварии № 1, $R_a = 0,423$, степень риска аварии оценивается как большая.

Таблица 9 – Оценка степени риска аварии СШГЭС, сценарий аварии №2, разрыв водовода

Интегральный код		Коэффициенты			Степень риска аварии
Опасности аварии ГТС	Уязвимости ГТС	X	V_y	R_a	
3212	221	0,588	0,600	0,352	Большая

$$R_a = 0,588 \cdot 0,600 = 0,352.$$

Степень риска аварии для сценария аварии № 2, $R_a = 0,352$, степень риска аварии оценивается как большая.

Таблица 10 – Оценка степени риска аварии СШГЭС, сценарий аварии № 4, оползень в водохранилище с переливом воды через гребень

Интегральный код		Коэффициенты			Степень риска аварии
Опасности аварии ГТС	Уязвимости ГТС	X	V_y	R_a	
2112	121	0,417	0,432	0,180	Умеренная (средняя)

$$R_a = 0,417 \cdot 0,432 = 0,180.$$

Степень риска аварии для сценария аварии № 3, $R_a = 0,180$, степень риска аварии оценивается как, умеренная (средняя).

Вывод:

1. На основе анализа данных опыта эксплуатации, были разработаны сценарии возможных аварий или повреждений для Саяно-Шушенской ГЭС.
2. Для каждого сценария аварии или повреждения, была проведена оценка опасности и оценка уязвимости.
3. Итогом работы стала оценка риска аварии.

Список источников

1. Алексеев В.С., Хохлатов Э.М. Методические рекомендации по оценке риска аварий гидротехнических сооружений водохранилищ и накопителей промышленных отходов (согласовано МЧС РФ 14.08.2001 N 9-4/02-644) [Электронный ресурс]. URL: https://70.mchs.gov.ru/uploads/resource/2021-07-16/metodicheskie-rekomendacii-mchs-rossii_16264287321541523919.pdf (дата обращения: 15.07.2023).
2. Куранов Н.П., Розанов Н.Н., Тимофеева Е.А. Методические рекомендации по оценке риска аварий на гидротехнических сооружениях водного хозяйства и промышленности: ОАО «НИИ ВОДГЕО», ЗАО «ДАР/ВОДГЕО» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.opengost.ru/iso/5458> (дата обращения: 10.09.2023).
3. Порядок определения размера вреда, который может быть причинен жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц в результате аварии гидротехнического сооружения [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/901819891> (дата обращения: 06.10.2023).

УДК 626/627

Н. С. Лещенко¹

Научный руководитель:

В. А. Бобыльская¹ канд. техн. наук, доцент

Научный руководитель:

С. И. Лещенко²

Сибирский государственный университет водного транспорта¹

Сибирский инженерно-аналитический центр²

ВЛИЯНИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ФАКТОРА НА БЕЗОПАСНОСТЬ ГОРОДСКИХ ГТС (НА ПРИМЕРЕ ЗОЛОТВАЛОВ)

Гидротехнические сооружения (ГТС) – это сооружения, здания, устройства и иные объекты, предназначенные для использования водных ресурсов, а также предотвращения негативного воздействия вод. В архитектуру городов вписано огромное количество гидротехнических сооружений, таких как защитные дамбы, водозаборы, набережные, берегозащитные сооружения, и т.д. Все эти сооружения, находящиеся на территории городов и включенные в их инфраструктуру, можно условно

© Лещенко Н. С., 2024

выделить в отдельную группу сооружений – городские ГТС. Эти сооружения позволяют обеспечить население, промышленные предприятия и коммунальные службы требуемым объемом воды требуемого качества, защитить объекты инфраструктуры и население от вредного влияния вод (затопление и подтопление), а также обеспечить более благоприятные условия для жизни и отдыха. При этом ГТС являются потенциально-опасными объектами. В первую очередь это относится к напорным гидротехническим сооружениям, разрушение которых сопровождается образованием волны прорыва (гидродинамическая авария), что может привести к значительным экономическим, экологическим и социальным последствиям. Но и сами ГТС испытывают значительные «социальные нагрузки». Они активно включаются в повседневную жизнь городов и в процессе целевого и не целевого использования могут получать различные повреждения, в разной степени влияющие на их безопасность и надежность. Таким образом городские гидротехнические сооружения и социальная среда тесно взаимосвязаны. Это необходимо учитывать при проектировании, строительстве и эксплуатации любых городских ГТС.

***Ключевые слова:** городские гидротехнические сооружения, золошлакоотвал, специфика эксплуатации городских гидротехнических сооружений, безопасность гидротехнических сооружений, влияния человеческого фактора на безопасность гидротехнических сооружений, антропогенные факторы риска.*

N. S. Leshchenko¹

Scientific supervisor:

V. A. Bobylskaya¹ Candidate of Technical Sciences, Associate Professor

Scientific supervisor:

S. I. Leshchenko²

Siberian State University of Water Transport¹

Siberian Engineering and Analytical Center²

THE INFLUENCE OF THE HUMAN FACTOR ON THE SAFETY OF URBAN GTS (USING THE EXAMPLE OF ASH DUMPS)

Hydraulic engineering structures (GTS) are structures, buildings, devices and other objects designed to use water resources, as well as to prevent the negative effects of water. A huge number of hydraulic structures are inscribed in the architecture of cities, such as protective dams, water intakes, embankments, coastal protection structures, etc. All these structures located on the territory of cities and included in their infrastructure can be conditionally allocated to a separate group of structures – urban GTS. These facilities make it possible to provide the population, industrial enterprises and utilities with the required volume of water of the required

quality, protect infrastructure facilities and the population from the harmful effects of water (flooding and flooding), as well as provide more favorable conditions for life and recreation. At the same time, GTS are potentially dangerous objects. First of all, this applies to pressure hydraulic structures, the destruction of which is accompanied by the formation of a breakthrough wave (hydrodynamic accident), which can lead to significant economic, environmental and social consequences. But the GTS themselves are experiencing significant "social pressures". They are actively involved in the daily life of cities and in the process of targeted and non-targeted use can receive various damages, affecting their safety and reliability to varying degrees. Thus, urban hydraulic structures and the social environment are closely interrelated. This must be taken into account when designing, building and operating any urban GTS.

Keywords: *urban hydraulic structures, ash and slag dump, the specifics of the operation of urban hydraulic structures, the safety of hydraulic structures, the influence of the human factor on the safety of hydraulic structures, anthropogenic risk factors.*

Инфраструктура современных городов достаточно развита и включает не только жилые, офисные и производственные здания и сооружения, но и огромное количество самых разнообразных объектов, осуществляющих производственные, транспортные, распределительные, организационные, обеспечивающие, социальные, рекреационные и иные функции. Одним из важнейших для нормального функционирования города элементов инфраструктуры являются гидротехнические сооружения.

Гидротехнические сооружения – плотины, здания гидроэлектростанций, водосбросные, водоспускные и водовыпускные сооружения, туннели, каналы, насосные станции, судоходные шлюзы, судоподъемники; сооружения, предназначенные для защиты от наводнений, разрушений берегов и дна водохранилищ, рек; сооружения (дамбы), ограждающие хранилища жидких отходов промышленных и сельскохозяйственных организаций; устройства от размывов на каналах, а также другие сооружения, здания, устройства и иные объекты, предназначенные для использования водных ресурсов и предотвращения негативного воздействия вод и жидких отходов, за исключением объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, предусмотренных Федеральным законом от 7 декабря 2011 года N 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» [1].

Входящие в городскую инфраструктуру гидротехнические сооружения, в первую очередь, должны обеспечить бесперебойное снабжение населения, производственных предприятий и коммунальных служб необходимым объемом воды требуемого качества. Также могут выполнять следующие функции: защита объектов инфраструктуры и населения от вредного влияния

вод (затопление и подтопление); электроснабжение (гидроэнергетика); транспортное освоение территории (пассажирский и грузовой водный транспорт); рекреационное освоение водоемов и водотоков и др.

Надежная безаварийная эксплуатация гидротехнических сооружений обеспечивает стабильное устойчивое функционирование города, при этом сами сооружения подвергаются значительным «социальным нагрузкам» – они активно включаются в повседневную жизнь городов и в процессе целевого и не целевого использования могут получать различные повреждения, в разной степени влияющие на их безопасность и надежность.

Таким образом, городские гидротехнические сооружения и социальная среда тесно взаимосвязаны – это необходимо учитывать при их проектировании, строительстве и эксплуатации, поэтому все гидротехнические сооружения, находящиеся на территории городов и включенные в их инфраструктуру, можно условно выделить в отдельную группу сооружений – городские ГТС.

ГТС являются потенциально-опасными объектами. В первую очередь это относится к напорным гидротехническим сооружениям, разрушение которых сопровождается образованием волны прорыва (гидродинамическая авария). При расположении ГТС в населенных районах это может привести к значительным экономическим, экологическим и социальным последствиям – поэтому при эксплуатации напорных гидротехнических сооружений, прежде всего, необходимо обеспечить их надежность и безопасность.

Безопасность гидротехнических сооружений – это свойство гидротехнических сооружений, позволяющее обеспечивать защиту жизни, здоровья и законных интересов людей, окружающей среды, объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации и хозяйственных объектов [1]. Выделяют три вида безопасности ГТС: социальная – безопасность жизни и здоровья персонала и населения; техническая – безопасность самого сооружения при авариях; экологическая – безопасность флоры и фауны, экосистем и пр.

Надежность гидротехнического сооружения – это интегральное свойство гидротехнического сооружения, характеризующее его способность выполнять требуемые функции при установленных режимах и условиях эксплуатации, технического обслуживания и ремонта в течение заданного периода времени, сохраняя при этом в установленных пределах значения всех параметров, определяющих эти функции [2].

С надежностью связано такое понятие, как факторы риска – такие обстоятельства, при которых проявляются причины риска и которые приводят к нежелательным последствиям, т.е. это различного рода нагрузки, воздействия, процессы или обстоятельства, которые могут привести к повреждению, разрушению или нарушению режима работы гидротехнического сооружения. Принято выделять две группы факторов

риска: стихийные (ледовые явления, метеорологические явления, землетрясения, экстремальный сток и т.д.) и антропогенные, которые часто называют также человеческим фактором. Антропогенные факторы принято подразделять на три группы: ошибки при проектировании, ошибки при строительстве и ошибки при эксплуатации.

Антропогенные факторы риска на разных сооружениях (в зависимости от их класса, конструктивных особенностей, условий эксплуатации, отраслевой принадлежности и т.д.) могут проявляться по-разному. Для оценки влияния человеческого фактора на городские ГТС из всех перечисленных выше сооружений в качестве объекта исследования были выбраны золоотвалы. Такой выбор обусловлен следующими преимуществами:

- доступность для наблюдения – сооружения находятся в черте города и ближайшем пригороде в пешей доступности от остановок общественного транспорта. На сооружениях возможно выполнение наблюдений в любой период времени в течение года. Доступ на сооружения физически не ограничен (ограждение территории и охрана отсутствуют. Но, так как сооружения являются потенциально опасными и находятся на территории ограниченного доступа, все полевые исследования выполнялись под руководством представителя обслуживающей организации (АО «СибИАЦ») с соблюдением всех установленных правил;

- многообразие – сооружения имеют разную конструкцию. В Новосибирске эксплуатируется пять золоотвалов двух основных типов: овражные и равнинные. Но при этом каждый золоотвал представляет собой комплекс ГТС, что дает возможность познакомиться с особенностями конструкций и спецификой эксплуатации целого ряда сооружений: ограждающих дамб, чаши накопителя, золошлакопроводов, дренажных систем, насосных станций, водосбросных сооружений, КИА и др. При этом в состав исследуемых ГТС попадают сооружения значительно различающиеся по: условиям размещения в городской застройке; площади; сроку эксплуатации; классу сооружений; режиму эксплуатации и т.д.;

- потенциальная опасность – золоотвалы являются потенциально-опасными объектами как при нормальной (безаварийной) эксплуатации, так и при аварийном разрушении сооружений. При нормальной эксплуатации возможно загрязнение окружающей среды в результате инфильтрации загрязненных техногенных вод из чаши золоотвала и пыления золошлаковых материалов. Авария же может привести к: нарушению режима работы или полной остановке ТЭЦ (что особенно опасно в зимний отопительный период); угрозе жизни, здоровью и имуществу граждан и организаций при прорыве дамбы и возникновении волны прорыва; выносу большого объема золошлакового материала и загрязнению окружающей среды.

На данный момент влияние человеческого фактора на безопасность и надежность золоотвалов частично учитывается при декларировании

безопасности ГТС. Оценка безопасности ГТС выполняется в соответствии с ГОСТ Р 22.2.09-2015 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Экспертная оценка безопасности и риска аварий гидротехнических сооружений» [3]. При этом при оценке учитываются только ошибки, которые уже были допущены.

Для оценки безопасности ГТС целесообразно разделять человеческий фактор на реализованный и потенциальный. К реализованному относятся ошибочные действия человека, которые уже были совершены (ошибки, допущенные при проектировании или строительстве сооружений), а к потенциальному – потенциально возможные действия человека, которые могут привести к повреждению ГТС или нарушению режима его эксплуатации. Потенциальный человеческий фактор в настоящее время при оценке технического состояния ГТС, его безопасности и надежности не учитывается.

Так же в методике в качестве источника риска рассматриваются только лица, которые так или иначе связаны с данным гидротехническим сооружением (проектировщики, строители, эксплуатирующий персонал). На самом деле в качестве источника риска могут выступать и местные жители. Рассмотрим специфику золоотвалов как городских гидротехнических сооружений. Для них характерны следующие особенности:

- находятся непосредственно в городской черте или ближайшем пригороде, зачастую в плотной городской застройке или в частном секторе, т.е. в непосредственной близости к жилой и производственной зонам;

- занимают большие площади – площадь землеотвода для исследованных золоотвалов Новосибирских ТЭЦ составляет от 74 до 144 гектар;

- фактически не охраняются – в связи с большой площадью землеотвода и значительным удалением от территории промплощадки система охраны (режим ограничения доступа посторонних лиц) всех исследованных золоотвалов ограничивается следующими мероприятиями: установка предупреждающих и запрещающих знаков; установка шлагбаумов на основных въездах; периодические осмотры эксплуатационным персоналом;

- система золоудаления на всех Новосибирских ТЭЦ гидравлическая, совместная по золе и шлаку, т.е. есть золошлаковые отходы попадают в чашу накопителя по трубопроводам в виде пульпы (в смеси с водой). При эксплуатации золоотвала происходит фильтрация техногенных прогретых вод из чаши в коренные грунты и тело дамбы, грунтовые массивы водонасыщенные и прогретые – это приводит к формированию на территории расположения золоотвалов устойчивых биоценозов, по типу близких к болотным или пойменным, с достаточно разнообразной флорой и фауной.

Все указанные особенности взаимосвязаны.

Указанные выше особенности золоотвалов, а также недостаток полноценных природных зон отдыха приводят к тому, что они активно

включаются в повседневную жизнь местных жителей и активно используются для:

- транспортного сообщения (прохода и проезда);
- организации свалок бытовых и строительных отходов;
- выпаса скота;
- рекреации – пеших и велосипедных прогулок, организации автодромов и стрельбищ, пикников, выгула собак и даже рыбалки и охоты (в сезон весенней и осенней охоты на водоплавающую дичь), и т.д.

Также сооружения золоотвалов могут попасть в молодежные тренды. Примером может служить золоотвал Новосибирской ТЭЦ-5 – в 2019 году это место стало очень популярным в молодежной среде и за бирюзовый цвет воды получило название «Сибирские Мальдивы». Огромное количество молодых людей ежедневно пробиралось на территорию объекта для красивой фотосессии.

В процессе такого нецелевого использования золоотвалов (вышеперечисленными способами), люди намеренно или непреднамеренно повреждают элементы сооружений и оборудования, что негативно сказывается на их безопасности и надежности и может привести к нарушению режима эксплуатации.

При оценке потенциального человеческого фактора надежности ГТС золоотвалов (или потенциального риска их повреждения) в качестве источника риска необходимо рассматривать:

- обслуживающий персонал собственника ГТС;
- персонал подрядных организаций, выполняющих работы по обслуживанию и ремонту ГТС;
- посторонние лица (любой человек, находящийся на территории золошлакоотвала, но не связанный с выполнением работ по его обслуживанию или ремонту).

Также при рассмотрении источников риска важно учитывать их «контролируемость», то есть возможность оказывать влияние на конкретный источник риска в процессе эксплуатации сооружения с целью уменьшения вероятности реализации негативных последствий.

При этом персонал тепловой электростанции и подрядных организаций будет являться «контролируемым» источником риска. Негативное влияние данной группы на состояние сооружения может быть уменьшено за счет разработки и реализации системы мер, включающей: обучение безопасным методам выполнения работ, инструктажи, разъяснительную работу, составление инструкций и планов действия, повышение квалификации, ответственность за сохранность сооружения и др. Посторонние лица будут являться «не контролируемым» источником риска, так как эффективные действующие методы влияния на них в настоящее время отсутствуют.

Идентификация рисков выполнена на основе анализа материалов визуального обследования гидротехнических сооружений золоотвалов, отчетной документации регулярных наблюдений (за последние 5 лет) и данных из открытых источников сети интернет. Идентифицированы следующие основные риски, обусловленные влиянием антропогенных факторов:

1. для чаши золошлакоотвала:
 - засорение чаши бытовым мусором при рекреационном использовании территории;
 - использование чаши в качестве несанкционированной свалки бытовых и производственных отходов;
2. для ограждающих золошлакоотвала:
 - нарушение целостности гребня дамбы при интенсивном движении частного автотранспорта (особенно в период снеготаяния и интенсивных ливней);
 - умышленное преобразование гребня и откосов дамб в целях их «благоустройства» при рекреационном использовании;
 - засорение гребня и откосов дамб при рекреационном использовании территории;
 - устройство несанкционированных свалок бытовых и производственных отходов на гребне и откосах дамб;
3. для открытой дренажной сети:
 - засорение дренажных каналов;
 - возведение не предусмотренных проектом съездов или переездов через дренажные каналы (без устройства водоперепускных труб);
 - засорение водоперепускных труб;
 - умышленное повреждение или демонтаж водоперепускных труб;
4. для закрытой дренажной сети:
 - засорение смотровых колодцев дренажа;
 - умышленное повреждение или хищение внешнего оборудования смотровых колодцев дренажа;
 - засорение внутренних трубчатых дренажей;
5. для золошлакопроводов и водоводов осветленных вод:
 - умышленное повреждение трубопроводов, опор, элементов теплоизоляции;
 - повреждение трубопроводов и опор при наезде автотранспорта;
6. для шандорных колодцев:
 - засорение колодцев и затруднение (или полное прекращение) забора осветленных вод;
 - повреждение или хищение элементов сооружения;
7. для контрольно-измерительных приборов и оборудования:
 - 1. повреждение или уничтожение при проведении эксплуатационных работ;

2. повреждение, уничтожение или хищение при рекреационном использовании территории.

3. Все выявленные риски при их реализации оказывают влияние на надежность и безопасность ГТС.

4. Оценка уровней последствий выявленных рисков и определение вероятности их реализации позволит:

5. более эффективно планировать мероприятия по эксплуатации, обслуживанию и ремонту гидротехнических сооружений золоотвалов;

6. обоснованно назначать запасы материальных, трудовых и финансовых ресурсов, необходимых для устранения негативных последствий;

7. повысить надежность и безопасность новых проектируемых конструкций;

8. обеспечить большую безопасность эксплуатирующего персонала и местного населения.

Список источников

1. О безопасности гидротехнических сооружений: Федеральный закон № 117-ФЗ от 21.07.1997: текст с изменениями и дополнениями вступил в силу с 01.01.2022. – <https://www.consultant.ru> (дата обращения 1.03.20024).

2. ГОСТ Р 70214-2022. Гидротехника. Основные понятия. Термины и определения: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 июля 2022 г. № 619-ст. – <https://www.consultant.ru> (дата обращения 2.03.20024).

3. ГОСТ Р 22.2.09-2015. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Экспертная оценка безопасности и риска аварий гидротехнических сооружений. Общие положения. утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 2 декабря 2015 г. № 2100-ст. – <https://www.consultant.ru> (дата обращения 3.03.20024).

И. М. Лапшин¹

Научный руководитель:

Е. Ю. Затеева¹ канд. техн. наук

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ И ОБОСНОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЁЖНОСТИ РУСЛОВОЙ ПЛОТИНЫ И ОГРАЖДАЮЩЕЙ ДАМБЫ ХВОСТОХРАНИЛИЩА БИЛИНСКОГО МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ЗАВОДА

Эксплуатационная надежность сооружения - свойство сооружения выполнять заданные функции, характеризуется совокупностью сведений о его техническом состоянии, работоспособности, включая данные об экстремальных воздействиях, и повреждениях, имевших место в период эксплуатации.

При оценке состояния сооружения определяются: техническое состояние объекта (нормативное техническое состояние, работоспособное техническое состояние, ограниченно-работоспособное техническое состояние, аварийное состояние), уровень безопасности (нормальный уровень безопасности, пониженный уровень безопасности, неудовлетворительный уровень безопасности, опасный (критический) уровень безопасности) и категории опасности дефектов (категории «А», «Б», «В»).

Ключевые слова: *Эксплуатационная надежность сооружения, техническое состояние, уровень безопасности, категории опасности дефектов, хвостохранилище, дефект, критерии безопасности, фильтрация, устойчивость сооружения, диагностические показатели.*

I. M. Lapshin¹

Scientific supervisor

E. Y. Zateeva¹ Candidate of Technical Sciences

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

DEVELOPMENT OF A TECHNICAL SOLUTION TO REDUCE FILTRATION LOSSES FROM THE TAILINGS POND OF THE BILI METALLURGICAL PLANT

Operational reliability of a structure is the property of a structure to perform specified functions, characterized by a set of information about its technical condition, operability, including data on extreme impacts, and damage that occurred during operation.

When assessing the condition of the structure, the following are determined: the technical condition of the object (normative technical condition, operable technical condition, limited-operable technical condition, emergency condition), the safety level (normal safety level, reduced safety level, unsatisfactory safety level, dangerous (critical) safety level) and the hazard categories of defects (category "A", "B", "C").

Keywords: *operational reliability of the structure, technical condition, safety level, hazard categories of defects, tailing pond, the defect, safety criteria, filtering, stability of the structure, diagnostic indicators.*

На сегодняшний день в производстве России накоплены миллиарды тонн хвостов шлаков. Эти отходы (хвосты), содержащие в основном взвеси горной скальной дисперсии, отправляются в хвостохранилища. Поэтому очень важно не допустить их высвобождения за пределы отвалов, в противном случае последствия могут быть катастрофическими.

Аварии на хвостохранилищах в большинстве своём однотипны. Происходит прорыв дамбы, в результате которого отходы «выливаются» в окружающую среду.

Чаще всего такие катастрофы носят техногенный характер, а вот природные явления вызывают их крайне редко — например, к прорыву дамбы может привести землетрясение, а также резкое повышение уровня подземных вод из-за обильного таяния снега или сильных осадков.

Целью настоящей работы является: Оценка состояния и обоснование эксплуатационной надёжности русловой плотины и ограждающей дамбы хвостохранилища Билинского металлургического завода.

Поставленные задачи:

- Изучить по каким показателям заданы критерии безопасности;
- Исследование негативных процессов на ГТС
- Оценка текущего состояния ГТС

– Рекомендации по поддержанию приемлемого уровня безопасности

По характеру рельефа участок относится к горной территории, расчленённой эрозионно-ледниковыми долинами рек.

Площадка хвостохранилища подразделяется на межгорную котловину, долину реки Буровая и обрамляющие склоны гор.

В состав ГТС хвостохранилища входят следующие сооружения и системы:

1. Ограждающие сооружения:

- русловая плотина (каменно-набросная, тало-мёрзлая);
- ограждающая дамба (каменно-земляная до отн. 292,00 м, выше – каменно-набросная, мёрзлая).

2. Система возврата фильтрационных вод в хвостохранилище:

- насосная станция возврата воды нижнего бьефа;
- дренажная завеса;
- защитная дамба.

3. Система отвода реки Буровой, паводковых и половодных вод:

- водоподъёмная дамба №1 (каменно-набросная, талая);
- водоподъёмная дамба №2 (каменно-набросная, талая);
- четыре водоотводных канала (левобережный канал № 1 с быстротоком, левобережные каналы № 2 и № 3, правобережный канал с быстротоком).

4. Система гидротранспорта хвостов:

- пульпонасосная станция цеха производства элементарной серы (ЦПЭС–1);
- магистральный пульповод;
- распределительный пульпопровод.

5. Система оборотного водоснабжения:

- плавучая насосная станция 1-го подъёма;
- трубопроводы от насосной станции 1-го подъёма до береговой насосной станции;
- береговая насосная станция;
- трубопроводы осветлённой воды от береговой насосной станции до НМЗ.

Данное хвостохранилище предназначено для складирования и хранения хвостов гидрометаллургического производства. Класс ответственности данного сооружения II.

На данном сооружении выполняется комплекс натурных визуальных и инструментальных наблюдений в следующем объеме:

1. Замеры температур грунтов основания и тела плотины и дамбы – 1 раз в квартал (ЦД).

2. Замеры уровня подземных вод в пьезометрах – 1 раз в квартал (ГТЛ ЦНГТС).

3. Измерение расходов профильтровавшейся воды в нижнем бьефе – в течение года (ГТЛ ЦНГТС).

4. Прогноз паводков – в течение года.

5. Промеры глубин пруда-отстойника - 1 раз в год (ЦОСК НМЗ, ГТЛ ЦНГТС).

6. Топогеодезические работы – продольные съемки гребня русловой плотины и ограждающей дамбы, поперечные съемки ограждающих сооружений (ГТЛ ЦНГТС).

7. Режимные наблюдения за химическим составом подземных и поверхностных вод в нижнем бьефе – в течение года (ООО «Норильскгеология»).

8. Режимные наблюдения с отбором проб из поверхностных источников – 2 раза в год (ГТЛ ЦНГТС, КАУ)

9. Корректировка водомерной рейки - не менее 1 раза в год (ГТЛ ЦНГТС).

10. Наблюдения за уровнем воды в хвостохранилище – постоянно (ЦОСК НМЗ).

11. Визуальные наблюдения за состоянием ГТС – постоянно (ЦОСК НМЗ).

12. Контроль и наблюдения за работой системы оборотного водоснабжения – постоянно (ЦОСК НМЗ).

13. Контроль износа стенок водоводов (трубопроводов) – два раза в год (ЦД).

Кроме того, ГТЛ ЦНГТС выполняет следующие работы:

- комплексные обследования ГТС;
- организация и контроль инженерных изысканий;
- оценка технического состояния ГТС.

При обследовании выполняется визуальный осмотр существующих дамб при этом фиксируется:

- состояние конструктивных элементов дамб (гребень, низовые откосы, верховые откосы), доступные конструктивные элементы дренажной системы;
- наличие дефектов (следов фильтрации, следов суффозии материала дамбы, нарушение цельности грунтовых сооружений и их элементов) с фотофиксацией и привязкой их местоположения;
- наличие следов размыва или намыва грунтов основания и конструктивных элементов грунтовых сооружений поверхностными водами с фотофиксацией и привязкой их местоположения;
- наличие опасных участков дамб, требующих геодезического промера поперечников для дальнейшего проведения поверочных расчётов их устойчивости, фильтрации и суффозионной прочности;

– наличие потенциальных мест разгрузки фильтрационного потока, требующих тепловизионной съемки.

Последовательность выполнения работ с направлением обхода объектов и фиксации параметров наиболее значимых мест определяется по месту в зависимости от доступности и безопасности прохода, от освещенности осматриваемого объекта, от наличия растительности и других препятствий закрывающей видимость объекта.

Существует определённая классификация дефектов, различаются строительные и эксплуатационные дефекты.

К строительным дефектам грунтовых плотин относятся: наличие неуплотнённых зон при укладке грунта в тело дамб, осадки грунтов дамб, незавершённое строительство, разрушения от строительной техники, выполняющей работы по другим объектам, находящимся в зоне ГТС.

Для бетонных сооружений это остатки опалубки, каверны плохо уплотнённого бетона, температурные и усадочные трещины при остывании бетона. Разрушения бетона от ударов техники и т.д.

Дефекты, образовавшиеся в процессе эксплуатации:

Для грунтовых плотин это просадки их тела и основания; разуплотнение, размыв и (или) обрушение откосов; образование трещин (продольных и поперечных, поверхностных и внутренних); суффозия и выпор грунта; разрушения креплений откосов; фильтрация через основание и тело сооружений, проявления термокарстовых процессов.

Для бетонных сооружений это технологические трещины; температурно-усадочные повреждения раковины и каверны в бетоне; коррозия арматуры; образование высолов.

Категория опасности дефектов и повреждений:

«А» - дефекты и повреждения, представляющие непосредственную опасность разрушения несущих конструкций;

«Б» - дефекты и повреждения, не представляющие при их обнаружении непосредственную опасность разрушения несущих конструкций, но способные в дальнейшем вызвать повреждения других элементов и узлов или при развитии повреждения перейти в категорию «А»;

«В» - дефекты и повреждения локального характера, которые при последующем развитии не могут оказать влияния на основные несущие конструкции здания и сооружения.

Для примера рассмотрим дефектную ведомость при осмотре ограждающей дамбы (таблица 1).

Все перечисленные в ведомости дефекты носят локальный характер, но тем не менее требуется провести мероприятия по их устранению. Дефект 1 при дальнейшем развитии может перейти в ранг «Б».

Таблица 1. Дефектная ведомость ограждающей дамбы

№	Категория дефекта	Наименование и привязка дефекта	Причина возникновения	Рекомендации по устранению
1	В	Дефект 1 локальный провал Дефект носит локальный характер, при дальнейшем развитии может перейти в ранг «Б» Место расположения – Низовой откос .	Сезонное оттаивание грунтов, снега зарытого при строительстве	Подсыпка и уплотнение
2	В	Дефект 2 выходы воды Образование озёр в НБ, Выходы воды на низовом откосе и его подошвой. Дефект носит локальный характер, и не является проявлением фильтрации через тело ограждающей дамбы. Расположение – подошва низового откоса, нижний бьеф.	Оттаивание снега и льда в низовом откосе дамбы	Не устраняются
3	В	Дефект 1 Остатки труб демонтированных трубопроводов строительный мусор, фрагменты и опоры ЛЭП (ЛЭП недействующая). Дефекты не влияют напрямую на безопасность ГТС, но затрудняют доступ к ремонту и осмотру. Расположение – низовой откос дамбы	Не выполнен демонтаж трубопроводов и ЛЭП	Выполнить расчистку низового откоса

Основные критериальные значения количественных и качественных критериев К1 и К2 приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Критерии безопасности 1-го уровня - значения контролируемых показателей состояния ГТС, определяемые при основном сочетании нагрузок, при достижении которых устойчивость, механическая и фильтрационная прочность ГТС и его основания, а также пропускная способность водосбросных и водопропускных сооружений соответствуют условиям их нормальной эксплуатации.

Критерии безопасности 2-го уровня - значения контролируемых показателей состояния ГТС, устанавливаемые при особом сочетании нагрузок, при превышении (уменьшении) которых эксплуатация ГТС в проектном режиме не допустима, состояние сооружения может перейти в предаварийное.

Таблица 2. Количественные диагностические показатели состояния ГТС пруда-накопителя и их критериальные значения

№ п/п	Наименование показателя		Критериальные значения показателей	
			К1	К2
	2		3	4
1. Емкость пруда-накопителя				
1	Отметка уровня воды, м БС		63,75	65,25
2	Превышение минимальной отметки гребня ограждающей дамбы над уровнем воды, м		3,75	2,25
3	Высотная разница отметок от дна, до водозаборных отверстий, м		2,75	2,25
2. Ограждающая дамба				
1	Геометрические параметры: - отметка гребня, м; -заложение низового откоса; - ширина по гребню, м.		66,25 4,25 9,25	65,53 3,95 9,15
2	Коэффициент устойчивости откосов (определяется расчетными методами)		2,350	2,250
3	Фильтрационная прочность (градиент напора)	щебенистых и суглинисто-галечниковых грунтов тела дамбы	2,61	2,76
		суглинистых грунтов основания дамбы	1,98	1,06
4	Фильтрационный расход через основание грунтовой дамбы, м ³ /ч		51,25	52,25
5	Фильтрационный расход через тело грунтовой дамбы, м ³ /ч		4,25	5,25
6	Мутность профильтровавшейся воды, мг/л		Содержание взвесей не более, чем в пробах из прудка-отстойника	Содержание взвесей более, чем в пробах из прудка-отстойника, с увеличением динамики
7	Вертикальные и горизонтальные смещения и деформация ограждающей дамбы		Осадки и горизонтальные смещения имеют затухающий характер Приращение деформаций между последующими замерами меньше величины приращения между	Осадки и горизонтальные смещения имеют постоянный характер Приращение деформаций между последующими замерами равно величине приращения

№ п/п	Наименование показателя	Критериальные значения показателей	
		K1	K2
	2	3	4
		предыдущими замерами $U_{S(t+1)} - U_{S(t)} < 0$	между предыдущими замерами $U_{S(t+1)} - U_{S(t)} = 0$
3. Сифонный водозабор			
1	Пропускная способность сифонного водозабора, м ³ /час	11 800	5900
4. Охрана окружающей среды			
1	Отметки уровня воды в наблюдательных скважинах по гребню	На 1,0 м ниже от дневной поверхности	На 0,5 м ниже от дневной поверхности
5. Самотечные и напорные трубопроводы			
1	Толщина стенки трубопроводов, мм	5,0	4,0

Таблица 3. Качественные диагностические показатели состояния ГТС пруда-накопителя и их критериальные значения

№ п/п	Наименование показателя	Критериальные значения показателей	
		K1	K2
	2	3	4
1. Сифонный водозабор			
1	Состояние сифонного водозабора	Сооружение в работоспособном состоянии, без механических повреждений, снижающих работоспособность	Появление механических повреждений, снижающих работоспособность более чем на 10%
2. Ограждающая дамба			
1	Контур дамбы и конструктивных элементов ее	Контур дамбы и ее основные элементы соответствуют проекту. Отсутствие просадок грунта на откосах и гребне, оползней откосов, продольных и поперечных трещин, выпора грунта на откосах и у подошвы дамбы.	Просадки грунта на откосах, оползание откосов, продольные и поперечные трещины, выпор грунта на откосах и у подошвы дамбы. Появление опасности разрушения дамбы и образования прорана.

№ п/п	Наименование показателя	Критериальные значения показателей	
		К1	К2
	2	3	4
2	Фильтрационный режим и фильтрационная прочность грунтов	Отсутствие размыва откосов фильтрующей водой, деформаций откосов, грифонов. Отсутствие суффозии с выносом грунта тела дамбы	Размывы откосов профильтровавшейся водой. Суффозия с выносом грунта; выпор грунта
3	Состояние территории нижнего бьефа	Территория нижнего бьефа без выходов воды с взвешенными частицами грунта	Появление выходов воды с взвешенными частицами грунта на территории нижнего бьефа
4	Геокриологические условия тела и основания дамбы	Грунты мерзлые с допущением растепления основания и тела в районе таликов	Грунты талые по всему периметру с тенденцией быстрой деградации мерзлоты
3. Системы гидротранспорта, оборотного водоснабжения			
1	Состояние насосного оборудования	Оптимальный режим работы насосного оборудования, отсутствие кавитационных режимов работы, протечек корпуса, не характерных шумов	Работа в режиме кавитации, разрыв водоводов
4. Контрольно-измерительная аппаратура			
1	Состояние КИА	Состав КИА соответствует проекту, состояние работоспособное.	Выход из строя более 10%, установленной КИА
5. Окружающая среда			
1	Химический состав воды в наблюдательных (гидрохимических) скважинах	Загрязнения химическими веществами участвующими в обогащении полезных ископаемых ТОФ проникающими из пруда-накопителя отсутствует	Загрязнение химическими веществами участвующими в обогащении полезных ископаемых ТОФ проникающими из пруда-накопителя соответствует предельно допустимой концентрации

По всем створам противофильтрационный элемент дамбы, до отметки 290,00 м выполненный в виде льдогрунтового ядра, находится в мёрзлом состоянии и выполняет свою функцию - ядро водонепроницаемое. Выше отметки 290,00 м до отм. 296,00 м ядро выполнено из полимерной мембраны и так же обеспечивает водонепроницаемость.

Выходы воды, зафиксированные на низовом откосе дамбы, с фильтрацией не связаны - являются следствием оттаивания снега и льда в каменной наброске, вода в НБ не имеет окраски, а температура ее ниже температуры воды в хвостохранилище.

Оттаивание грунтов неблагоприятно сказывается на устойчивости сооружения из-за водонасыщения грунтов в зоне фильтрации, увеличения веса грунтов при водонасыщении и снижения их прочности.

Предложения и рекомендации по обеспечению эксплуатационной надёжности ГТС:

1. Основным мероприятием по снижению и ликвидации фильтрации, а также по стабилизации температурного режима в настоящее время является поддержание уровня воды в хвостохранилище не выше отметок мёрзлой зоны для русловой плотины, а именно сработать уровень отстойного пруда до отм. 292,60 м.

2. Сработка уровня воды в отстойном пруде предполагает выполнение комплекса мероприятий, что требует разработку программы работ с указанием сроков и ответственных лиц.

3. Подъём уровня воды в отстойном пруде возможно повышать только после образования мёрзлой зоны между отметками 292,80 м – 292,20 м. Отслеживание изменения мёрзлой зоны необходимо вести по термометрическим скважинам 1Т-2 и/или пьезометру 1П-2 ограждающей дамбы и 1Т-1 русловой плотины при помощи термоплети с периодичностью два раза в месяц. Для ускорения образования мёрзлой зоны рекомендуется выполнять расчистку гребня ограждающей дамбы и русловой плотины от снега в зимний период.

4. С целью уточнения прогнозного значения границ мёрзлой зоны и корректировки термофильтрационной модели необходимо продолжить наблюдения за температурным режимом грунтов тела и основания русловой плотины и ограждающей дамбы. При этом необходимо:

5. Установить термодатчики в расчётных двух створах непосредственно на поверхности низового откоса ограждающей дамбы и русловой плотины.

6. Установить термодатчики для наблюдения за температурой хвостов на пляже.

7. Деградация мерзлоты по границам расширяющегося подрусового талика происходит за счёт отепляющего действия фильтрационных вод из хвостохранилища. Остановить деградацию мерзлоты возможно за счёт

снижения фильтрационного потока по подрусовому талику при помощи создания в основании русловой плотины инъекционной противофильтрационной завесы или системы замораживающих колонок.

Выводы:

1. Мониторинг за состоянием хвостохранилищ и оценка их надежности необходим во избежание экологических катастроф.
2. На плотинах и ограждающих дамбах хвостохранилищ ведутся регулярные инструментальные и визуальные наблюдения.
3. Количественные критерии безопасности состояния хвостохранилища БИЛИНСКОГО МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ЗАВОДА заданы для тринадцати измеряемых параметров.
4. Качественные диагностические показатели заданы для восьми широко описанных понятий без подробной классификации дефектов.
5. Назначенные критерии безопасности никак не используют категории опасности дефектов и повреждений, отмечаемые в дефектных ведомостях.
6. Критерии безопасности состояния хвостохранилища БИЛИНСКОГО МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ЗАВОДА нуждаются в доработке.
7. Были даны как предложения, так и рекомендации по обеспечению эксплуатационной надежности ГТС

Список источников

1. Обследование гидротехнических сооружений хвостохранилища Билинского металлургического завода и пруда накопителя обогатительной фабрики: Технический отчет // ООО «Институт Красноярскгидропроект». – Красноярск, 2021.
2. Метод улучшения прочности земляных плотин // CAWATERinfo: [сайт]. URL: <http://www.cawater-info.net/bk/dam-safety/files/abduramanov.pdf>. (дата обращения: 15.02.2024).
3. Мониторинг хвостохранилища: наземные и надземные технологии // rst: [сайт]. URL: <https://rstinstruments.com/ru/blog/tailings-dam-monitoring-in-ground-and-above-ground-technologies/> (дата обращения: 11.04.2024).

А. А. Кольк¹

Научный руководитель:

Е. Ю. Затеева¹ канд. техн. наук

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ФИЛЬТРАЦИИ ГРУНТОВОЙ ПЛОТИНЫ

В данной статье рассматриваются проект по внедрению автоматизированной системы диагностического контроля гидротехнических сооружений, его основные решения по выбору технических средств автоматизированной системы опроса контрольно-измерительной аппаратуры.

Ключевые слова: *автоматизированная система диагностического контроля, мониторинг, автоматическая система опроса, контрольно-измерительная аппаратура, грунтовая плотина.*

A. A. Kolk¹

Scientific adviser:

E. Y. Zateeva¹ Candidate of Technical Sciences

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

DESIGN OF AN AUTOMATED SYSTEM FOR MONITORING THE FILTRATION OF AN GROUND DAM

This article discusses projects for the implementation of an automated diagnostic control system for hydraulic structures. The main solutions for the selection of technical means of an automated survey system for control and measuring equipment.

Keywords: *automated diagnostic control system, monitoring, automatic survey system, control and measuring equipment, ground dam.*

Нормативные документы, регламентирующие использование АСДК ГТС

Основным документом, регулирующим вопрос мониторинга показателей гидротехнического сооружения, является федеральный закон №117 «О безопасности гидротехнических сооружений», он обязывает собственника гидротехнического сооружения или эксплуатирующую

организацию обеспечить контроль за показателями состояния гидротехнического сооружения и используя полученные данные осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, а также анализ причин её снижения [1].

Так же в СП 58.13330.2019 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» указано, что для напорных гидротехнических сооружений I и II классов ответственности следует обеспечивать применение автоматизированной системы диагностического контроля [2].

Опыт внедрения АСДК ГТС на Бурейской ГЭС

Начиная с 2015 года Бурейская ГЭС производит мониторинг гидротехнических сооружений с помощью автоматизированной системы диагностического контроля, проектированием данной системы для Бурейской ГЭС занималась организация АО «ВНИИГ им. Веденеева». Для проектирования использовались натурные наблюдения за сооружениями Бурейской ГЭС, а также проектная и научно-техническая документация и схемы размещения контрольно-измерительной аппаратуры [3].

Функционал АСДК ГТС выполняет следующие задачи:

- Автоматизация опроса датчиков КИА, установленных на ГТС и здании ГЭС;
- Обработка собранных данных и их представления в виде нормированных значений;
- Сравнение полученных данных с критериями безопасной эксплуатации ГТС;
- Вывод предупреждений при нарушении критериев безопасности;
- Создания долговременных архивов данных;
- Вывод всей информации о состоянии ГТС Бурейской ГЭС на экране мониторов специалиста службы мониторинга в виде таблиц, графиков, трехмерных моделей;

Система АСДК ГТС состоит из двух взаимодействующих подсистем:

Нижний уровень - Автоматизированная система опроса контрольно-измерительной аппаратуры;

Верхний уровень - Информационно Диагностическая Система контроля безопасности гидротехнических сооружений гидроузла «Дедал».

Технические средства автоматизированной системы опроса КИА Бурейской ГЭС

В галереях плотины расположены распределенные измерительные подсистемы (РИП), а также два обрабатывающих сервера. РИП собирает данные о значениях выходных сигналов с датчиков и приборов и передает их в оцифрованном виде в локально-вычислительную сеть для дальнейшей обработки на серверах.

Используемая модульная структура РИПов позволяет наращивать количество точек измерений. Всего в АСДК ГТС Бурейской ГЭС используется пятнадцать территориально распределенных по помещениям в галереях плотины РИПов. Внутри шкафа РИП смонтированы и налажены следующие технические средства:

- многоканальный периодомер-частотомер для опроса закладных датчиков;
- терминальный сервер для преобразования интерфейса из RS-485 в Ethernet;
- модуль ввода нормированных сигналов 4–20 мА для опроса фильтрационной КИА;
- модуль ввода дискретных сигналов;
- коммутаторы и медиаконверторы Ethernet для обеспечения связи по локально-вычислительной сети;
- кроссовая часть.

Оба сервера АСО КИА функционально разведены по направлениям: первый — рабочая станция сбора данных, отвечает за опрос РИПов; второй — сервер баз данных, предназначенный для хранения архива необработанных данных и передачу их в сервер ИДС.

Локально-вычислительная сеть (далее ЛВС) АСО КИА, объединяющая между собой все РИПы и серверы АСО КИА, организована с использованием одномодового оптоволоконного кабеля и соответствующего сетевого оборудования. ЛВС образует резервированное кольцо — технология turbo-ring, обеспечивая высокопроизводительную, надежную и защищенную от помех связь.

Электропитание всего оборудования АСДК ГТС, находящегося в теле плотины, осуществляется от сети постоянного тока, имеющей напряжение 24 В, что соответствует самым жестким требованиям электробезопасности, но при этом достаточно для работы оборудования и измерительной аппаратуры. Шкафы электропитания имеют два независимых источника и оборудованы автоматическим вводом резерва (рис. 5).

В состав верхнего уровня системы входят следующие технические средства:

- сервер ИДС;
- АРМы пользователей;
- локально-вычислительная сеть, объединяющая между собой АРМы и сервер ИДС.

Автоматизированное рабочее место пользователя (рис. 6), реализованное на базе персонального компьютера, является средством доступа к результатам измерений и вычислений системы. АРМ обеспечивает вывод на экран монитора, а также в виде твердой копии таблиц, графиков, трендов, сообщений

о текущем состоянии и отклонениях в работе ГТС БГЭС, а также ввод ручных измерений и визуальных наблюдений.

Особое внимание при проектировании и реализации системы было уделено разработке программного обеспечения. Прикладное программное обеспечение подсистемы АСО КИА дает возможность обслуживающему персоналу осуществлять контроль над работоспособностью комплекса и своевременно реагировать на любые внештатные ситуации (рис. 7, а, б). Хранение данных измерений и вычислений обеспечивается используемой СУБД Oracle 11g. Программное обеспечение ИДС представляет собой распределенную многопользовательскую клиент-серверную систему, предназначенную для сбора, хранения и обработки данных о состоянии ГТС, диагностики состояния, визуализации информации. ИДС, являясь составной частью АСДК ГТС, по сути, представляет собой ее заключительное звено, обеспечивая диагностику состояния ГТС станции на основе обработки и комплексного анализа данных, полученных от АСО КИА. Для эффективного представления ГТС, его элементов, датчиков и точек визуальных наблюдений в ИДС используется 3D-моделирование, а именно подсистема трехмерной визуализации.

Кроме АСО КИА и ИДС, функционирование АСДК ГТС обеспечивается комплексом датчиков и приборов КИА. Измерения параметров состояния ГТС ведутся в соответствии с утвержденной программой и графиком наблюдений с момента установки соответствующих приборов. В соответствии с требованиями проекта были автоматизированы закладная (дистанционная), фильтрационная и геодезическая КИА.

При выборе автоматизируемых точек измерения были учтены требования программы натурных наблюдений к составу количественных диагностических показателей, рекомендации ВНИИГ им. Веденеева, а также предложения эксплуатирующего персонала. Были автоматизированы 85 точек контроля фильтрационного режима, 21 точка наблюдений геодезическими методами и порядка 900 закладных датчиков.

Для автоматизации фильтрационных измерений были использованы датчики со стандартным токовым выходом 4–20 мА производства челябинского завода «Метран» (рис. 8, а, б).

В их числе:

- пьезометр давления напорный, модель «Метран 150», с настраиваемым диапазоном измерений до 6 МПа, предельной допускаемой основной погрешностью 0,075%;
- пьезометр давления безнапорный погружной, модель «Метран 55», с диапазоном измерений до 20 м, погрешностью 0,35%;
- расходомер электромагнитный, модель «Метран 370», с диапазоном измерений от 0,2 до 43 м³/ч, с предельной основной относительной погрешностью до 0,5%;

- уровнемер радарный, модель Rosemount 5402, с диапазоном измерений от 0,15 до 35 м, с предельной погрешностью до 2 мм;
- термопреобразователь, модель «Метран 276», с диапазоном измерений от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$, погрешностью 0,5%.

Геодезическая КИА (производитель ООО «НПК «Фаза») в рамках автоматизации измерений представлена гидронивелиром, прямыми и обратными струнными отвесами. Были использованы следующие приборы:

Измеритель координат струнных отвесов ИКСО-40 (рис. 9, а, б). Предназначен для измерения координат струнных отвесов и передачи измеренных данных в АСО КИА для контроля плановых смещений секций плотны. Диапазон измерений ± 40 мм, предел допускаемой среднеквадратической погрешности во всем диапазоне измерений 0,032 мм.

Высотомер геодезический микрометрический ОДГН-1 (рис. 10) для измерения превышений. Превышения измеряются относительно горизонтальной линии, в качестве которой выступает уровень жидкости. Измерение величины осадок отдельных секций, блоков сооружений производится высотомером относительно единого уровня рабочей жидкости, заполняющей протяженный трубопровод гидросистемы (гидронивелир), охватывающий

контролируемые блоки. Диапазон измерений $\pm 20,5$ мм, предел допускаемой среднеквадратической погрешности до 0,02 мм.

Геодезические приборы имеют интерфейс RS-485 и выдают результаты измерений в формате цифрового протокола Modbus-RTU.

АСДК ГТС Бурейской ГЭС реализует задачу взаимодействия как между составляющими ее блоками, так и с внешними подсистемами (рис. 11). К числу внешних подсистем

относятся автоматизированная система управления технологическими процессами (далее АСУТП) станции и автоматизированная система сейсмометрического контроля (далее АССК). Обмен данными реализован с использованием механизма SQL-запросов и изолированных каналов связи (технология VLAN) через резервированную сеть. В случае поступления от АССК сигнала о зафиксированном прохождении сейсмособытия заданного порогового уровня АСДК ГТС автоматически проводит внеочередные циклы измерений, обработки и анализа данных. Сигналы о превышении критериальных значений, прохождении сейсмособытий и потери связи с подсистемами АСДК ГТС передаются в общестанционную сигнализацию АСУТП.

Внедрение АСДК ГТС позволило достичь следующих целей:

- Повышена точность, надежность и достоверность результатов натурных наблюдений.

– Увеличена оперативность контроля и диагностирования состояния ГТС гидроузла. Обеспечен постоянный контроль работоспособности КИА в процессе мониторинга состояния ГТС.

– Достигнут качественно новый эффект при проведении инструментальных наблюдений. В ряде случаев повышенная частота опроса датчиков, по сравнению с ручным опросом КИА, позволяет осуществлять регистрацию и анализ нестационарных процессов, связанных с быстрыми изменениями режима работы ГЭС.

– Снижены трудозатраты и практически исключены ошибки в процессе опроса КИА и ввода информации в базу данных. Повышена производительность и улучшены условия труда персонала ГЭС, занятого натурными наблюдениями и обработкой их результатов.

Стоит отметить, что на некоторых работающих ГЭС имеется опыт работы с автоматизированными системами, реализующими задачи мониторинга за состоянием ГТС, однако, как правило, функционально они ограничены одним видом наблюдений (например: системы, осуществляющие контроль исключительно фильтрационного режима, или системы, диагностирующие только закладные датчики, и т. п.), к тому же не решают задачу взаимодействия с внешними подсистемами. Данный опыт был проанализирован и учтен при создании АСДК ГТС.

В настоящее время о работе автоматизированных систем, аналогичных представленным в статье, автору неизвестно ни по публикациям в открытой печати, ни по результатам командировок и общения с коллегами других ГЭС.

С точки зрения повышения эффективности и снижения затрат, внедрение новых современных систем автоматизации процесса диагностики ГТС не только экономически эффективно, но и становится необходимым при проектировании новых ГЭС.

Объект проектирования: Правобережная намывная грунтовая плотина Братской ГЭС с супесчаным противофильтрационным экраном.

Проектируемая автоматизируемая система находится на правобережной намывной грунтовой плотине Братской ГЭС правый берег р. Ангара.

Правобережная намывная грунтовая плотина Братской ГЭС с супесчаным противофильтрационным экраном. От примыкания к бетонной плотине до ПК50+40 длиной 2 685 м, хвостовой участок, длиной 302,0 м, отсыпан сухим способом. Гребень и низовой откос имеют гравийно-песчаное покрытие толщиной 40 см. Низовой клин, в котором заложена дренажная галерея – отсыпан. На низовом откосе на отм. 395,00-400,00 м расположена берма шириной 12,5 м, по которой проходит магистральная автодорога, соединяющая левый и правый берег Ангары. По гребню плотины проходит двухпутная железная дорога и служебная асфальтовая дорога.

Фильтрационное состояние плотины контролируется с помощью сети пьезометров и дренажных систем. Пьезометрические уровни измеряются в скважинах безнапорных пьезометров общим числом 222 шт.

Измерение расходов в дренажных системах (дренажная галерея, туннель № 5) производится мерными створами, которые являются безнапорными водосливами через отверстия треугольной, круглой или трапецеидальной формы. Расчет расходов производится по тарировочной кривой в зависимости от уровня воды на водосливе. Тем же способом измеряется общий расход профильтровавшей воды в коллекторе. Уровень воды на изливе водослива определяется погружными уровнемерами.

Одним из требований является использование отечественной аппаратуры при проектировании данной системы.

Автоматизированная система опроса пьезометров и гидрометрических створов должна обеспечить автоматический сбор и регистрацию информации следующих параметров состояния правобережной грунтовой плотины БГЭС:

- уровней воды в пьезометрах;
- расходов и температуры воды на гидрометрических створах.

Количество существующих на данный момент пьезометров составляет 222 шт.

Количество существующих на данный момент гидрометрических створов 10 шт.

Количество пьезометров, планируемых к созданию в будущем 29 шт.

Автоматизация измерений уровней воды во всех пьезометрах правобережной грунтовой плотины должна быть организована с помощью проводной и/или оптоволоконной связи.

Автоматизация измерений расходов и температуры воды на гидрометрических створах должна быть организована с помощью кабельных линий связи, отдельные гидрометрические створы с помощью беспроводной или оптоволоконной связи.

Подсистема контроля диагностики фильтрационного состояния правобережного примыкания БГЭС должна создаваться как модульная, открытая, 2-х уровневая система, имеющая возможность расширения в дальнейшем.

К нижнему уровню относятся датчики гидротехнических параметров, нормирующие преобразователи (усилители), источники питания, их кабельные, оптоволоконные и беспроводные линии связи.

Верхний уровень ПТК представляет собой программно-технический комплекс и состоит из технических средств и программного обеспечения. К техническим средствам ПТК относятся устройства связи с объектом, технологические контроллеры, операторские станции, сетевое оборудование, источники питания (в том числе источники бесперебойного питания), кабельные и беспроводные связи.

Физической границей раздела между техническими средствами верхнего и нижнего уровня является первый клеммник со стороны УСО (входные клеммники УСО или ряды промежуточных клемм - при их наличии).

В ПТК должна быть предусмотрена необходимая избыточность (функциональная, аппаратная, программная). При этом функциональная надёжность должна обеспечиваться, системной организацией структуры и взаимодействия программно-технических средств, а также физической надёжностью технических средств, диагностикой их отказов, простотой обслуживания и замены. В каждом отдельном конструктиве, должен быть предусмотрен резерв незадействованных каналов ввода не менее 5% и свободные места для установки модулей ввода - 5 -10 %.

Проектные решения по АСО КИА

Размещение и установка первичных датчиков пьезометров

Для данного проекта выбраны цифровые датчики ООО «АПЛИЕНС».

Установка датчика производится в существующие пьезометрические скважины. Так как имеется довольно большой ряд наблюдений по пьезометрическим уровням, то произведен выбор из стандартного ряда диапазонов измерений датчиков. Для планируемых пьезометров также произведен выбор предполагаемых диапазонов датчиков на основании многолетних изменений уровней существующих пьезометров, расположенных наиболее близко к планируемым (рис.1).

Реконструкция существующих оголовков пьезометров

Для унификации системы и минимизации затрат на эксплуатацию система оснащается типовыми оголовками пьезометрических скважин. При выборе конструкции оголовка пьезометра предусмотрена возможность ручных измерений показаний датчиков для контроля достоверности данных автоматизированного опроса и пьезометрических уровней в случае неадекватных показаний датчиков. Оголовки оснащаются клеммной коробкой со степенью защиты IP68 для подключения датчиков и крепежом для установки датчиков. Оголовок устанавливается на трубу существующего пьезометра.

Для пьезометров, расположенных на грунтовой части плотины клеммная коробка оголовка пьезометра, соединяется со смотровой коробкой, расположенной в грунте гофрой. Для защиты гофры предусмотрена стальная труба, которая приварена к оголовку и заглублена на 30 см ниже уровня земли.

Для пьезометров с выходом трубы на бетонном основании, дальнейшая прокладка кабеля осуществляется в гофре проложенной по кабель-каналам или лоткам.

№	Наименование пьезометрической скважины	Минимальный пьезометрический уровень, м	Максимальный пьезометрический уровень, м	Колебания уровня, м	Диапазон измерения датчика, м.в.ст.
Проектируемые в будущем пьезометры и предполагаемые параметры					
1	2602	385,54	392,09	6,55	0 - 10
2	2603	382,57	393,55	10,98	0 - 16
3	2604	382,57	393,55	10,98	0 - 16
4	2709	382,57	393,55	10,98	0 - 16
5	3011	379,91	383,45	3,54	0 - 4,0
6	3414	388,25	393,3	5,05	0 - 6,0
7	3415	385,89	388,2	2,31	0 - 4,0
8	3416	385,89	388,2	2,31	0 - 4,0
9	3417	385,89	388,2	2,31	0 - 4,0
10	3657	390,18	395,1	4,92	0 - 6,0
11	3658	390,18	395,1	4,92	0 - 6,0
12	3659	389	390,59	1,59	0 - 2,5
13	3640	389	390,59	1,59	0 - 2,5
14	3641	389	390,59	1,59	0 - 2,5
15	3725	391,1	392,49	1,39	0 - 2,5
16	3726	391,1	392,49	1,39	0 - 2,5
17	3727	391,1	392,49	1,39	0 - 2,5
18	4221	391,52	395,05	3,53	0 - 6,0
19	4304	393,06	396,56	3,5	0 - 6,0
20	4305	393,06	396,56	3,5	0 - 6,0
21	4306	393,06	396,56	3,5	0 - 6,0
22	4307	391,98	392,81	0,83	0 - 1,6
23	4308	391,98	392,81	0,83	0 - 1,6
24	4418	391,91	395,94	4,03	0 - 6,0
25	4419	390,19	392,14	1,95	0 - 2,5
26	4420	390,19	392,14	1,95	0 - 2,5
27	4617	392,45	395,85	3,4	0 - 4,0
28	4801	391,95	396,02	4,07	0 - 6,0
29	4803	391,95	396,02	4,07	0 - 6,0

Рис. 1. Таблица пьезометрических уровней

Выводы

В данной статье была рассмотрена нормативная документация для проектирования АСДК ГТС, а также опыт внедрения АСДК ГТС на Бурейской ГЭС. Описана структурная схема АСДК ГТС проектируемого объекта, его характеристики и существующая система контроля фильтрационных параметров. Так же описаны проектные решения касательно размещения и установки пьезометров, а также реконструкции существующих оголовков

пьезометров. Имеющаяся на Братской ГЭС система АСУ предполагает использование базы данных «Дедал».

В последующем необходимо произвести трассировку кабельных линий связи. Также будет рассмотрен метод наблюдения за фильтрацией воды через грунтовую плотину с помощью волоконно-оптических датчиков.

Список источников

1. О безопасности гидротехнических сооружений: Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 117-ФЗ: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15265/ (дата обращения 01.03.20024).
2. СП 58.13330.2019 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» (утверждён приказом Минстроя от 16 декабря 2019 г. № 811/пр). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=STR&n=25195#At79yDUvpEA8bA5Y> (дата обращения 01.04.20024).
3. Мусюрка А.В. Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений Бурейской гидроэлектростанции // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сб. тр. восьмой Междунар. науч.-технич. конф. – 2015. – С. 503-507.

УДК 550.34*622.831

В. Д. Барышников¹, А. П. Хмелинин¹, Д. В. Барышников¹

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала Сибирского отделения РАН¹

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ БЕТОННОГО МАССИВА С ПРИМЕНЕНИЕМ ДЕФОРМАЦИОННЫХ МЕТОДОВ

Выполнен ретроспективный анализ результатов применения экспериментальных методов оценки и контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) плотины Саяно-Шушенская ГЭС, основанных на измерениях деформаций и смещений бетонного массива на выбранных участках сооружения. Приведены некоторые результаты их применения для оценки деформационных свойств и напряженного состояния

© Барышников В.Д., Хмелинин А. П., Барышников Д.В.

бетонного массива. Дана оценка использования методов для определения НДС элементов конструкций и его изменений в процессе эксплуатации сооружения.

Ключевые слова: плотина, бетон, галерея, метод параллельных скважин, деформометр, нагрузочное устройство, смещение, деформация, модуль упругости, напряжение.

V.D. Baryshnikov¹, A.P. Khmelinin¹, D.V. Baryshnikov¹

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences¹

EXPERIMENTAL EVALUATION OF STRESS-STRAIN OF CONCRETE USING DEFORMATION METHODS

The scope of the accomplished retrospective analysis embraced the results obtained in experimental evaluation and control of the stress–strain behavior of the Sayano-Shushenskaya Dam using measurements of deformations and displacements in concrete at selected sites of the structure. The authors describe application of these methods in estimation of deformation properties and stress state of concrete. The use of the methods in evaluation of the stress–strain behavior and its changes in the test structure and its components during operation is discussed.

Keywords: dam, concrete, gallery, parallel boreholes method, strain gauge, loading device, pressure, displacement, strain, stress

В системе мер по обеспечению безопасности высоконапорных бетонных плотин особое значение имеет информация о напряженном состоянии сооружений и его изменении на всех этапах эксплуатации. Надежность оценки состояния сооружений во многом определяется достоверностью исходных данных о величинах действующих напряжений. Экспериментальные наблюдения, обеспечивающие наиболее объективную оценку фактического напряженного состояния элементов конструкций, приобретают важную роль, в том числе для уточнения и корректировки результатов численных расчетов.

В задаче экспериментального определения напряжений следует выделить 2 этапа: собственно натурный эксперимент и интерпретация полученных данных [1]. На рис.1 приведена схема решения задачи определения напряжений в массиве по экспериментальным данным с использованием вероятностно-статистического подхода.

Для экспериментальных методов величинами, по которым оцениваются напряжения, являются смещения и деформации массива, способы и средства измерений которых весьма разнообразны (тензометрические, оптоволоконные, гидравлические, геодезические и др.). Используемый подход к обработке и интерпретации основан на модельных расчетах и аппарате механики деформируемого твердого тела.

Традиционно оценка и контроль напряженно-деформированного состояния (НДС) осуществляется по результатам наблюдений с применением закладной контрольно-измерительной аппаратуры (КИА). Её установка производится по створному принципу в теле плотины в период её строительства. В процессе эксплуатации ГТС возможны отклонения в деформировании плотины от проектных решений, вызванные, как правило, адаптацией «плотина – скальное основание» [2,3]. Поэтому вопросы расширения сети наблюдений, как и замены вышедшей из строя закладной КИА (в том числе, по истечению срока её эксплуатации) являются актуальными для обеспечения надежного контроля НДС ГТС.

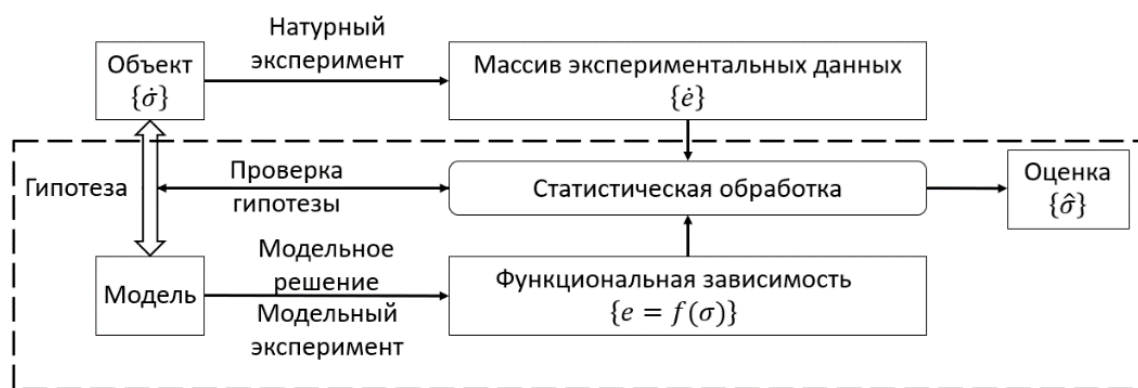


Рис. 1. Схема решения задачи определения напряжений в бетонном массиве по данным натурного эксперимента

Институт горного дела СО РАН (г. Новосибирск), имея богатый опыт в разработке и применении экспериментальных методов в скальном массиве на горных предприятиях, проводил многолетние исследования их использования в бетонной плотине в период с 1989 г. по 2012 г., начиная с момента полного завершения строительства (1989 г.) и постановки ГТС под полный проектный напор (НПУ = 540 м, 1990 г.). При этом в процессе выполнения исследований оценивались условия применения деформационных методов (полной и частичной разгрузки, оптических датчиков и метода параллельных скважин) для оценки НДС нижней части плотины и сравнения полученных результатов с расчетными данными Ленгидропроекта в период 1989–1993 гг. В последующие годы объем исследований по контролю НДС бетонной плотины был расширен в галереях и потернах, в том числе при проведении ремонтных работ разуплотненной зоны в напорной грани и скального основания, береговых примыканий и низовой грани IV столба [4–6]. За время выполнения работ предложен и апробирован на практике комплексный подход к оценке и контролю НДС ГТС [7], основанный на использовании экспериментальных методов определения величин напряжений и последующем контроле их изменений по деформациям и смещениям граней плотины и контура галерей, расположенных в теле плотины и береговых примыканиях (рис.2). Реализация

подхода обеспечивает получение полной информации о величинах действующих напряжений в конструктивных элементах сооружения и деформационных свойствах бетонного массива, что позволяет уточнять результаты модельных расчетов напряжений, а также организовать систему контроля НДС плотины на участках отсутствия или выхода из строя закладной КИА. Апробация отдельных составляющих предложенного подхода была осуществлена при проведении режимных наблюдений за состоянием плотины СШ ГЭС в период 1993–2012 гг.

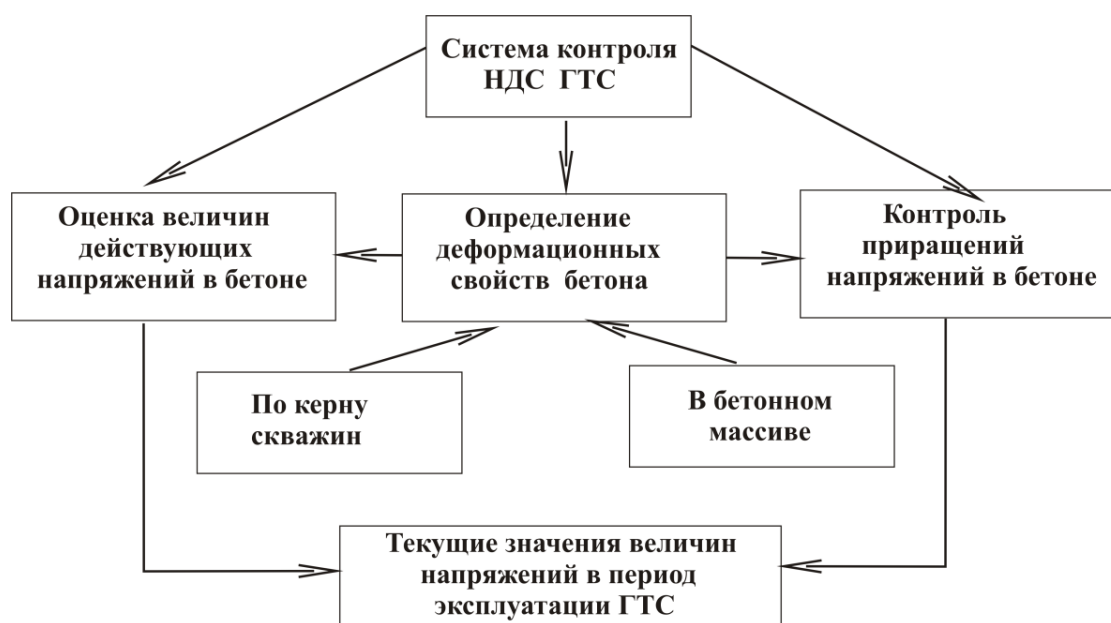


Рис.2. Схема оценки и контроля НДС элементов конструкций

Первый опыт применения метода разгрузки керна с центральной скважиной по схеме Е.Р. Лимана и фотоупругих датчиков в бетоне плотины в скважинах диаметром 40 мм показал, что из-за малой базы измерений деформаций в неоднородном бетонном массиве наблюдался большой статистический разброс величины напряжений. Наиболее успешно зарекомендовал себя разработанный в ИГД СО РАН метод параллельных скважин [8–10], широко используемый для оценки величин напряжений в скальном массиве. В отличие от методов щелевой и частичной разгрузки скважиной на обнажениях бетона он позволяет определять напряжения на различных удалениях от контура галерей. Теоретические основы метода приведены в [1,9]. О качестве каждого замера судят по результатам ступенчатых нагружений контура возмущающей скважины Ø112 мм равномерным давлением (ΔP) с регистрацией четырехкомпонентным деформометром Ø76 мм соответствующих смещений контура измерительной скважины (Δd_i). При этом удастся оценить правомерность использования принятой в расчетах упругой, изотропной и однородной модели поведения бетона в точке измерения напряжений. Линейная зависимость при нагружении

$\Delta P - \Delta d_i$ без остаточных смещений контура при снятии давления, а также согласованная оценка модуля упругости бетона каждому из 4-х направлений деформометра свидетельствует о качестве эксперимента. В случае расхождения значений модуля $\sigma_{\text{ж}}$ в точке измерений по результатам статистической обработки смещений при нагружении по всем направлениям деформометра более, чем на 20%, эксперимент считается неудачным по причине несоответствия требованиям однородности и изотропности бетона при расчетах напряжений в следствии влияния его заполнителей. Данный замер не учитывается в дальнейшем при оценке напряжений на этом участке.

По заданию Ленгидропроекта выполнены определения величин напряжений в бетоне секции 31 вблизи основания плотины при наполнении водохранилища в 1990–1991 гг.

В таблице 1 приведены результаты определения НДС на участках измерений. Средняя квадратичная ошибка определения упругого модуля $G_{\text{ж}}$ в отдельных опытах не превышает 15%, а компоненты напряжений для большинства замеров $-0.1 \div -0.3$ МПа.

Таблица 1

Величины упругих констант и действующих в бетонном массиве напряжений при
НПУ–540м.

Замер- ная станция	Расстояние от стенки галереи, м	Упругие константы бетона		Величины напряжений, МПа					
		$G_{\text{ж}} \cdot 10^{-3}$, МПа	$(E \cdot 10^{-4})^*$, МПа	Компоненты			Главные		
				$\sigma_{\text{к}}$	$\sigma_{\text{пп}}$	$\tau_{\text{кпп}}$	σ_1	σ_2	φ_1 , град.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.3	0.0±0.8	3.9	-1.6(0.3)	0.0(0.5)	-0.1(0.3)	0.0	-1.6	3
	1.1	10.0±0.5	3.9	-1.7(0.3)	-1.0(0.5)	-0.0(0.2)	-1.0	-1.7	0
	1.5	9.9±0.5	3.9	-1.5(0.1)	-0.7(0.1)	-0.3(0.1)	-0.6	-1.6	21
	1.9	10.0±0.9	3.9	-0.9(0.1)	-0.7(0.2)	-0.2(0.1)	-0.6	-1.0	32
	2.3	10.0±0.9	3.9	-0.6(0.0)	0.0(0.0)	-0.2(0.0)	0.1	-0.7	22
2	0.3	9.8±0.6	3.8	-2.1(0.1)	-2.1(0.3)	-0.3(0.1)	-1.8	-2.6	52
	0.7	9.0±0.6	3.5	-1.4(0.1)	-2.6(0.3)	-0.5(0.1)	-1.2	-2.8	74
	1.1	9.6±1.4	3.7	-1.5(0.2)	-1.1(0.4)	-0.2(0.1)	-1.1	-1.6	24
	1.5	9.0±1.5	3.5	-1.9(0.8)	-1.3(1.8)	-0.6(0.6)	-0.9	-2.3	36
	1.9	9.1±1.2	3.5	-0.8(0.3)	-0.6(0.8)	-0.4(0.2)	-0.3	-1.1	39
	2.3	11.1±1.4	4.3	-1.1(0.1)	-1.2(0.2)	-0.4(0.0)	-0.7	-1.5	48
3	0.3	11.0±1.2	3.9	-3.2(0.9)	-2.1(1.3)	-1.1(0.7)	-1.4	-3.9	33
	0.7	10.0±0.7	3.9	-1.7(0.3)	-0.7(0.5)	-1.3(0.3)	0.1	-2.6	34
	1.1	9.3±1.1	3.6	-2.2(0.3)	-1.6(0.4)	-1.2(0.2)	-0.7	-3.2	38
	1.5	12.0±1.5	4.7	-1.5(0.2)	-1.2(0.2)	-1.2(0.2)	-0.1	-2.5	41
	1.9	13.0±1.4	5.1	-1.2(0.3)	-1.5(0.4)	-1.6(0.3)	0.2	-3.0	48

* модуль упругости бетона $E=4(1-\nu^2)G_{\text{ж}}$; $\nu=0,16$ – по данным лабораторных испытаний;

** в скобках приведены дисперсии оценок;

$\sigma_{\text{к}}$ – вертикальная компонента напряжений, $\sigma_{\text{пп}}$ – горизонтальная компонента напряжений (по потоку), φ_1 – угол от горизонта до σ_1 (положительный против часовой стрелки).

Величины консольной составляющей напряжений с учетом влияния потерны путем внесения поправок по результатам численного моделирования перераспределения напряжений в ее окрестности и их сравнение с расчетными данными Ленгидропроекта приведены на рис.3.

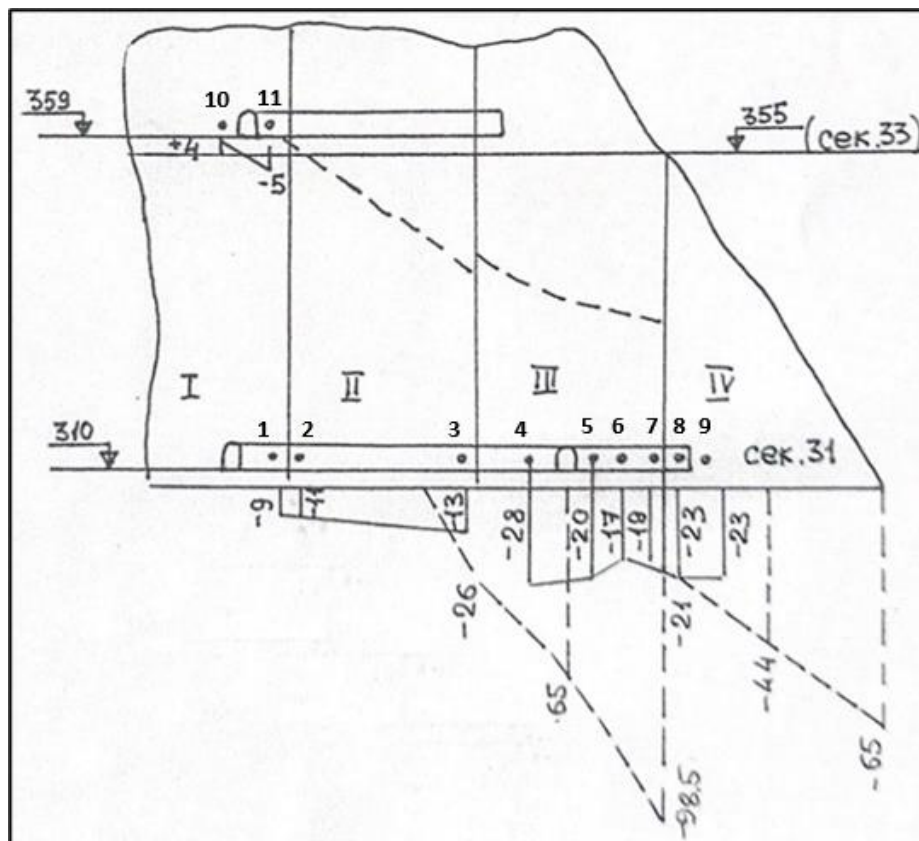


Рис.3. Распределение консольных напряжений (МПа) вблизи контакта плотины с основанием при НПУ = 540 м
I,...,IV – номера столбов; 1,...,11 – номера станций
————— – данные эксперимента; - - - - - – расчетные данные

Реализация метода в секциях плотины при минимальном и максимальном уровнях верхнего бьефа позволяет определять не только величины напряжений в бетоне по глубине скважины, но и оценить их приращения при наполнении водохранилища (рис.4).

Из-за отсутствия закладной КИА в IV столбе на низовой грани плотины, где ожидается высокая концентрация консольных напряжений, дана оценка величин напряжений в секциях 17, 27 и 33 в начале февраля 2012 г. В таблице 2 и на рис.5 приведены результаты, полученные с применением метода параллельных скважин.

На низовой грани плотины в секции 33 проведен эксперимент с использованием метода частичной разгрузки скважиной. Технология выполнения опыта приведена в [10]. При ступенчатом нагружении скважины

равномерным давлением величина модуля сдвига G при нагрузке составила 15,25 ГПа. При диаметре разгрузочной скважины 112 мм максимальное смещение (-35 мкм) зарегистрировано в вертикальном направлении, по остальным – в пределах погрешности микрометра (~ 10 мкм). Вертикальная компонента напряжений в плоскости грани составила $-8,6$ МПа, что сопоставимо с ее оценкой по методу параллельных скважин ($-9,2$ МПа).

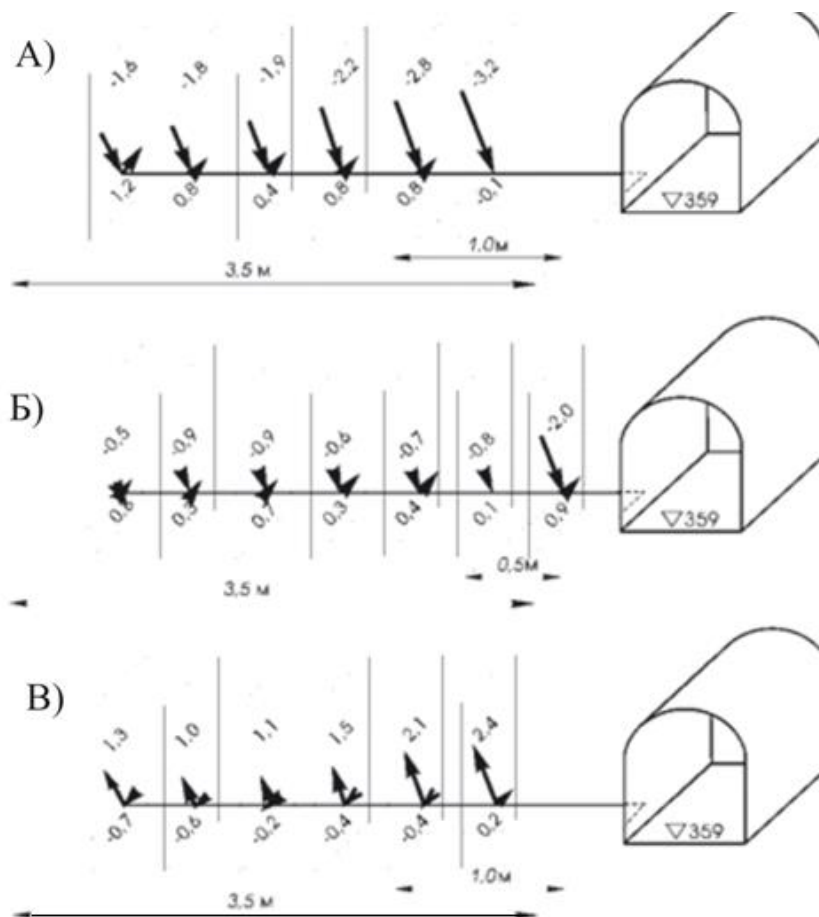


Рис.4. Величины напряжений (МПа) в конце I столба с.33 отм.+359 м (1993 г.):
А – при УВБ 500 м; Б – при УВБ 540м; В – приращения напряжений при изменении УВБ от 500 м до 540 м

Таблица 2
Величины напряжений в бетоне секций низовой грани на отм. 312 м

№ секций	Параметры напряжённого состояния бетона на низовой грани плотины					
	Компоненты напряжений величина/ср.кв.др.откл., МПа			Главные в плоскости грани, МПа		Угол между горизонтом и σ_2 , град
	G_x	G_y	τ_{xy}	G_1	G_2	
	-0,3/0,2				-0,4	-26
	-0,5/0,2	-5,6/0,3		-0,3	-5,8	-80
	-1,1/0,7	-9,2/1,7		-1,1	-9,2	-85



Рис.5. Величины и направления действия главных напряжений на низовой грани плотины (отм.312 м)

Анализ результатов свидетельствует о максимальном значении вертикальных напряжений в центральной части плотины с постепенным убыванием по мере приближения к ее контакту со скальным массивом.

Для контроля приращений напряжений на низовой грани плотины при наполнении водохранилища использованы реперные станции с измерением смещений кварцевым жезлом с базой 1 м (рис.6). Анализ результатов позволяет оценить не только приращения напряжений по секциям в цикле наполнения (рис.7), но и контролировать накопление остаточных деформаций во времени (рис.8).

Полученные результаты свидетельствуют о неравномерности приращений напряжений в секциях плотины при наполнении водохранилища и незавершенности процесса адаптации «плотина – скальное основание».



Рис.6. Замерные станции в секциях 29–35 низовой грани на отм. 310–312 м

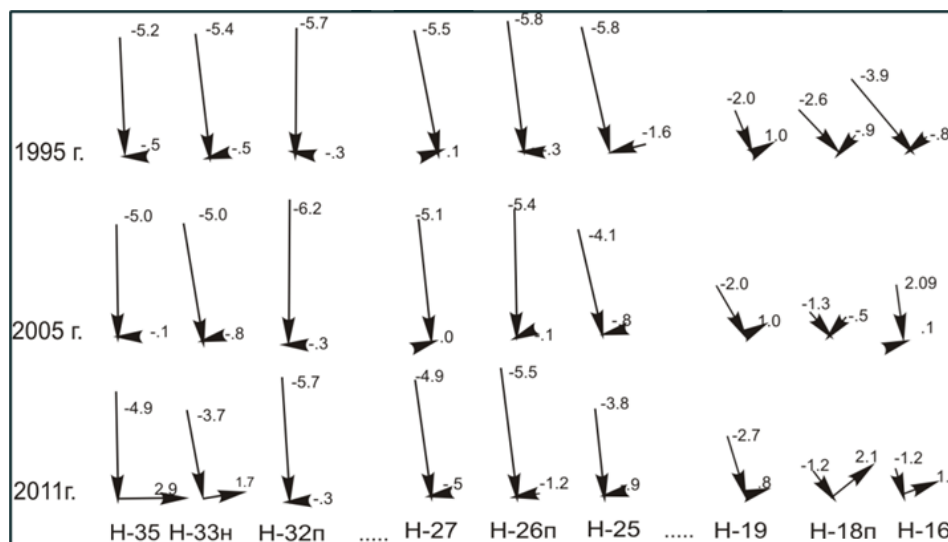


Рис.7. Приращения напряжений (МПа) в бетоне низовой грани плотины при наполнении водохранилища от УМО до НПУ

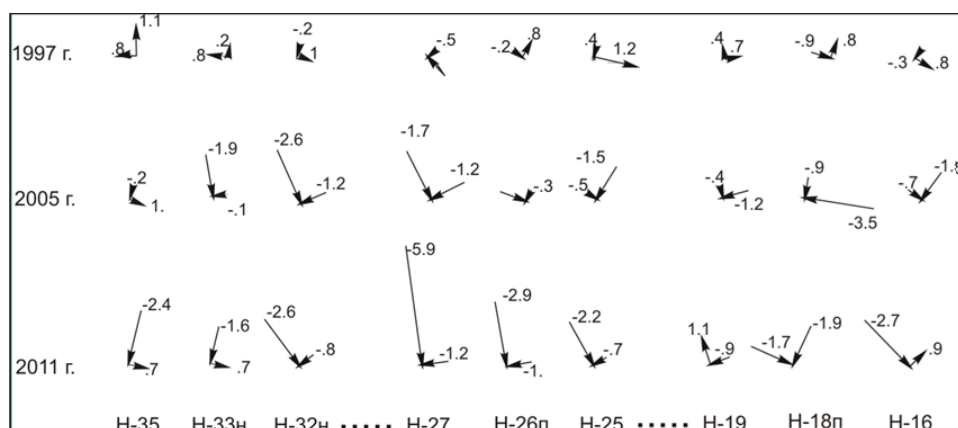


Рис.8. Приращения остаточных напряжений (МПа) в секциях плотины на УМО в 1997–2011 гг. относительно УМО 1995 г.

Накопленный опыт проведения исследований по оценке НДС позволил модернизировать измерительный комплекс с автоматизированной системой регистрации и обработки [11] и разработать способ определения НДС методом параллельных скважин [12]. Для реализации метода частичной разгрузки разработан комплексный способ контроля НДС сооружений при их длительной эксплуатации [13].

Выводы

1. Результаты апробации предложенного подхода к определению НДС и контролю его изменений в элементах конструкции на основе измерений деформаций и смещений бетонного массива свидетельствует о принципиальной возможности создания систем мониторинга текущего состояния сооружения в процессе его эксплуатации. Для уточнения величин

напряжений в наиболее нагруженных зонах плотины и расширения сети наблюдений на участках отсутствия или выхода из строя закладной КИА.

2. Наиболее перспективным методом оценки напряжений является метод параллельных скважин. Повышение надежности статистической оценки напряжений в контролируемой зоне обеспечивается за счет увеличения числа замеров по глубине измерительной скважины, их корректировки с учетом коэффициентов концентрации напряжений вблизи галереи. Эффективность метода с учетом неоднородности бетона можно повысить путем увеличения диаметров скважин и расстояния между ними.

3. Метод частичной разгрузки на обнажении бетонного массива за счет бурения скважины позволяет получить оценку его деформационных свойств и применимости расчетной модели в точке измерений с последующим контролем их изменений. Для обеспечения точности и надежности оценок напряжений необходимо увеличение диаметра скважины (≥ 168 мм).

4. Эффективным способом контроля приращений напряжений являются измерения деформаций и смещений на обнажении бетона или на контуре галерей с применением деформационных многокомпонентных розеток с базой 0,5–1 м. Модуль упругости бетона при этом определяется косвенными методами, а интерпретация полученных данных на нетронутый массив требует учета влияния формы галерей.

Список источников

1. Курленя М.В., Попов С.Н. Теоретические основы определения напряжений в горных породах. – Новосибирск: Наука, 1983. – 96 с.
2. Кузьмин К.К. Некоторые вопросы напряженного состояния и надежности Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. – 1998. – № 9. – С. 7-11.
3. Брызгалов В.И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. – Красноярск: Сибирский издательский дом «Суриков», 1999. – 560 с.
- Брызгалов В.И., Булатов В.А., Елифанов А.П., Пермякова Л.С., Ефименко А.И., Барышников В.Д. Контроль изменения напряженно-деформированного состояния плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. – 1998. – № 9. – С. 34-39.
- Барышников В.Д., Гахова Л.Н. Некоторые особенности развития деформационных процессов при эксплуатации гидросооружений СШ ГЭС, установленные нетрадиционными методами наблюдений // Гидротехническое строительство. – 1999. – № 3. – С. 38-41.
6. Барышников В.Д., Брызгалов В.И., Булатов В.А., Гахова Л.Н. Контроль напряженно-деформированного состояния плотины Саяно-Шушенской ГЭС // Гидротехническое строительство. – 2000. – № 10. – С. 51-55.

урления М.В., Барышников В.Д., Гахова Л.Н. Об одном подходе к организации и проведению контроля напряженно-деформированного состояния гидротехнических сооружений // Гидротехническое строительство. – 1998. – №

8. Барышников. В.Д., Попов С.И. и др. Способ натурного определения упругих свойств горных пород в методе параллельных скважин // ФТПРПИ. – 1982. – № 1. – С. 45-49.

9. Курления М.В., Барышников В.Д., Гахова Л.Н. Опыт применения метода параллельных скважин для оценки действующих напряжений в бетонном массиве // Гидротехническое строительство. – 1998. – № 9. – С. 59-66.

10. Барышников В.Д., Хмелинин А.П., Барышников Д.В. Экспериментальная оценка и контроль напряженно-деформированного состояния бетонных плотин в процессе их эксплуатации / X Всероссийский науч.-практ. конф. «Гидроэлектростанции в XXI веке». 24-28 апреля 2023 г. – Саяногорск, Черемушки: СШФ СФУ. 2023. – С. 138-146.

11. Патент № RU2655512C1 Российская Федерация. В.Д. Барышников, В.Г. Качальский, Д.В. Барышников. Скважинный многоканальный деформометр и автоматизированная система регистрации и обработки данных для определения напряженно-деформированного состояния массива горных пород с его использованием: Подача: 2017.07.18: опубл. Бюл. № 16 от 28.05.2018. – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (RU).

12. Патент № RU2699295C1 Российская Федерация. В.Д. Барышников, Д.В. Барышников, А.П. Хмелинин. Способ определения напряженно-деформированного состояния массива горных пород методом параллельных скважин: Дата подачи заявки: 2018.12.10: опубл. Бюл. № 25 от 04.09.2019. – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (RU).

13. Патент № RU2796197C1 Российская Федерация. В.Д. Барышников, Д.В. Барышников, А.П. Хмелинин. Комплексный способ контроля напряженно-деформированного состояния элементов конструкций объектов геотехнологии в процессе их длительной эксплуатации: Подача 2022.11.16: опубл. Бюл. № 4 от 17.05.2023. – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (RU).

СЕКЦИЯ 2

Производство, передача и накопление электроэнергии

УДК 621.311

Р. М. Новиков¹

Научный руководитель:

Н. А. Беляев¹ канд. техн. наук

АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы»¹

СРАВНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ПО КРИТЕРИЮ УДЕЛЬНОЙ ДИСКОНТИРОВАННОЙ СТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В докладе рассматривается подход к выбору электроснабжения потребителей и размещения генерирующих мощностей путем технико-экономического обоснования различных технологий малой распределенной генерации, таких как ВЭС, СЭС и МГЭС, по критерию удельной дисконтированной стоимости электрической энергии (сокращенно LCOE – англ. levelized cost of electricity). Представлен расчет и сравнение показателя LCOE для различных функциональных групп.

Ключевые слова: *распределенная генерация, электроснабжение, генерация, малые гидроэлектростанции, LCOE.*

R. M. Novikov¹

Scientific director:

N. A. Belyaev¹ Candidate of Technical Sciences

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

COMPARISON OF SMALL DISTRIBUTED GENERATION TECHNOLOGIES BASED ON THE CRITERION OF SPECIFIC DISCOUNTED COST OF ELECTRICAL ENERGY PRODUCTION

The report discusses an approach to the choice of power supply to consumers and the placement of generating capacities through a feasibility study of various small-scale distributed generation technologies, such as wind farms, solar power plants and small hydroelectric power stations, according to the criterion of the specific discounted cost of electricity (abbreviated LCOE – levelized cost of

electricity). The calculation and comparison of the LCOE indicator for various functional groups is presented.

Keywords: distributed generation, power supply, generation, small hydroelectric power plants, LCOE.

Распределенная генерация решает такие задачи, как электроснабжение малых потребителей (частные дома, предприятия, микросети), удаленных и труднодоступных потребителей, характеризуется выработкой электрической энергии не на крупных объектах генерации, а в непосредственной близости к месту потребления.

К распределенной генерации относят объекты с установленной мощностью до 25 МВт [1].

В соответствии с требованиями главы III Методических указаний [2] рациональная структура генерирующих мощностей формируется в два этапа:

- определяется состав генерирующих технологий, посредством их сопоставления по критерию LCOE;
- определение масштабов развития генерирующих технологий, посредством минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение.

Полный перечень исходных данных приведен в пункте 47 Методических указаний [2].

На первом этапе формирования рациональной структуры на основе исходных данных выполняются расчеты удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE).

Сопоставление генерирующих технологий по критерию LCOE, в соответствии с пунктом 53 Методических указаний [2], осуществляется внутри функциональных групп:

- базовой генерации;
- ТЭЦ;
- пиковой генерации;
- негарантированной генерации.

В рамках расчета LCOE для малой распределенной генерации; малым ГЭС, СЭС и ВЭС, сравнение проводится по двум функциональным группам: пиковой и негарантированной генерации.

Расчет показателя удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии проводится по формуле:

$$LCOE_{i,r,g} = \frac{\sum_{t=1}^{T_i^{стр} + T_i^{экс} + T_i^{дем}} (KB_{i,r,t} + И_{i,r,t}^{топл} + И_{i,r,t}^{пост} + Z_{i,r,t}^{дем}) \times (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_i^{экс}} W_{i,r,t}^{опт} \times (1+d)^{-t}} \quad (1)$$

где:

$T_i^{\text{стр}}$ – период строительства;

$T_i^{\text{эксп}}$ – период эксплуатации;

$T_i^{\text{дем}}$ – период вывода из эксплуатации;

i – генерирующие технологии различных типов;

r – рассматриваемые территории;

g – временной интервал;

d – ставка дисконтирования, принимаемая одинаковым значением для всех

типов генерирующих технологий и технических решений на основе данных документов стратегического планирования, а при их отсутствии – фиксированными значениями в диапазоне от 5 % до 10 % за период t ;

$KB_{i,r,t}$ – капитальные вложения в год t (тыс. руб.);

$I_{i,r,t}^{\text{топл}}$ – топливная составляющая эксплуатационных затрат в год t (тыс. руб.);

$I_{i,r,t}^{\text{пост}}$ – условно-постоянная составляющая эксплуатационных затрат в год t (тыс. руб.);

$Z_{i,r,t}^{\text{дем}}$ – затраты на вывод из эксплуатации в год t (тыс. руб.);

$W_{i,r,t}^{\text{опт}}$ – полезный отпуск электрической энергии (тыс. кВт·ч) в год t , равный объему ее годового производства, уменьшенному на величину потребления электрической энергии на собственные и (или) хозяйственные нужды.

Расчеты выполнены в соответствии с пунктами 50 – 52 Методических указаний [2]. Результаты расчетов приведены в таблице 1.

По результатам сопоставления для каждой энергосистемы и каждой функциональной группы можно выделить три вида технологий:

- **базовая** технология, для которой значение LCOE минимально (выделены в таблице зеленым);

- **конкурентоспособные** технологии, к которым относят технологии со значениями LCOE, не более чем на 20 % превышающими LCOE основной технологии, либо, при отсутствии таковых, одну альтернативную технологию со значением LCOE, ближайшим к LCOE основной технологии (выделены в таблице желтым);

- **неконкурентоспособные** технологии, для которых значения LCOE более чем на 20 % превышают LCOE базовой технологии (выделены в таблице оранжевым).

На рисунке 1 приведено сравнение показателей LCOE для различных технологий генерации.

Проекты малых ГЭС в данной работе рассмотрены по энергосистемам Юга, так как именно в данной зоне идет значительное их развитие, горные реки

в данном регионе позволяют использовать их энергетических потенциал, а также снабжать потребителей энергией в труднодоступных районах.

Таблица 1 – Показатели LCOE по технологиям внутри функциональных групп

Функциональная группа	Наименование технологии	ЧЧУМ, ч/год	Установленная мощность, МВт	Показатель LCOE, руб/кВтч
пиковая генерация	Малые ГЭС, в том числе:	3500-5200	10-50	10,6
	Проекты до 10 МВт	5200	10	9,9
	Проекты до 25 МВт	4000-4500	25	7,3
	Проекты до 50 МВт	3500	49,8	14,6
	ГТУ	2500	25	6,1-6,7
	ВЭС+накопители	2250		14,5-18,3
	СЭС+накопители	1350		9,9-12,3
	ВЭС+МГЭС	6600	25	5,4
	СЭС+МГЭС	5600	25	5,7
негарантированная генерация	ВЭС среднее ЧЧУМ 2500 ч/год	2500		4,8-5,9
	СЭС среднее ЧЧУМ 1500 ч/год	1500		6,2-7,8
Справочно покупка ЭЭ из сети				7-8,5

Для энергосистем Юга технология малой ГЭС (проекты до 25 МВт) является конкурентоспособной технологией по результатам сравнения показателей.

Значения установленной мощности варьируются от 10 МВт до 49,8 МВт, среднее значение составляет 26,8 МВт.

Показатель ЧЧУМ варьируется от 3534 ч/год до 5270 ч/год, среднее значение составляет 4213 ч/год.

Значение удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE) находится в пределах от 7,3 до 14,6 руб./кВт·ч, среднее значение составляет 10,6 руб./кВт·ч.

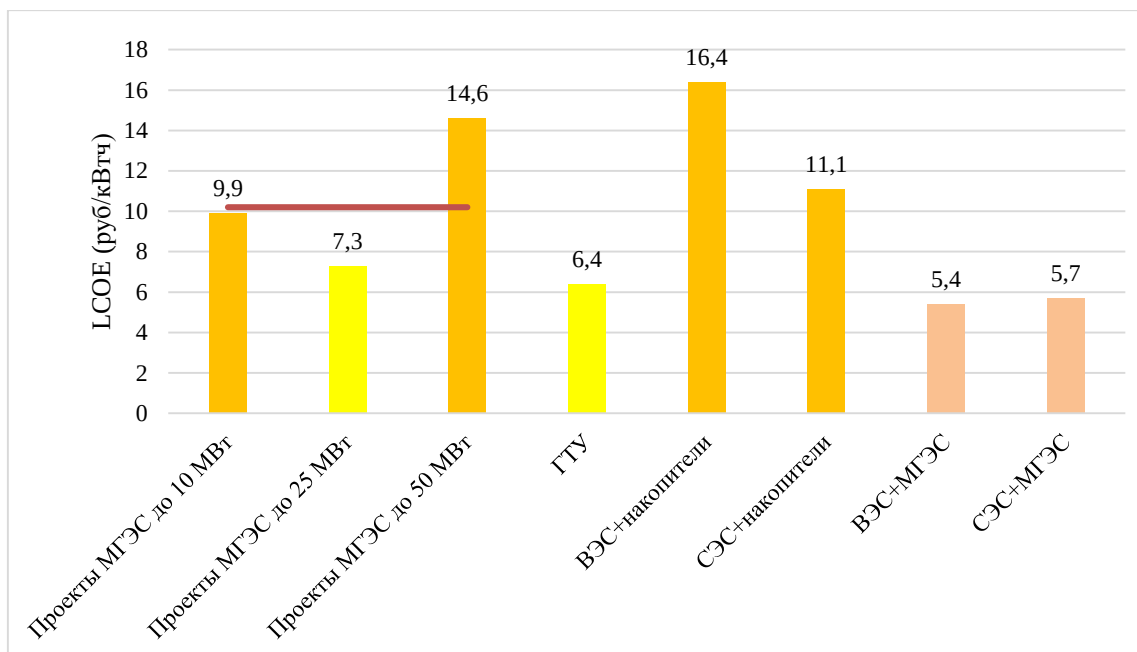


Рисунок 1 – Сравнение показателей LCOE разных технологий генерации

Значения показателя LCOE для рассмотренных малых ГЭС значительно различаются, так как капитальные вложения в реализацию проекта зависят от многих факторов; створа реки, условий строительства, наличие водохранилища, деривации. Малые ГЭС могут работать по водотоку и электроснабжение потребителя может быть в определенные периоды не гарантировано.

В то время как проекты СЭС и ВЭС более типовые. Стоимость реализации единичной мощности установки можно распространить на требуемую установленную мощность всей станции. Технологии СЭС и ВЭС без накопителей энергии относятся к негарантированной выработке и для гарантированного электроснабжения потребителей их можно рассматривать в составе комплексной генерации вместе с ГАЭС. Однако такие проекты значительно дороже и требуют больше условий для реализации, показатель LCOE составляет 9,9 – 18,3 руб/кВтч.

В качестве базовой технологии принимаются комплексы ВЭС+МГЭС, СЭС+МГЭС, показатель LCOE таких комплексов составляет 5,4 – 5,7 руб/кВтч. Также плюсом таких комплексов является резервирование электроснабжения потребителей в отличие от установок, состоящих только из ВЭС и СЭС.

Расчетные значения показателя LCOE приведенные в таблице 1, по технологиям ВЭС и СЭС в среднем соответствуют данным АО «АТС» по показателям эффективности генерирующего объекта ДМП ВИЭ [3].

Цены на покупку электрической энергии на розничном рынке в значительной мере зависят от регулирующих органов регионов, в каждом из

которых свои особенность тарифного регулирования. Причем тариф на покупку электрической энергии для населения регулируется государством.

Для примера тариф для потребителей с максимальной мощностью до 670 кВт для энергосистемы Астраханской области в среднем составляет 7 руб. без НДС/кВтч, для энергосистемы Республики Калмыкия в среднем 8 – 8,5 руб. без НДС/кВтч, для энергосистемы Республики Ингушетия в среднем 7,7 – 7,9 руб. без НДС/кВтч (данные интернет ресурса <https://time2save.ru/tarify-na-elektroenergiu-dla-malih-predpriyatiy-i-ip>).

Для каждой из конкурентоспособных и базовых генерирующих технологий определяются диапазоны допустимого изменения значений рассматриваемых факторов неопределенности, таких как цены на топливо, удельные капиталовложения, годовое число часов использования установленной мощности в соответствии с п. 55-56 Методический указаний [2].

Факторы неопределенности могут меняться в зависимости от условий, например, на годовое число часов использования установленной мощности могут влиять температурные и погодные условия, а также режим потребления энергии потребителем в зависимости от сезона. Цены на топливо меняются из-за изменения тарифов, конъюнктуры рынка. Капиталовложения зависят от выбранной площадки строительства генерирующего объекта, состава оборудования.

Для отобранных технологий факторы неопределенности играют важную роль, так как при их изменении выбор базовых и конкурентоспособных технологий может сильно меняться. Для технологий ГТУ главным фактором выступает изменение цен на топливо. Для технологий МГЭС основное значение имеют наличие водохранилища и деривации, а также выбор створа. Для ВЭС и СЭС ключевую роль играют погодные факторы.

Вывод

Технологии малой распределенной генерации электроснабжения малых, удаленных и труднодоступных потребителей выбираются в результате расчета показателя LCOE, сопоставления конкурентоспособных и базовых технологий, а также определения допустимых диапазонов изменения факторов неопределенности, при условии, что стоимость ТУ на ТП (для новых потребителей) и цены на покупку электрической энергии из сети для потребителя будут менее выгодны, чем электроснабжение от источников малой распределенной генерации.

Одним из факторов ограничений выбора потребителя в пользу использования распределенной генерации могут служить возможность физической реализации проекта (наличие площадки для размещения, финансовые возможности для реализации проекта, доступность подведения газа и т.п.)

Технологии комплексной генерации ВЭС+МГЭС и СЭС+МГЭС рассматриваются в качестве базовой технологии, с минимальными

показателями LCOE, минимальным воздействием на экологию. Являются оптимальным выбором электроснабжения потребителей, для которых теплоснабжение не первостепенно.

Технологии генерации ГТУ могут рассматриваться как конкурентоспособные за счет дешевых тарифов на газ, так и возможности комбинированного цикла для теплоснабжения потребителей [4].

Для уточнения значений LCOE по проектам малых ГЭС, ввиду существенного различия технико-экономических показателей, представляется целесообразным определить приоритетный перечень таких проектов и уточнить технические и экономические параметры проектов для их более глубокой проработки и сравнительного анализа. Точное значение LCOE можно определить только для конкретных условий проекта в соответствии с главой IV Методический указаний [2].

Список источников

1. Стенников В.А., Воропай Н.И., Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция // Известия РАН. Энергетика. – 2014. – № 1. – С. 64-73.
2. Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 25 декабря 2020 г. № 1195: Приказ // Министерство энергетики РФ от 6 декабря 2022 г. № 1286. – М.: Минэнерго России, 2002. – 183 с.
3. Официальный сайт АО «АТС». URL: <https://www.atsenergo.ru/vie> (дата обращения 10.04.2024).
4. Воропай Н.И., Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / Воропай Н.И., Подковальников В.В., Триуфанов В.В. и др.; отв. ред. Воропай Н.И., Новосибирск, Наука 2015. – 448 с.

Д. Ю. Мальцев¹

Научный руководитель:

И. Ю. Погоняйченко²

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

Саяно-Шушенский учебно-производственный информационный центр

ПАО «РусГидро» – «Корпоративный университет гидроэнергетики»²

ВЫРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИЗМЕНЕНИЮ АЛГОРИТМОВ РАБОТЫ АВТОМАТИКИ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТАМИ ПОСЛЕ ВЫДЕЛЕНИЯ МАЙНСКОЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ СТАНЦИИ

В данной статье будет представлено моделирование работы автоматики управления гидроагрегатами Майнской ГЭС в программе SimTech, в частности рассмотрены общая архитектура построения модели и её элементов, представлены тренды результатов работы автоматики управления гидроагрегатом в одном из режимов работы гидроагрегата Майнской ГЭС.

Ключевые слова: SimTech, моделирование, ПИ регулятор мощности, поддержка принятия решений, оценка тренда, модель, режимное регулирование, ПИД регулятор.

D. Y. Maltsev¹

Scientific supervisor:

I. Y. Pogonyaychenko²

Sayano-Shushenskiy branch Siberian Federal University¹

Sayano-Shushensky Educational and Production Information Center

PJSC RusHydro – «Corporate University of Hydropower»²

DEVELOPMENT OF RECOMMENDATIONS ON CHANGING THE ALGORITHMS OF THE AUTOMATIC CONTROL OF HYDRAULIC UNITS AFTER THE ALLOCATION OF THE MAIN HYDROELECTRIC POWER STATION FOR THE STATION'S OWN NEEDS

This article will present a simulation of the operation of the control automation of the Main hydroelectric power plant in the SimTech program, in particular, the general architecture of the model and its elements are considered, trends in the

results of the operation of the control automation of the hydraulic unit in one of the modes of operation of the Main hydroelectric power plant are presented.

Keywords: SimTech, modeling, PI power controller, decision support, trend estimation, model, mode control, PID controller.

Для подтверждения причин, указанных в [6] и приводящих к повышению частоты на шинах собственных нужд после отключения от сети станции одним линейным выключателем 220 кВ в ремонтных схемах при отключенном втором выключателе было выполнено моделирование работы системы автоматического регулирования гидроагрегата Майнской ГЭС. Моделирование выполнялось с использованием SimInTech (Simulation In Technic) – средой разработки математических моделей, алгоритмов управления, интерфейсов управления и автоматической генерации кода для контроллеров управления и графических дисплеев. SimInTech предназначен для детального исследования и анализа нестационарных процессов в различных объектах управления [3].

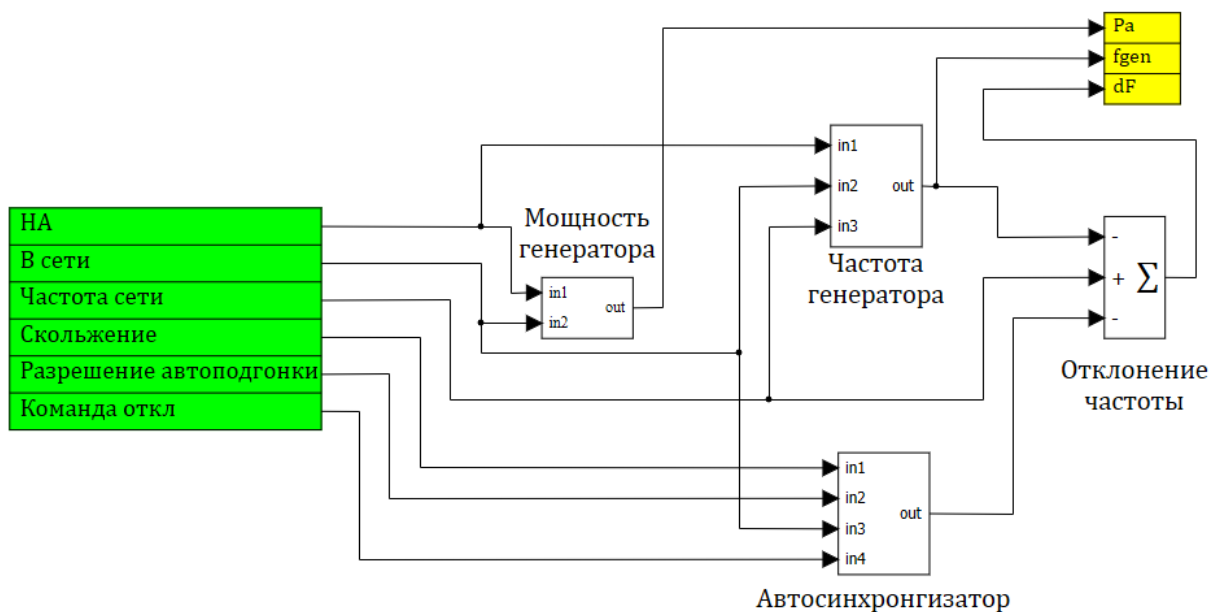


Рис.1 - Модель формирования величины отклонения частоты системы автоматикой автоматического регулирования гидроагрегата Майнской ГЭС.

Созданная модель формирования отклонения частоты системы автоматикой автоматического регулирования гидроагрегата Майнской ГЭС состоит из трёх субмоделей (Рис.1):

- Мощность генератора;
- Частота генератора;
- Автосинхронизатор.

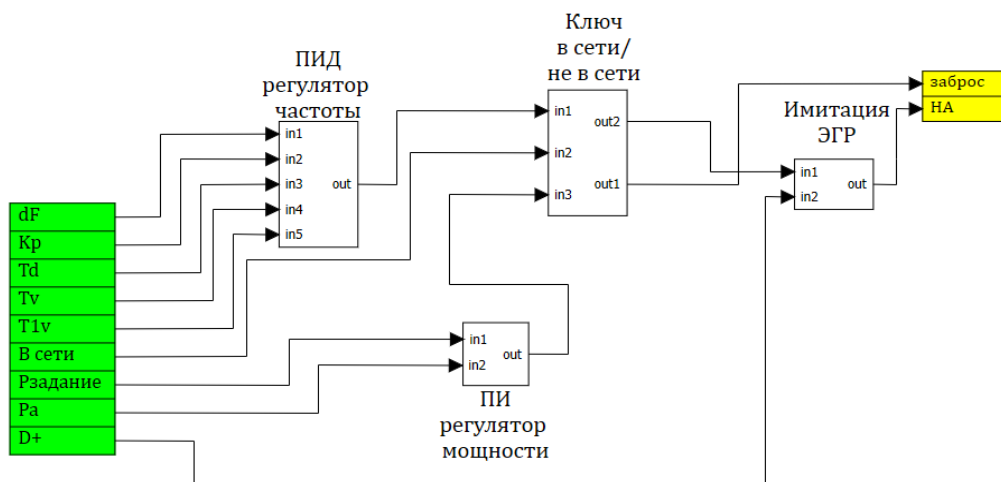


Рис.2 - Модель блока регуляторов системы автоматикой автоматического регулирования гидроагрегата Майнской ГЭС.

Модель блока регуляторов системы автоматикой автоматического регулирования гидроагрегата Майнской ГЭС состоит из четырёх субмоделей (Рис.2):

- ПИД регулятор частоты;
- ПИ регулятор мощности;
- Ключ в сети/не в сети;
- Имитация ЭГР.

В субмоделях применяются блоки из вкладок среды разработки математических моделей SimInTech [4].

Для работы всей модели в первую очередь было нужно решить задачу по моделированию величины частоты вращения гидроагрегата, это реализовано с помощью субмодели Частота генератора (Рис.3).

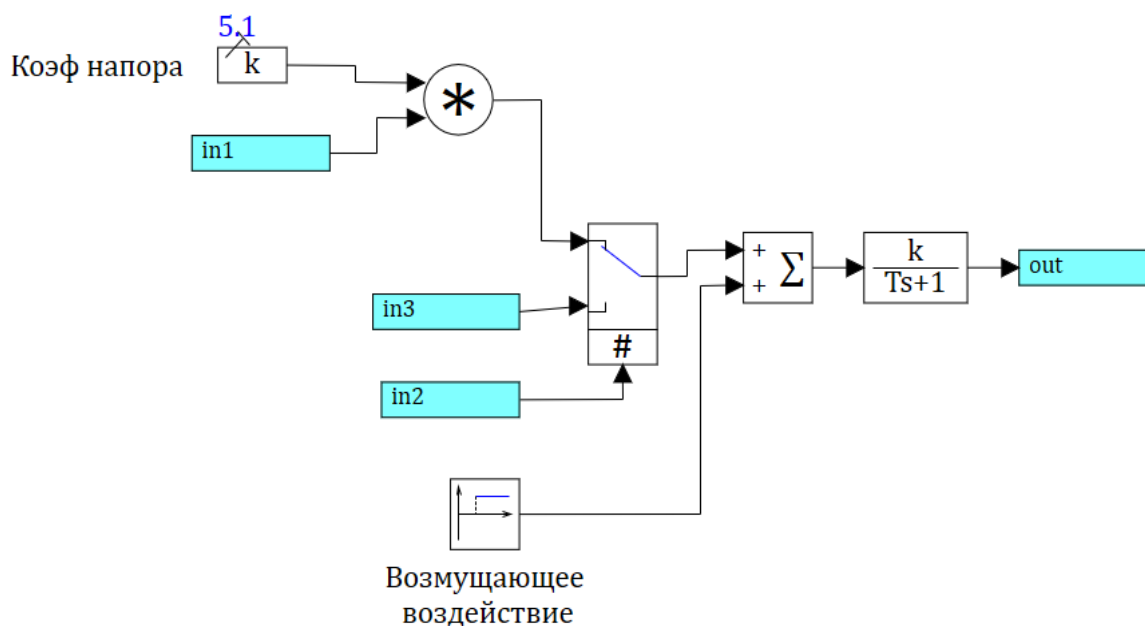


Рис.3 - Субмодель частота генератора

В субмодели производится расчёт частоты вращения с помощью перемножения величины открытия направляющего аппарата, которая берётся из ячейки памяти «НА» (in1) и блока Коэффициент напора, определяемого опытным путём во время отладки модели с использованием реальных трендов пуска гидрогенераторов Майнской ГЭС.

Переключение в модели значения частот со значения частоты вращения гидроагрегата на холостом ходу на значение частоты в энергосистеме (in3) выполняется с помощью Ключ имитации включения ГА в сеть по факту включения генератора в сеть (in2).

Для имитации изменения частоты в энергосистеме в модели используется блок Возмущающее воздействие.

После блока Передаточная функция для расчёта частоты значение частоты отправляется в ячейку памяти «fген» и на один из отрицательных входов сумматора Отклонение частоты, имеющий три входа, два отрицательных и один положительный.

На положительный вход подаётся из ячейки памяти нормальное значение частоты, для модели это значение установлено 100%.

На второй отрицательный вход поступает корректирующее значение от автосинхронизатора.

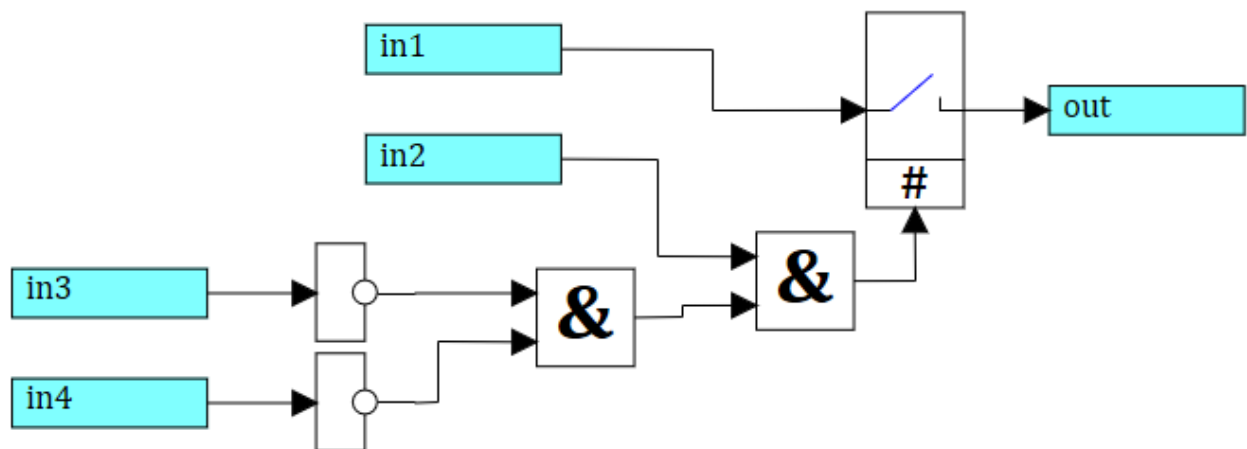


Рис.4 - Субмодель Автосинхронизатор

В субмодели Автосинхронизатор (Рис. 4) при условии, что генератор не в сети (in3), и нет команды на отключение (in4), после появлении условия синхронизации (in2) корректирующее значение (in1) подаётся на второй отрицательный вход блока сумматора Отклонение частоты.

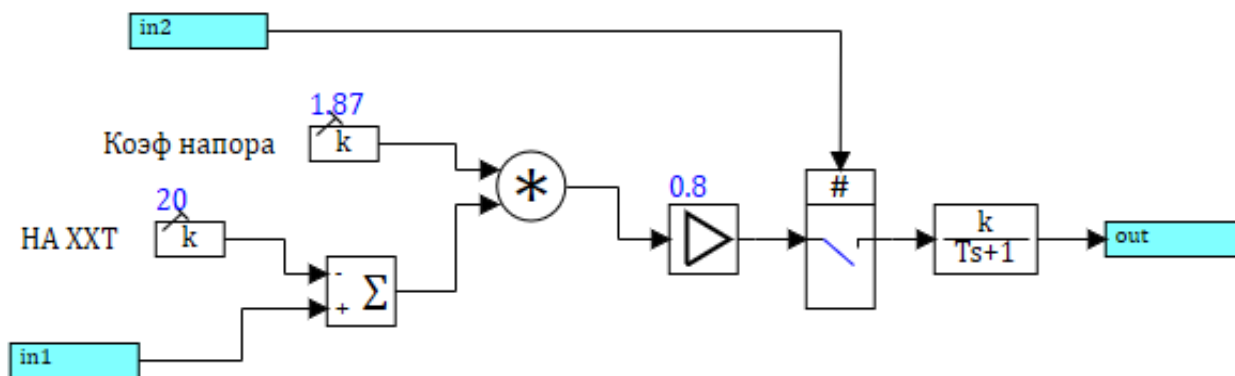


Рис.5 - Субмодель Мощность генератора

В субмодели Мощность генератора (Рис. 5) после имитации включения генератора (`in2`) в сеть выполняется расчёт мощности по открытию направляющего аппарата (`in1`) и коэффициенту напора.

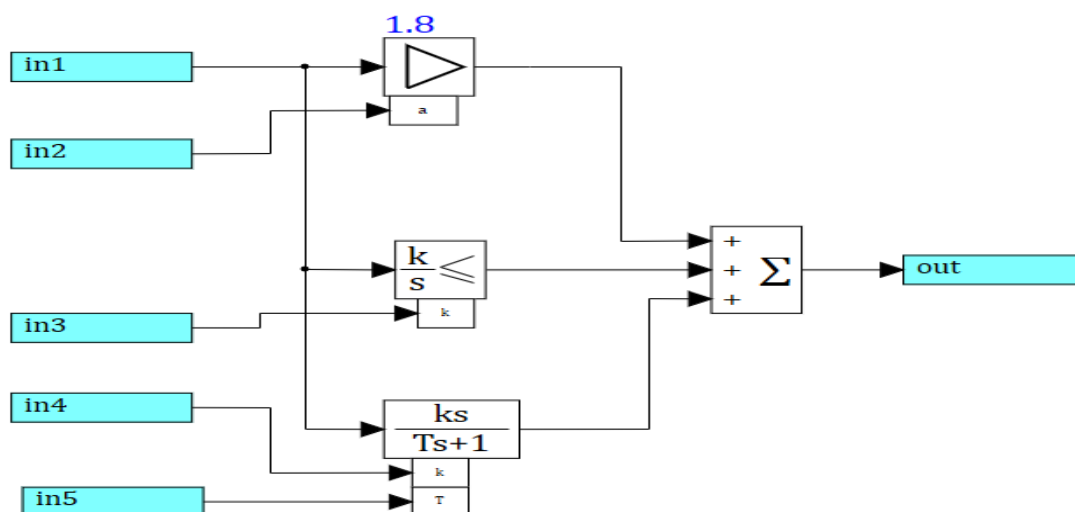


Рис.6 - Субмодель ПИД регулятор частоты генератора

Узел ПИД регулятора частоты (Рис. 6) выполняет задачу по преобразованию рассчитанных в предыдущем узле частоту вращения ротора гидроагрегата в открытие в процентах направляющего аппарата.

ПИД регулятор содержит три составляющие: пропорциональную, дифференциальную и интегральную.

ПИ регулятор мощности включает в себя блок «Пропорциональная составляющая ПИ регулятора», «Интегральная составляющая ПИ регулятора».

Далее будут рассмотрены тренды работы автоматики управления гидроагрегатами Майнской ГЭС, при его отключении от сети, смоделированные моделью.

Из тренда (Рис.7) видно, что при отключении генератора от сети генераторным выключателем частота вращения через некоторое время становится равной 100 %.

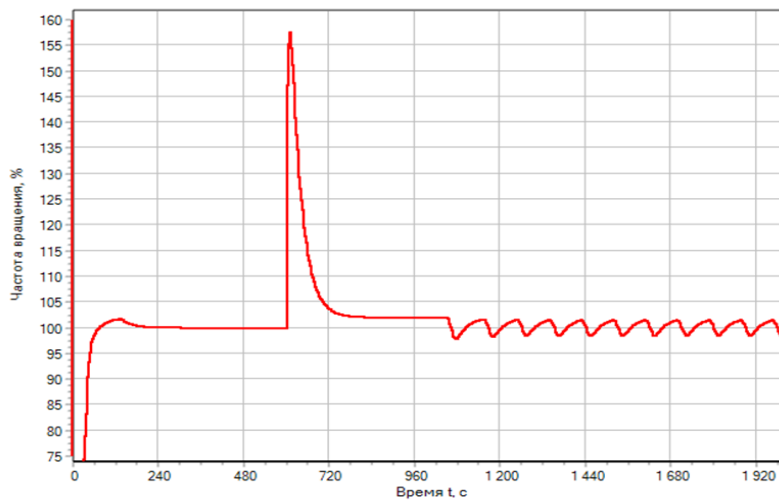


Рис. 7 - Тренд частоты вращения гидроагрегата при отключении выключателем генераторным.

При отключении генератора от сети выключателем 220 кВ частота вращения ГА стабилизируется на величине 102 %, что будет соответствовать 51 Гц (Рис 8). Такая же частота устанавливается на шинах собственных нужд Майнской ГЭС после отключения от сети генератора выключателем 220 кВ в реальных аварийных ситуациях.

В результате моделирования в программе SimTech получились тренды по частоте вращения, на основе которых можно сделать вывод, что переключение режима работы гидроагрегата в системе автоматического регулирования гидроагрегата Майнской ГЭС должно учитывать не только положение генераторного выключателя, но и связь с энергосистемой линейными выключателями 220 кВ.

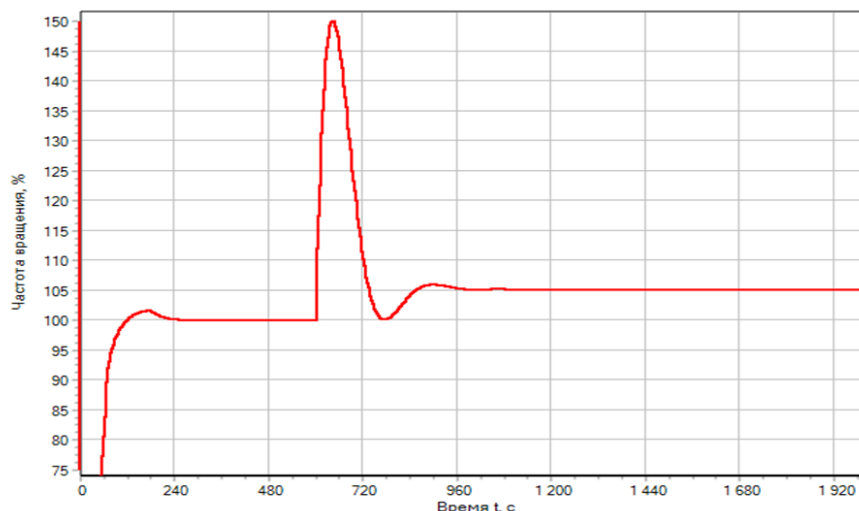


Рис.8 - Тренд частоты вращения гидроагрегата при отключении выключателем распределительного устройства КРУЭ-220 кВ.

Список источников

1. А. Козлов. Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических электрических станций и подстанций: учебное пособие / А. Козлов, В. Козлов, А. Ротачева. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 315 с.
2. ПИД-регулятор. Методика настройки / Промышленная автоматизация. Полезная информация по электромонтажу устройств эксплуатации и ремонту электрооборудования // Electric-Blogger.ru [сайт]. – 2020-7 окт. URL: <https://electric-blogger.ru/promyshlennoe/pid-regulyator-metodika-nastrojki.html> (дата обращения 01.04.2023).
3. Среда динамического моделирования SimInTech [сайт] // URL: <https://simintech.ru/?from=sdt> (дата обращение 29.11.2023).
4. Справочная система SimInTech [сайт] // URL: <https://help.simintech.ru/> (дата обращения 15.12.23).
5. Кобылецки, Сергей Константинович. Моделирование гидроагрегата в среде динамического моделирования SimInTech [Сайт]: магистерская диссертация: 13.04.02 / С. К. Кобылецки. – Саяногорск, Черемушки: СФУ; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2022. – <https://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/148252> (дата обращение 29.11.2023).
6. Д.Ю. Мальцев. Выработка рекомендаций по изменению алгоритмов работы автоматики управления гидроагрегатами после выделения Майнской гидроэлектростанции на собственные нужды станции. Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. материалов X Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 24-28 апреля 2023 г. / отв. за вып. А.В. Толмачев. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2023. – С. 316-324

В. М. Бердников¹, Е. Н. Осипчук¹

Научный руководитель:

Н. В. Абасов¹ канд. техн. наук

Институт систем энергетики имени Л. А. Мелентьева СО РАН¹

ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГНОСТИЧЕСКИХ ОЦЕНОК ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

В статье рассматриваются подходы к формированию прогностических оценок сценариев притока с помощью нейронной сети и моделирования долгосрочных режимов ГЭС, разработанных в ИСЭМ СО РАН. В качестве входных данных используются метеопоказатели глобальных климатических моделей (осадки, температура, индекс завихренности и др.). Рассмотрены применяемые ансамблевые методы глубокого обучения для минимизации ошибок на верификации. В качестве примера показаны результаты моделирования притока и режимов Саяно-Шушенской ГЭС.

Ключевые слова: режимы ГЭС, приток, прогностические оценки, нейронные сети, машинное обучение.

V. M. Berdnikov¹, E. N. Osipchuk¹

Scientific supervisor:

N. V. Abasov¹ Candidate of Technical Sciences

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS¹

PROGNOSTIC ESTIMATES GENERATION OF LONG-TERM REGIMES OF HYDRO POWER PLANT USING A NEURAL NETWORK

The article discusses approaches to generating predictive estimates of inflow scenarios using a neural network and long-term regimes of HPP modeling developed at the MESI SB RAS. Meteorological indicators of global climate models are used as input data (precipitation, temperature, vorticity index, etc.). The applied ensemble methods of deep learning to minimize errors in verification are considered. As an example, the results of modeling the inflow and regimes of the Sayano-Shushenskaya HPP are shown.

Keywords: HPP regimes, inflow, predictive assessments, neural networks, machine learning.

Введение

При планировании долгосрочных режимов ГЭС важнейшим показателем является оценка предстоящей водности. В настоящее время долгосрочное прогнозирование притока с заблаговременностью от 1 месяца и более возможно только с помощью вероятностных моделей, что затрудняет принятие управленческих решений.

Традиционные подходы к долгосрочному прогнозированию притока основаны на анализе и обработке статистики, однако из-за наблюдаемых в последние десятилетия глобальных изменений климата они приводят к значительным ошибкам. Современные глобальные климатические модели позволяют формировать прогностические показатели с высоким пространственным разрешением и на длительную перспективу. Например, система CFS (Climate Forecast System) формирует прогностические ансамбли метеопоказателей на период с временным интервалом от 6 часов до 9 месяцев [1–3]. Проблема остается из-за значительного рассеивания прогностических данных по разным ансамблям.

Нейросетевые модели позволяют учитывать закономерности множества прогностических ансамблей и моделей, формировать прогностические оценки с различной заблаговременностью и уменьшать рассеивание прогностических данных.

1. Разработанная нейросетевая модель для формирования прогностических оценок притока

Одним из способов для обработки и накопления входных климатических и гидрологических данных является использование нейросетевых моделей. В ИСЭМ СО РАН разрабатываются подходы для формирования долгосрочных сценариев притока и планирования режимов работы ГЭС, включая использование специальных нейросетевых моделей. Созданные компоненты нейронной сети являются частью информационно-прогностической системы ГеоГИПСАР [1, 4–6], которая включает в себя вероятностные, аппроксимативные и другие методы по формированию долгосрочных оценок временных рядов. При работе с нейросетевыми моделями используют глобальные открытые климатические данные реанализа и системы прогнозирования CFS.

Для обучения сети в качестве предикторов используются данные состояния атмосферы, включая температурные режимы, осадки, давление, геопотенциал и другие, а также годы-аналоги по водности, зоны корреляции прогнозируемого ряда с климатическими показателями, индекс завихренности атмосферы [7, 8]. На рис. 1 представлены примеры формирования предикторов для притока в Саяно-Шушенское водохранилище за апрель 2023 г. на основе корреляционных связей (положительных и отрицательных): на рис. 1а показаны области со значимой корреляцией по индексу завихренностей отмеченных областей на сентябрь предыдущего года, на рис. 1б –

положительные корреляционные связи по температурному режиму на август предыдущего года. Аналогичные предикторы выбираются для других климатических показателей на разных периодах времени.

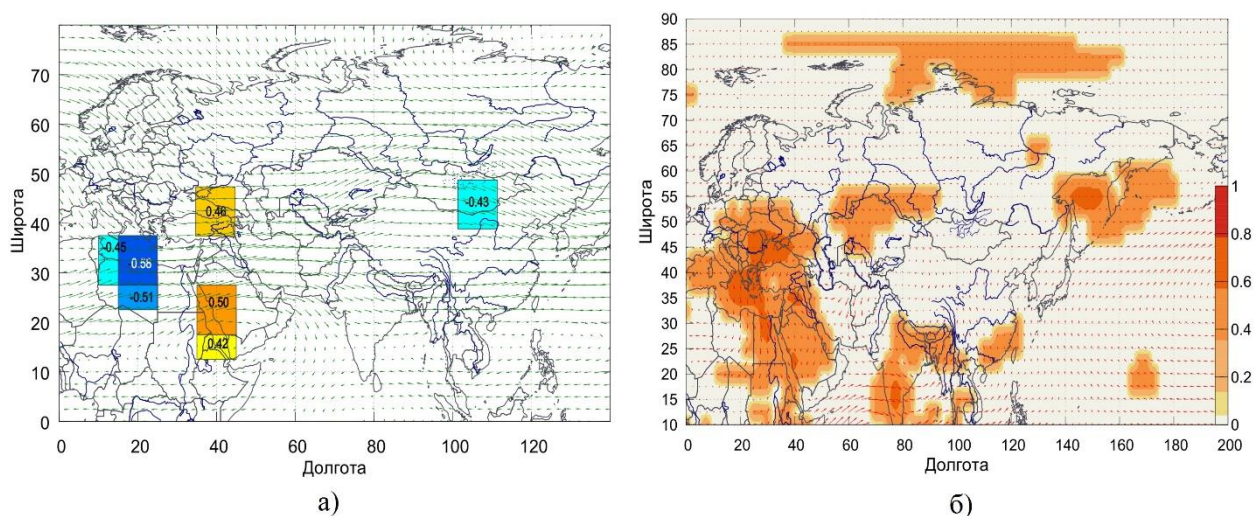


Рисунок 1. Примеры формирования предикторов для притока в Саяно-Шушенское водохранилище (а – индекс завихренности; б – корреляции температур)

Разработанная нейронная сеть имеет множество параметров настройки внутренней структуры: изменение количества скрытых слоев и нейронов в слое, функции активатора в нейроне, количества выходных интервалов и др. Модель позволяет получать численные показатели прогнозируемого процесса или вероятности попадания в каждый интервал диапазона его изменчивости. Количество интервалов, как правило, задается от пяти и более в зависимости от требований точности и надежности прогнозирования.

На рис. 2 представлены основные этапы работы нейронной сети. Стандартная нейросетевая модель включает этапы обучения, верификации и прогнозирования. К сожалению, ограниченная статистика для настройки нейросетевой модели не позволяет формировать прогностические оценки с минимальными ошибками на верификационных выборках. Поэтому для минимизации ошибок на верификации используются ансамблевые методы глубокого обучения [9], среди которых широкое распространение получили методы бэггинга, стеккинга и бустинга.

Метод бэггинга [10] используется для уменьшения дисперсии (разброса) во входных данных. Основной принцип заключается в разбиении общего прогнозируемого периода на отдельные выборки по определённым критериям и использовании их в нейросетевой модели с дальнейшим отбором результатов методом комплексирования.

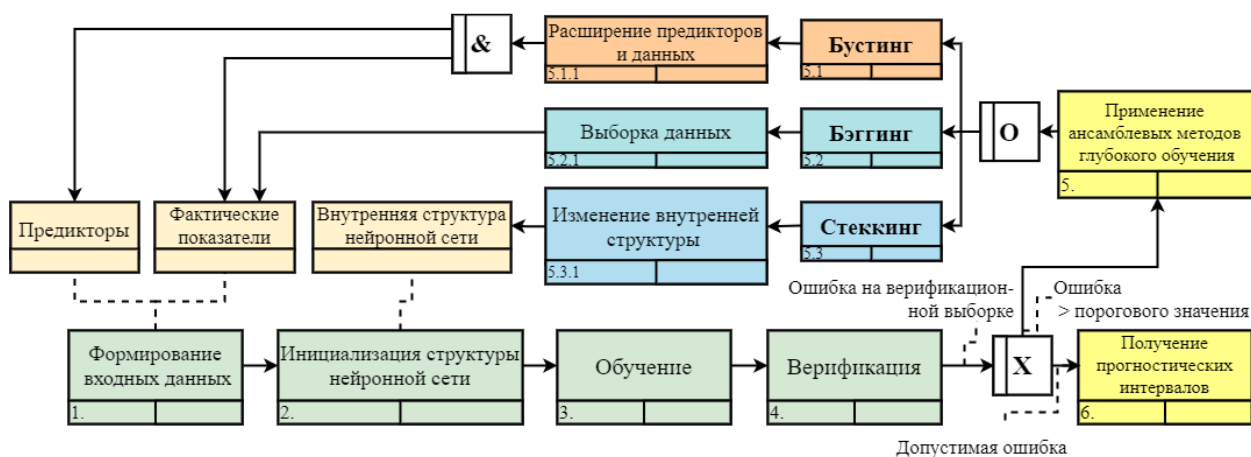


Рисунок 2. Схема работы нейронной сети и применения ансамблевых методов

В задачах построения долгосрочных прогностических оценок бэггинг применяется для генерации выборок по отдельным экстремальным периодам с целью улучшения чувствительности к экстремальным показателям. Например, общая выборка наблюдений за водностью разделяется по значениям обеспеченности с выделением базовых зон (экстремально высокая, высокая, норма, низкая, экстремально низкая). Из полученной выборки отбираются высокие (1-я выборка) и низкие по водности года (2-я выборка), которые затем подаются по очереди на вход в нейросетевую модель. Полученные результаты фиксируются и отбираются для получения итогового результата.

Метод стеккинга применяется для улучшения прогнозов за счет использования одного и того же набора входных параметров, но с изменением внутренней структуры нейронной сети (внутренних слоев, количества нейронов в слое, функции активатора, коэффициентов активации и др.). Принципиально стеккинг и бэггинг отличаются в подходах к организации работы с данными и моделью: бэггинг – изменение входной выборки и предикторов посредством разбиения на подвыборки, стеккинг – изменение внутренней структуры нейронной сети. Использование стеккинга для формирования прогностических сценариев водности позволяет эффективно настраивать внутренние коэффициенты нейронной сети.

Метод бустинга предполагает последовательное приспособливание (расширение) модели к входным параметрам. Отличительная особенность метода в учете ошибок предыдущих расчетов нейросетевой модели и динамическом добавлении и отборе входных данных и предикторов. При формировании прогностических сценариев водности необходимо учитывать различные климатические параметры за разные промежутки времени. Иногда выделенные предикторы могут не оказывать большого влияния на результирующий прогноз или, наоборот, вносить шум в работу нейронной

сети. Метод бустинга позволяет более плавно вводить в нейросетевую модель входные предикторы и корректировать полученный результат.

2. Моделирование притока в Саяно-Шушенское водохранилище

При управлении режимами Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС) апрель является важным периодом с точки зрения прохождения минимального уровня водохранилища. Этот месяц оказывает большое влияние на планирование режимов работы СШГЭС за счет температурного режима и периода таяния горных снежных запасов в бассейне её водохранилища. Также влияние оказывает увлажненность почвы за прошлый осенний период.

В качестве примера на рис. 3 приведены фактические показатели притока в водохранилище СШГЭС за апрель и результаты его прогнозирования на 2024 г. (по состоянию на ноябрь 2023 г.). Для формирования прогноза весь диапазон наблюдений разбивается на интервалы и рассчитываются вероятности попадания в каждый интервал. Пример приведен для пяти интервалов с отмеченными вероятностями на обучающей и верификационной выборках (показатели с малыми вероятностями отброшены).

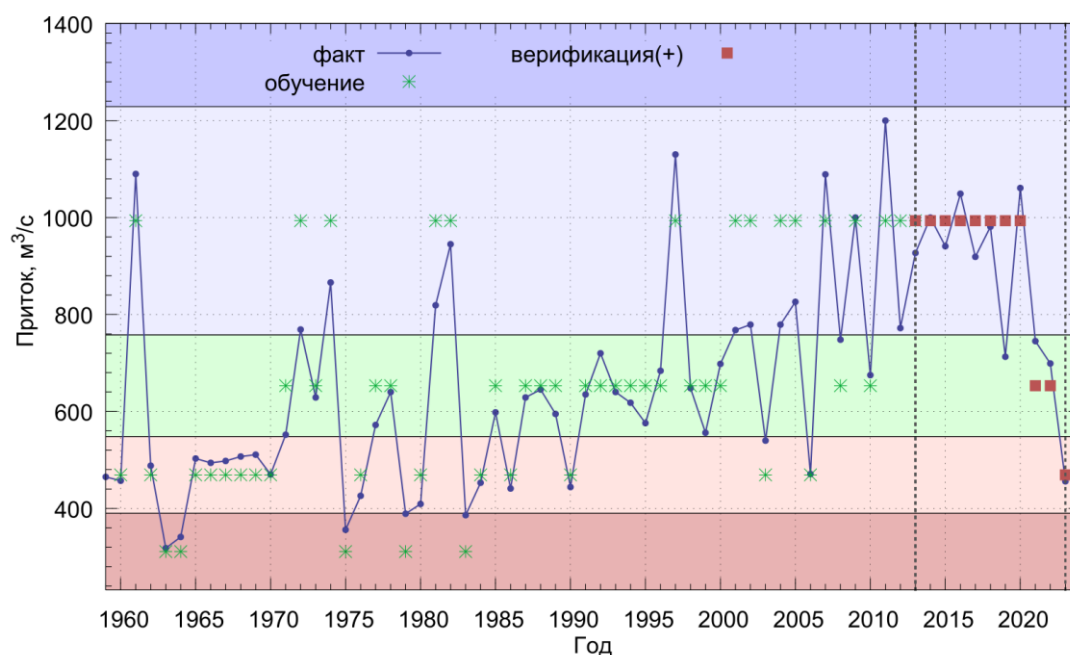


Рисунок 3. Пример интервальной оценки притока в Саяно-Шушенское водохранилище на апрель 2024 г.

Для формирования интервальной оценки притока воды в водохранилище СШГЭС использовались статистические данные притока, корреляционные связи климатических показателей (температура, осадки, давление) со значением притока воды в водохранилище, значения коррелирующих зон по индекс завихренности атмосферы. Был проведен ряд экспериментов с

различным количеством влияющих предикторов (более 300, включая температуры, осадки, индекс завихренности, сток и др.) для разных частей всего земного шара. По отобранным моделям вероятности распределения притока по интервалам имели нулевую ошибку на обучающей выборке и минимальную на верификационной, что может свидетельствовать о применимости подхода для формирования прогностических оценок.

Для анализа внутрисезонного состояния водности предлагается использование специальных гидрографов в виде объема интегрального притока на каждую дату с начала водохозяйственного года (конец апреля – начало мая) (рис. 4).

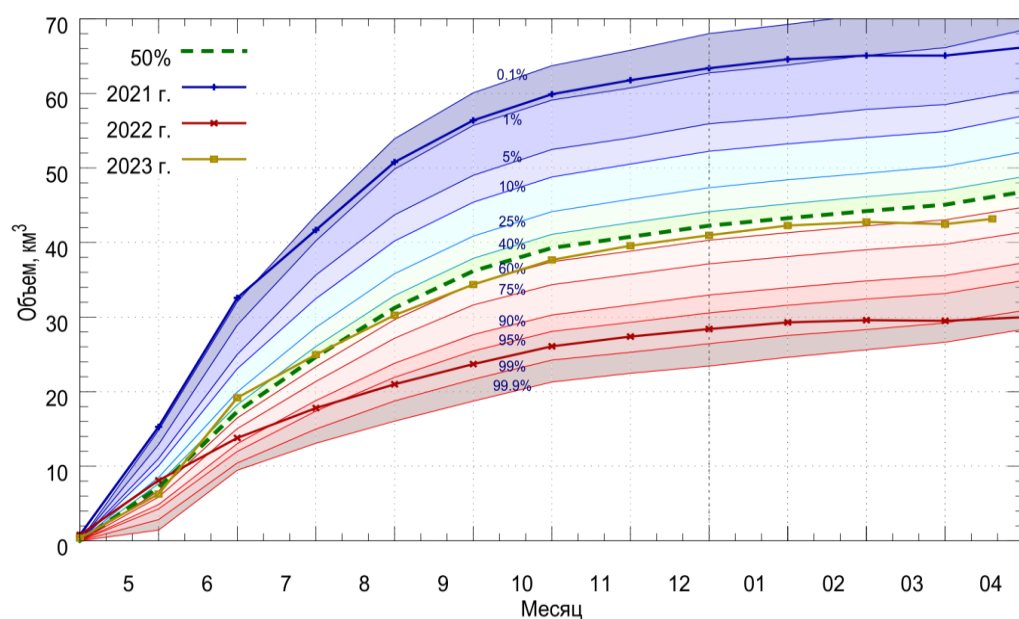


Рисунок 4. Гидрографы интегрального притока в Саяно-Шушенское водохранилище в 2021–2023 гг.

Для каждого месяца (декады) рассчитывается интегральный приток, который определяется на основе накопленной статистики в виде расчетной обеспеченности. В качестве примера на рис. 4 показана динамика изменения обеспеченности полезного притока в водохранилище СШГЭС для 2021–2023 гг. Как видно из графика, за рассматриваемый период наблюдались как экстремально многоводный 2021 г. (1–2% обеспеченности), так и экстремально маловодный 2022 г. (99–98% обеспеченности).

3. Моделирование режимов работы Саяно-Шушенской ГЭС

По результатам сформированного с помощью нейронной сети притока было проведено моделирование режимов работы СШГЭС для периода с 1 мая 2023 г. по 1 мая 2024 г. в декадном разрешении с учетом 3-х сценариев притока (минимальный, средний, максимальный).

Для СШГЭС можно выделить два режима работы с основными ограничениями:

– летний период: наполнение водохранилища с обеспечением предельных отметок по состоянию плотины в зависимости от температурных условий; при нормальных условиях водности величина сбросного расхода через водосброс не должна превышать $5000 \text{ м}^3/\text{с}$; для нормальной работы водозаборов необходимо обеспечение санитарного попуска $700 \text{ м}^3/\text{с}$; в период нереста рыб не допускается сработка водохранилища;

– зимний период: сработка водохранилища с обеспечением плавного изменения расхода воды с учетом ледовой обстановки в нижнем бьефе.

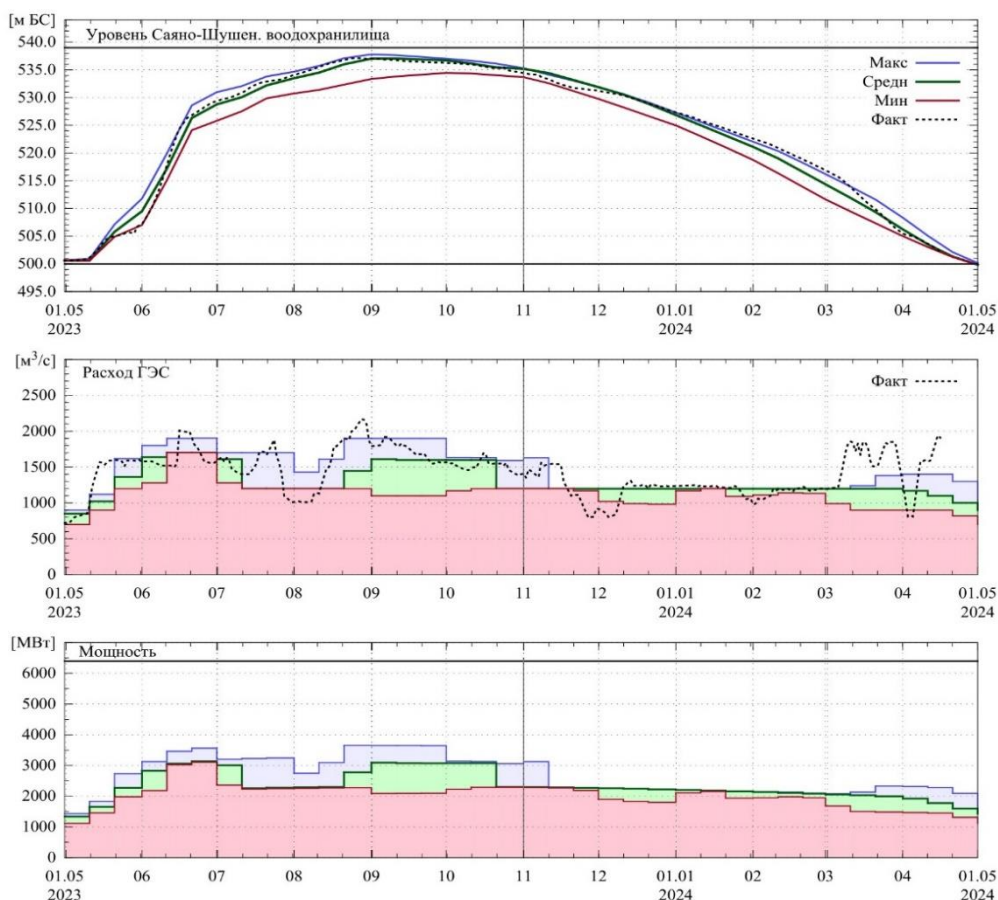


Рисунок 5. Модельные и фактические режимы Саяно-Шушенской ГЭС на 2023–2024 гг.

Как видно из рис. 5, модельные расходы СШГЭС в течение всего периода не превышают $1700\text{--}1900 \text{ м}^3/\text{с}$, при этом водохранилище наполняется до отметок $534\text{--}537 \text{ м}$, что соответствует фактическим режимам. Максимальная мощность ГЭС достигает $3100\text{--}3600 \text{ МВт}$ ($48\text{--}56\%$ от установленной).

Заключение

Использование нейросетевых моделей позволяет формировать прогностические сценарии притоков воды в водохранилища с

заблаговременностью более 6 месяцев, на основе которых проводится моделирование вероятных режимов ГЭС. Для водохранилища СШГЭС проведено обучение нейросетевой модели и сформированы интервальные прогностические оценки притока на апрель 2024 г. В дальнейшем предполагается объединение нейросетевых методов и глобальных климатических моделей для более надежного формирования прогностических сценариев притоков.

Список источников

1. Абасов Н.В. О развитии прогностической системы ГИПСАР на основе Lua-компонентов // Тр. XVI Байкальской Всерос. конф. «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Т. 3. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. – С. 212-217.
2. Абасов Н.В., Бережных Т.В., Ветрова В.В. Долгосрочное прогнозирование гидроэнергетического потенциала каскада ГЭС в условиях изменения климата // Известия РАН, Энергетика, 2012, № 1. – С. 49-57.
3. Saha S., Moorthi Sh., Pan Hu., et al. The NCEP Climate Forecast System Reanalysis // American Meteorological Society, vol. 8, 2010, pp. 1015-1057.
4. Abasov N.V., Nikitin V.M., Berezhenykh T.V., Osipchuk E.N. Monitoring and Predictive Estimations of Atmospheric Parameters in the Catchment Area of Lake Baikal // Atmosphere, 2022, 13, 49. DOI: 10.3390/atmos13010049.
5. Berdnikov V.M. Generation of Prognostic Interval Estimates of Water Inflows to Hydroelectric Reservoirs Using Multiparametric Neural Network // Energy System Research, 2021. DOI: 10.1051/e3conf/202128901003.
6. Бердников В.М., Абасов Н.В., Бережных Т.В. Использование многопараметрической нейронной сети для интервальных оценок водности в бассейнах водосбора водохранилищ // Материалы международной конференции, посвященной памяти Н.К. Кононовой (14-17 июня 2021 г.). – Иркутск, 2021. – С. 99-104.
7. Roberts W.O. Geomagnetic storms and the development of winter 300-megabyte deflection in the North Pacific-North America region. / W.O. Roberts, R.H. Olson // Journal of Atmospheric Sciences, vol. 30, 1973, pp. 135-140.
8. Wilcox J.M., Phillip H. Scherrer, Leif Svalgaard, Walter O. Roberts. The influence of the structure of the magnetic sector of the Sun on the vorticity of the Earth's atmosphere // Journal of Atmospheric Sciences, vol. 31, 1974, pp. 581-588.
9. Гудфеллоу Я. Глубокое обучение / Я. Гудфеллоу, И. Бенджио, А. Курвилль // пер. с англ. А. А. Слинкина. – 2-е изд., испр. – М.: ДМК Пресс, 2018. – 652 с.
10. Breiman L. Bagging Predictors // Machine Learning. vol. 24. 1996. pp.123-140.

УДК 627.815.4.

К. П. Курленко¹

Научный руководитель:

И. Ю. Погоняйченко²

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

Саяно-Шушенский учебно-производственный информационный центр

ПАО «РусГидро» – «Корпоративный университет гидроэнергетики»²

АЛГОРИТМ ОПЕРАТИВНОЙ КОРРЕКТИРОВКИ ПРОПУСКА РАСХОДОВ СШГЭС МАЙНСКОЙ ГЭС

В публикации представлен анализ создания информационной системы, предназначенной для прогнозирования и своевременной корректировки условий эксплуатации гидроагрегатов Майнской ГЭС, с целью минимизации ущерба (упущенной выгоды) от неоптимальных режимов работы гидроагрегатов и вероятных холостых сбросов воды. Актуальность данной статьи заключается в выявлении зависимости, которая в дальнейшем поможет при определении реакции загрузки Основной гидроэлектростанции при внеплановом изменении нагрузки СШГЭС.

Ключевые слова: *гидроэлектростанция, контррегулирующая станция, водный режим, водноэнергетический режим, оптимизация режима.*

X. P. Kurlenko¹

Scientific supervisor:

I. Y. Pogonyaychenko²

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

Sayano-Shushensky Educational and Production Information Center

PJSC RusHydro – «Corporate University of Hydropower»²

THE ALGORITHM FOR THE OPERATIONAL ADJUSTMENT OF THE SKIPPING OF EXPENSES OF THE MAIN HYDROELECTRIC POWER STATION

The publication presents an analysis of the creation of an information system designed to predict and timely adjust the operating conditions of the Main hydroelectric power plant in order to minimize damage (lost profits) from suboptimal operating modes of hydraulic units and probable idle water discharges. The relevance of this article lies in the identification of a dependence that will further help in determining the loading reaction of the Main hydroelectric power plant with

an unplanned change in the load of the SSHPP.

Keywords: *hydroelectric power station, counter-regulating station, water regime, water-energy regime, regime optimization.*

Саяно-Шушенский гидроэнергокомплекс является сложным гидроэнергетическим объектом, в том числе и потому, что при работе Саяно-Шушенской ГЭС необходимо планировать водноэнергетический режим Майнской ГЭС, удовлетворяющий потребностям других неэнергетических пользователей.

Майнское водохранилище служит контррегулирующей емкостью, позволяющей полноценно использовать мощность Саяно-Шушенского гидроузла. Контррегулирование вызвано необходимостью выравнивания уровней (расходов) воды на участке реки Енисей от плотины Майнской ГЭС до зоны выклинивания Красноярского водохранилища в периоды пиковых и сниженных нагрузок Саяно-Шушенской ГЭС.

Работа СШГЭС в пиковой и полупиковой части графика нагрузки приводит к частой смене гидрологической ситуаций на станции и необходимости постоянной адаптации эксплуатационного режима под новые условия.

Под поддержкой принятия решений понимают всевозможную помощь пользователю в процессе его работы (подход к решению задачи пользователя в управленческой деятельности и в конечном итоге – выбор варианта решения задач пользователя).

Системы поддержки принятия решений (далее СППР) – это специальные компьютерные программы, анализирующие поступающую информацию.

Автоматизированные СППР в общем случае полностью или частично выполняют следующие функции:

- 1) автоматически предоставляют справочную информацию лицу, принимающему решение (ЛПР) в соответствии с условиями решаемой задачи;
- 2) визуализируют получаемую информацию в графическом или другом виде, удобном для ЛПР;
- 3) способствуют сужению области пространства поиска решений;
- 4) предоставляют рекомендации по принятию управленческих решений, а также возможные их альтернативы;
- 6) осуществляют выбор и рекомендации наиболее приемлемых в рамках решаемой задачи управленческих решений;
- 7) моделируют возможные последствия принятых решений.

Трудность расчета графика нагрузки МГЭС заключается в том, что СШГЭС участвует в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности (АВРЧМ) с широким диапазоном возможных коэффициентов долевого участия (КДУ) от 0% до 51%, а с сентября 2023 года ещё и в процессе интегральной оптимизации режимов ОЭС Сибири. В данных

условиях для повышения эффективности работы, минимизации либо полного исключения холостых сбросов воды требуется ежечасный контроль и актуализация расчета графика активной мощности МГЭС.

Требуется найти зависимость необходимого изменения расходов МГЭС при изменении расходов СШГЭС, что позволит определить необходимое изменение графика активной мощности МГЭС.

Последовательность расчета будет производиться по данной последовательности:

$$\begin{aligned} (Z_{\text{МГЭС}}^{\text{н}}, Q_{\text{нб МГЭС}}^{\text{треб}}(t)) &\rightarrow [Q_{\text{пр МГЭС}}(t) = Q_{\text{нб СШГЭС}}(t - \tau_2) + Q_{\text{б.пр МГЭС}}(t)] \rightarrow \\ [Q_{\text{б МГЭС}}(t) = Q_{\text{нб МГЭС}}^{\text{треб}}(t) - Q_{\text{пр МГЭС}}(t)] &\rightarrow V_{\text{срб МГЭС}}(t) \rightarrow \\ [V_{\text{бб МГЭС}}(t) = V_{\text{бб МГЭС}}^{\text{н}}(Z_{\text{бб МГЭС}}^{\text{н}}) - V_{\text{срб МГЭС}}(t)] &\rightarrow \\ [Z_{\text{бб МГЭС}}(t) = Z_{\text{бб МГЭС}}(V_{\text{бб МГЭС}}(t))] &\rightarrow [Z_{\text{нб МГЭС}}(t) = Z_{\text{нб МГЭС}}(Q_{\text{нб МГЭС}}(t), \\ Z_{\text{бб МГЭС}}(t))] &\rightarrow H_{\text{ГЭС МГЭС}}(t) \rightarrow Q_{\text{ГЭС МГЭС}}^{\text{пред}}(H_{\text{МГЭС}}(t)) \rightarrow \\ Q_{\text{МГЭС 2}}(t), Q_{\text{х.сбр. МГЭС}}(t) &\rightarrow N_{\text{ГЭС 2}}(t) \end{aligned}$$

где $Z_{\text{МГЭС}}^{\text{н}}$ – УВБ МГЭС, м;

$Q_{\text{нб МГЭС}}^{\text{треб}}$ – требуемый расход через турбины МГЭС, м³/с;

$Q_{\text{пр МГЭС}}$ – приток к створу МГЭС, м³/с;

$Q_{\text{нб СШГЭС}}$ – сбросные расходы СШГЭС, м³/с;

$Q_{\text{б.пр МГЭС}}$ – боковая приточность к створу МГЭС, м³/с;

$Q_{\text{ГЭС МГЭС}}^{\text{пред}}$ – расход МГЭС, м³/с;

$V_{\text{срб МГЭС}}$ – объем сработки водохранилища МГЭС, м³;

$H_{\text{ГЭС МГЭС}}$ – напор МГЭС, м.

Расчеты могут выполняться средствами MS Excel.

Для примера взят расчет водноэнергетического режима работы МГЭС за сутки 03.07.2023.

За исходные данные взята суммарная активная мощность МГЭС план и факт, турбинные расходы МГЭС и СШГЭС план и факт, также посчитаны отклонений сбросных расходов. Данные приведены в таблице 1.1

Определяем ежечасное изменение расчетного и фактического расхода по каждой ГЭС:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{СШГЭС}} &= Q_{\text{СШГЭС}}^{\text{пл}} - Q_{\text{СШГЭС}}^{\text{ф}} \\ \Delta Q_{\text{МГЭС}} &= Q_{\text{МГЭС}}^{\text{пл}} - Q_{\text{МГЭС}}^{\text{ф}} \end{aligned}$$

где $Q_{\text{СШГЭС}}^{\text{пл}}$ $Q_{\text{МГЭС}}^{\text{пл}}$ - расчетные расходы СШГЭС и МГЭС соответственно, м³/с;

$Q_{\text{СШГЭС}}^{\text{ф}}$ $Q_{\text{МГЭС}}^{\text{ф}}$ – фактические расходы СШГЭС и МГЭС соответственно, м³/с.

Таблица 1.1 – Расчет изменения сбросных расходов СШГЭС, МГЭС

Часы	Расход СШГЭС, м³/с			Расход МГЭС, м³/с		
	план	факт	ΔQ СШГЭС	план	факт	ΔQ МГЭС
1	1189	1234	+45	1591	1579	-12
2	1189	1239	+50	1605	1576	-29
3	1189	1262	+73	1634	1598	-36
4	1337	1463	+126	1654	1609	-45
5	1485	1538	+53	1669	1608	-61
6	1623	1689	+66	1685	1613	-72
7	1761	1778	+17	1692	1614	-78
8	1761	1801	+40	1688	1619	-69
9	1761	1796	+35	1677	1606	-71
10	1761	1768	+7	1665	1608	-57
11	1761	1783	+22	1652	1621	-31
12	1761	1830	+69	1639	1618	-21
13	1761	1839	+78	1626	1606	-20
14	1761	1841	+80	1613	1592	-21
15	1761	1779	+18	1600	1577	-23
16	1761	1774	+13	1585	1569	-16
17	1761	1659	-102	1572	1566	-6
18	1761	1578	-183	1561	1568	+7
19	1761	1658	-103	1549	1566	+17
20	1623	1500	-123	1546	1563	+17
21	1485	1305	-180	1547	1570	+23
22	1337	1218	-119	1547	1588	+41
23	1189	1156	-33	1555	1572	+17
24	1189	1148	-41	1573	1534	-39
Среднее	1572	1568	-4	1614	1590	-24

Как следует из таблицы 1.1, расход через турбины СШГЭС меняется непредсказуемо, что неизбежно оказывает влияние на водноэнергетический режим работы МГЭС и приводит к необходимости корректировка графика суммарной активной мощности МГЭС.

Для выполнения расчета требуемой величины изменения активной мощности в зависимости от изменения расходов – определим удельный турбинный расход МГЭС Q_{y0} , а именно, расход воды, приходящий на 1 МВт мощности, вырабатываемой турбиной МГЭС.

Примем, Q_{y0} – удельный расход МГЭС через турбины равен 11,5 м³/МВт×с. Тогда можно оценить требуемую мощность в зависимости от изменения расходов.

В соответствии с правилами оптового рынка, существенным условием является возможность корректировки графика активной мощности МГЭС с заблаговременностью не менее чем на за 2 часа.

Алгоритм действий представлен на рисунке 1.

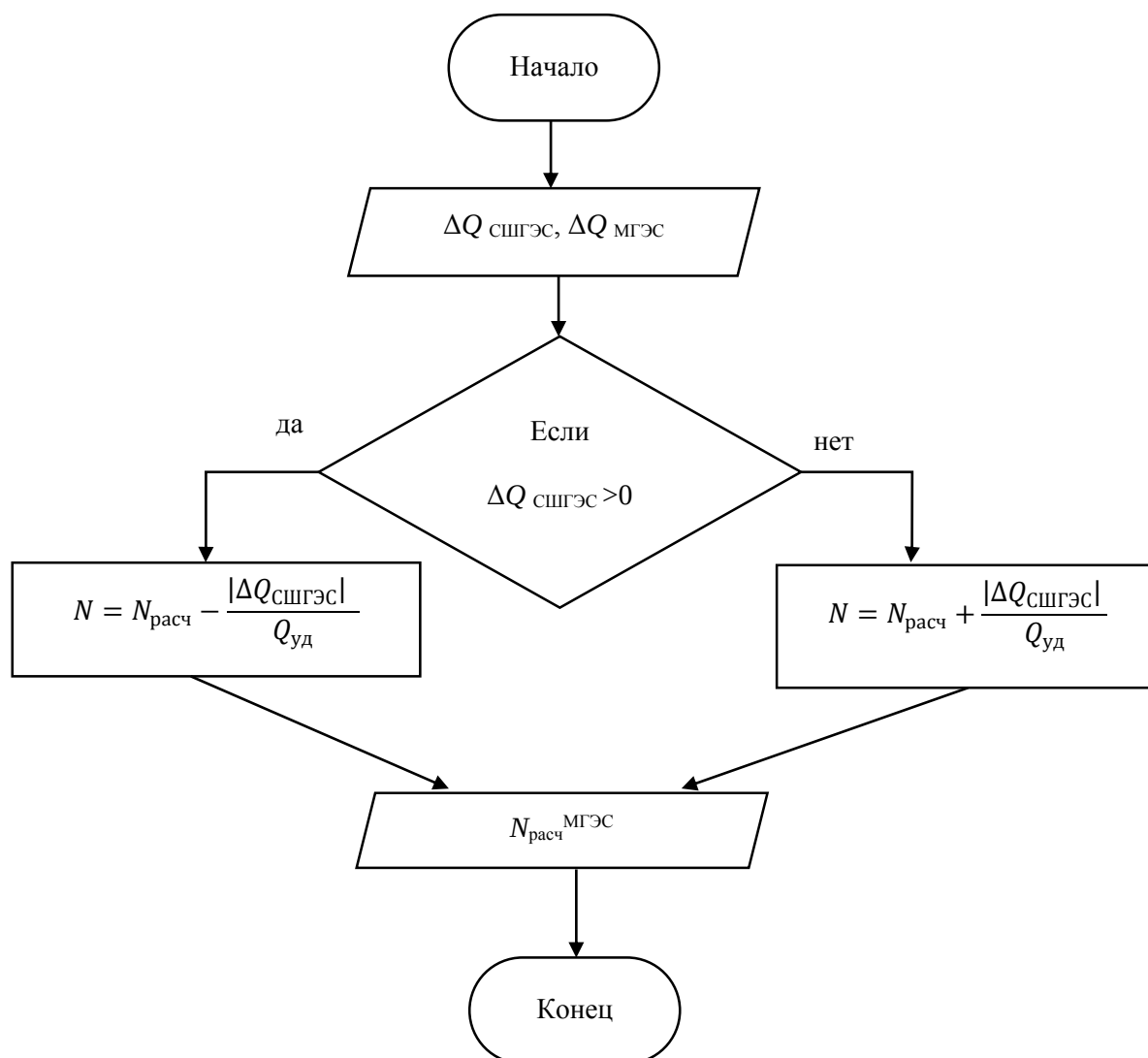


Рисунок 1 – Алгоритм расчета

Результат реализации расчета выполнен на примере расчета корректировки водноэнергетического режима МГЭС за сутки 03.07.23, представлен в таблице 1.2.

Из рассчитанных данных видно, что корректировка в начале суток (в первый час суток) возможна только на 4 час.

Графики работы водохранилища МГЭС для определения эффективности предложенного алгоритма.

На рисунке 2 представлен график изменения УВБ МГЭС с учетом фактических сбросных расходов СШГЭС и плановым режимом работы МГЭС.

На рисунке 3 представлен график изменения УВБ МГЭС с учетом фактических сбросных расходов СШГЭС и реализацией изменения суммарной активной мощности МГЭС по рассчитанному алгоритму.

Таблица 1.2 – Расчет изменения мощности в течении суток

Часы	$N_{\text{расч}}^{\text{МГЭС}}$
1	-
2	-
3	-
4	212
5	212
6	214
7	214 (ограничение максимальной $N_{\text{расп}}$)
8	213
9	214
10	209
11	211
12	211
13	209
14	210
15	214
16	214
17	214
18	210
19	209
20	201
21	194
22	201
23	199
24	194

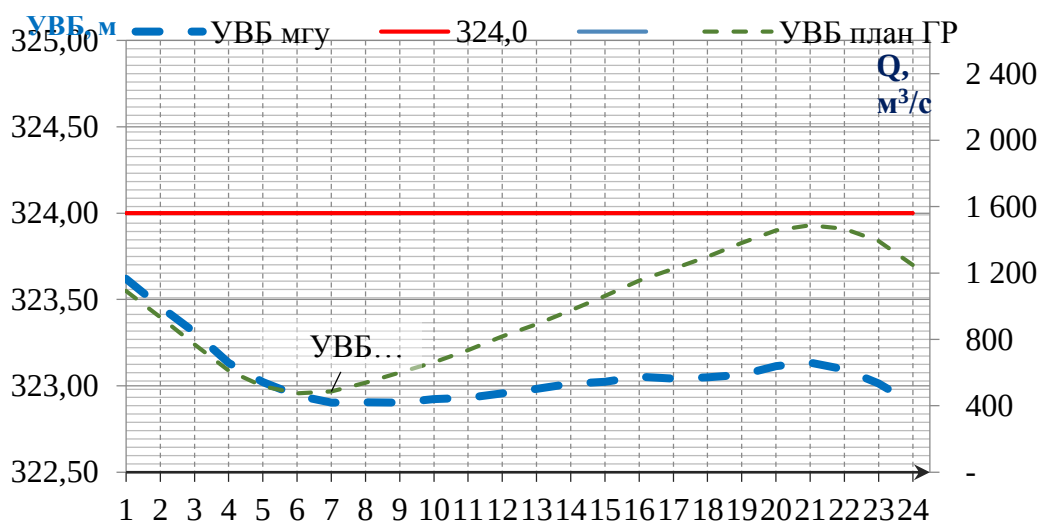


Рисунок 2 – Плановый график режима МГЭС

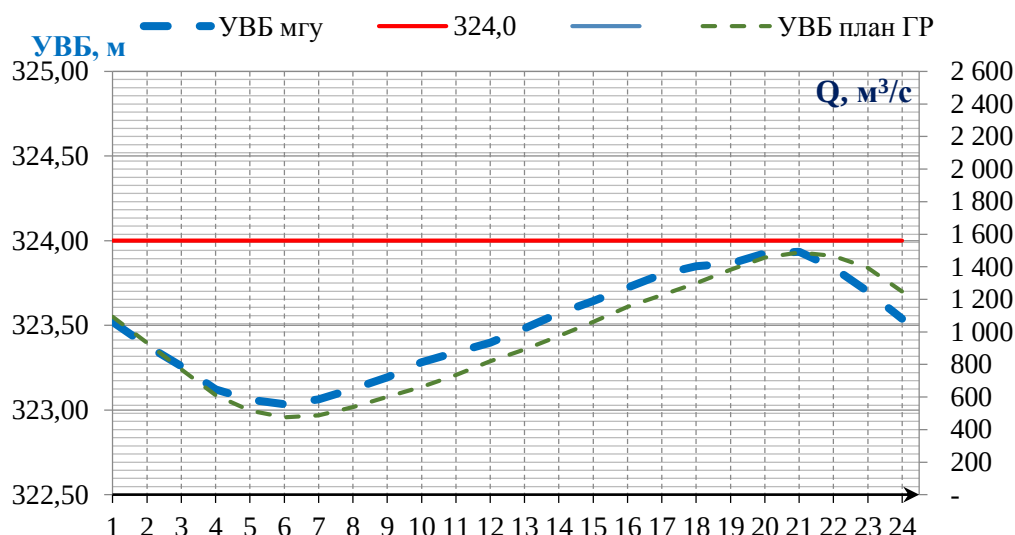


Рисунок 3 – График режима МГЭС при корректировке мощности по алгоритму

Из представленных выше графиков видно, что при отклонениях расхода СШГЭС от плановых значений реализация корректировки режима МГЭС по предложенному алгоритму позволяет эффективно управлять водноэнергетическим режимом МГЭС.

По результатам прохождения производственной практики и разработки алгоритма, в автоматизированную систему управления был введен данный «подсказчик» для корректировки графика генерации МГЭС при внеплановых нагрузках СШГЭС в периоды глубоко регулирования частоты в энергосистеме.

При дальнейшей работе над данным вопросом появилась необходимость моделирования процесса регулирования в программных комплексах, что уточнит применимость алгоритма и точность работы при ведении водного режима рассматриваемого каскада. При доведении до стабильной положительной динамики расчетов по данному алгоритму он будет доработан, где будет учитываться КДУ СШГЭС, а также неплановые пуски-остановы гидроагрегатов СШГЭС при участии в процессе интегральной оптимизации.

Список источников

1. Стандарт организации ОАО «РусГидро» 06.01.84-2013. Гидроэлектростанции. Планирование водноэнергетических режимов / Методические указания. – Москва: 2013. – 54 с.
2. Правила использования водных ресурсов водохранилищ Енисейского каскада ГЭС: электронный ресурс / Федеральное агентство водных ресурсов Енисейское бассейновое водное управление. – URL: <http://pivr.enbv.ru/> (дата обращения: 02.03.2023)
3. Инструкция по эксплуатации ГЭС МГЭС 1325-1-22 т. / Ленгидропроект. – Москва, 2015. – 46 с.

4. Филиппова, Т.А. Гидроэнергетика: учебник / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – 640 с.
5. Секретарев, Ю.А. Разработка системы поддержки принятия решений на основе многокритериальной оптимизации состава агрегатов ГЭС дис. канд. техн. наук: 05.14.02 / Ю.А. Секретарев. – Новосибирск: 2013. – 213 с.
6. Филиппова, Т.А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций / Т.А. Филиппова. – Москва: Энергия, 1975. – 207 с.

УДК 621.311

Ю. Ю. Бартов^{1,2}

Научный руководитель:

И. Ю. Погоняйченко³

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹,

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

Саяно-Шушенский учебно-производственный информационный центр

ПАО «РусГидро» – «Корпоративный университет гидроэнергетики»³

АНАЛИЗ СНЯТИЯ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС

В публикации представлен обзорный анализ влияния существующих сетевых ограничений на выдачу установленной мощности СШГЭС, а также пояснения причин существования этих ограничений. Актуальность данной статьи состоит в определении методов и средств, которые можно использовать для уменьшения или полного снятия таких ограничений, тем самым увеличив эффективность участия Саяно-Шушенской ГЭС как на рынке мощности, так и в энергобалансе ОЭС Сибири.

Ключевые слова: сетевые ограничения, динамическая устойчивость, статическая устойчивость, гидроэлектростанция.

Y. Y. Bartov^{1,2}

Scientific Supervisor:

I. Y. Pogonyaychenko³

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹,

Branch of PJSC RusHydro – Sayano-Shushenskaya HPP named after P. S. Neporozhniy²

Sayano-Shushensky Educational and Production Information Center

PJSC RusHydro – «Corporate University of Hydropower»³

ANALYSIS OF THE REMOVAL OF NETWORK RESTRICTIONS OF THE SAYANO-SHUSHENSKAYA HPP

The publication provides an overview analysis of the impact of existing network restrictions on the issuance of installed capacity of the USGPP, as well as explanations of the reasons for the existence of these restrictions. The relevance of this article is to identify methods and means that can be used to reduce or completely remove such restrictions, thereby increasing the effectiveness of Sayano-Shushensky HPP participation both in the capacity market and in the energy balance of the Siberian ECO.

Keywords: *network constraints, dynamic stability, static stability, hydroelectric power plant.*

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

Одними 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 возможно передать максимально 5250 МВт.

После ввода в эксплуатацию, располагаемая мощность СШГЭС составляла 4000 МВт. По результатам осуществления комплекса мероприятий, была снята часть сетевых ограничений на выдачу мощности Саяно-Шушенской ГЭС:

- ввод в работу комплекса ЛАПНУ на Саяно-Шушенской ГЭС, позволил увеличить выдаваемую мощность Саяно-Шушенской ГЭС с 4400 до 4850 МВт;

- ввод в эксплуатацию второй дополнительной цепи 500 кВ «Алюминиевая-Абаканская-Итатская» позволил увеличить выдаваемую мощность Саяно-Шушенской ГЭС до 5100 МВт;

- после вступления в силу «Методических указания по устойчивости энергосистем» и выполнения соответствующей актуализации расчетной

модели, выдача максимальной мощности Саяно-Шушенской ГЭС в энергосистему увеличилась ещё на 150 МВт и составила 5250 МВт.

Согласно прогнозу системного оператора, к 2028 году будет наблюдаться дефицит мощности в размере 700-1000 МВт в ОЭС Сибири. Покрыть данный дефицит можно вводя новую генерацию, или принимая меры по увеличению мощности в отношении действующей.

Сетевые ограничения также влияют на результаты работы на ОРЭМ. Из-за присутствующих ограничений по максимально допустимому перетоку по КВЛ-500 кВ на конкурентный отбор мощности СШГЭС может заявлять лишь 5250 МВт, при установленной мощности в размере 6400 МВт. Данный фактор негативно влияет на оплату готового к выработке электроэнергии оборудования. Поэтому целесообразно снизить сетевые ограничения, которые на данный момент составляют 1150 МВт.

Причинами существования сетевых ограничений СШГЭС являются условия по обеспечению динамической и статической устойчивости. В установившемся режиме реальной системы электропередачи её параметры постоянно меняются, что связано с изменением нагрузки, изменением схемы коммутации, включением и отключением генерирующего оборудования. Эти изменения соответствуют установившемуся режиму и поэтому называются малыми возмущениями. Таким образом, всегда имеются малые возмущения параметров режима, при которых она должна быть устойчива. Нарушение устойчивости в электрических системах всегда заканчивается появлением асинхронного хода, связанного с неограниченным изменением скоростей вращения синхронных машин, и приводит к отключению нагрузки, генераторов станций и т.д. [1]

По проблеме снятия сетевых ограничений уже проводились исследования и расчеты, так согласно [2], в 2015 году проводились расчеты по применению следующих мероприятий:

- ввод в работу второй цепи 500 кВ Аллюминиевая – Абакан – Итат;
- ввод в работу дополнительной линии 500 кВ СШГЭС – Аллюминиевая;
- установка управляемых и неуправляемых устройств продольной компенсации на существующих ВЛЭП до Новокузнецка;
- ввод в работу второй цепи Аллюминиевая – Абакан – Итат и установка устройств продольной компенсации;
- ввод в работу второй цепи Аллюминиевая – Абакан – Итат, дополнительной линии СШГЭС – Аллюминиевая и установка УПК;

В данной работе были произведены расчеты в ПК Rast, сопоставив результаты приведенного моделирования, можно сделать вывод о том, что максимальный положительный эффект достигает 487 МВт при вводе в работу второй цепи Аллюминиевая – Абакан – Итат и установке устройств продольной компенсации, см. рисунок 1.

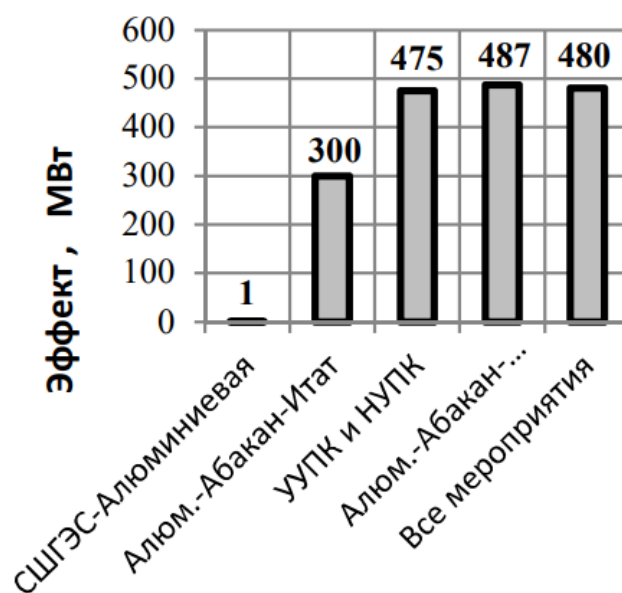


Рисунок 1 – Эффект прибавки мощности от сетевых мероприятий

Так же были рассчитаны эффекты от реализации сетевых мероприятий в одноремонтных схемах, результаты представлены на рисунке 2.

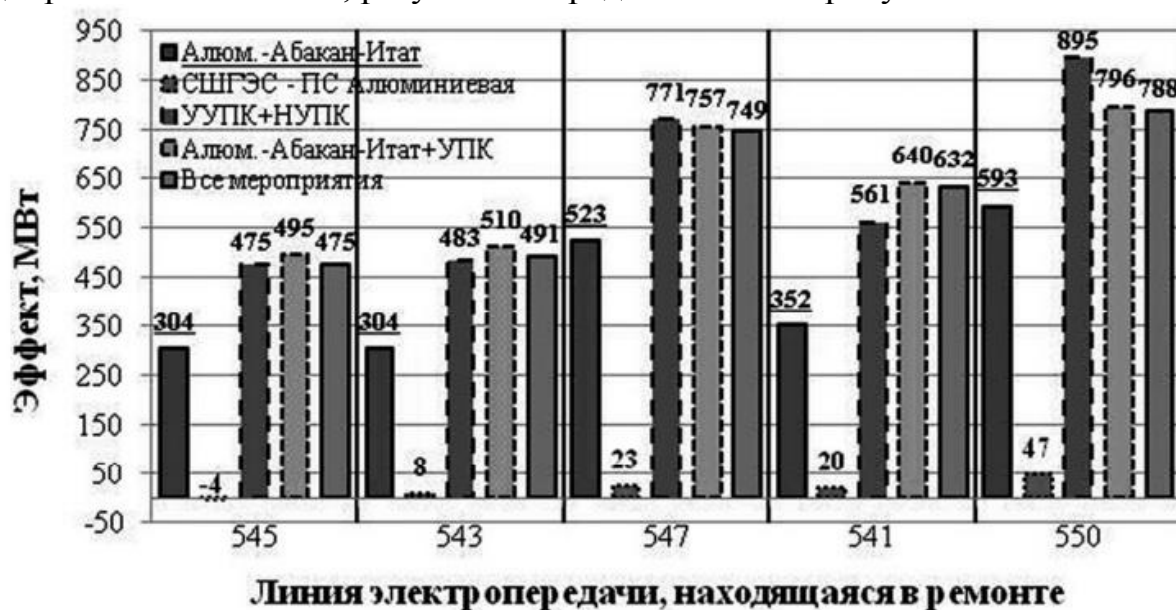


Рисунок 2 – эффекты от реализации сетевых мероприятий в одноремонтных схемах.

Максимальный эффект проявляется в схеме с выведенной в ремонт линией ВЛ-550 от ввода в работу УПК – и составляет 895 МВт.

По данной работе можно сделать следующие выводы:

- Максимально-допустимый переток мощности в существующей нормальной схеме электропередачи может быть увеличен на 130;

- Максимальный предел по статической устойчивости достигает 6517 МВт в полной схеме после реализации двух сетевых мероприятий;

- Динамическая устойчивость обеспечивается при загрузке станции 6100 МВт без учёта действия противоаварийной автоматики в полной схеме с введенными в работу УПК и второй цепи Алюминиевая – Абакан – Итат;

- В большинстве ремонтных схем предельная выдача мощности СШГЭС ограничивается условиями обеспечения динамической устойчивости в послеаварийных режимах;

- Влияние дополнительной цепи СШГЭС – Алюминиевая неоднозначно;
- В полной схеме положительный эффект не обеспечивается;

- В ремонтных схемах положительный эффект обеспечивается только в послеаварийных режимах;

- Вторая цепь Алюминиевая-Абакан-Итат во всех рассмотренных схемах способствует повышению динамической устойчивости Южного узла, а также предела статической устойчивости в полной схеме на 300 МВт;

- Основной мерой по повышению статической и динамической устойчивости Южного узла является установка на длинных линиях управляемых и неуправляемых устройств последовательной компенсации. Предельная по статической устойчивости мощность в сечении СШГЭС достигает 6505 МВт, а длительно-допустимая по динамической устойчивости — 5310 МВт в полной схеме.

На данный момент уже осуществили одно из мероприятий по уменьшению сетевых ограничений, т.е. ввели в работу вторую цепь 500 кВ Алюминиевая — Абакан — Итат, благодаря этому удалось увеличить динамическую устойчивость и повысить максимально допустимый переток до 5100 МВт.

Согласно результатам научных трудов, описанных в [3], в 2019 проводились расчеты по нахождению пределов по апериодической статической устойчивости в ПК RastrWin, согласно которым при рассматриваемой нормальной схеме к 2027 допустимый переток, благодаря росту потребления, составит 5700 МВт.

Таким образом, снятие системных ограничений по Саяно-Шушенской ГЭС можно реализовать следующими путями:

- постройка высоковольтных линий электропередач;
- ввод дополнительного комплекса противоаварийной автоматики;
- применение первых двух методов в совокупности.

Для анализа ситуации, складывающейся на настоящий момент, необходимо создать сетевую модель, с учетом вышеописанных мероприятий, которая будет соответствовать современным реалиям, произвести расчеты, определить максимально допустимые перетоки при нормальной и аварийных схемах и рассчитать динамическую устойчивость. После определения величины мощности, на которую возможно увеличить пропускную

способность, при тех или иных условиях, необходимо произвести технико-экономическое обоснование по реализации комплекса представленных мероприятий.

Решение данной проблемы, позволило бы в полной мере раскрыть потенциал Саяно-Шушенской ГЭС и оптимизировать использование водных ресурсов.

Список источников

1. Меркурьев 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 – С. 111-113.

УДК 621.548

А. А. Угдыжекова¹, О. А. Угдыжекова¹

Научный руководитель:

Е. Ю. Затеева¹ канд. техн. наук

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЕТРОТУРБИНЫ

В данной работе была смоделирована работа ветротурбины, получен коэффициент мощности и результат был сравнен с теоретическим коэффициентом. Построены рабочие характеристики ветротурбины.

Ключевые слова: энергия ветра, ветротурбина, рабочие характеристики, коэффициент мощности.

A. A. Ugdyzhekova¹, O. A. Ugdyzhekova¹

Scientific supervisor:

E. Y. Zateeva¹ Candidate of Technical Sciences

Sayano-Shushenskiy branch Siberian Federal University¹

CALCULATION AND CONSTRUCTION OF WIND TURBINE PERFORMANCE CHARACTERISTICS

In this paper, the operation of a wind turbine was modeled, the power factor was obtained and the result was compared with the theoretical coefficient. The operating characteristics of the wind turbine are built.

Keywords: *wind energy, wind turbine, performance characteristics, power factor.*

В работе использовалась программа ANSYS Fluent для того, чтобы проанализировать аэродинамическую нагрузку на лопасть ветротурбины, для этого использовался так же дополнительный программный пакет Fluid-Structure Interaction [1,2].

Исходные данные для моделирования ветротурбины приведены в таблице 1.

Для построения 3D модели лопасти необходимо вычислить ее координаты, исходя из того, что лопасть проходит через три плоскости и имеет различные углы в разных точках.

Таблица 1 – Исходные данные для моделирования

Параметр	Значение
Номинальная мощность	225 кВт
Длина лопасти	15 м
Средняя скорость ветра	7 м/с
Количество лопастей	3
Угол тангажа	4°

Ротор при правильном своем вращении совершает движение, с обратной стороной секундной стрелки, совпадая с направлением силы воздуха. Углы ротора совпадают с плоскостью вращения. Вращение ротора будет эффективным, приводя в движение, если будет против силы воздуха. Лопасти ветроэнергетических установок имеют правильное вращение по хорде и абсциссы координат в их середины сил тяжести.

Таблица 2 – Характеристики профиля лопасти

Радиус, м	Угол установки, градус	Хорда, м
3,375	15	3,21
4,125	11,5	3,11
4,875	8,2	2,96
5,625	7	2,81
6,375	6	2,67
7,125	5	2,52
7,875	4	2,38
8,625	4,15	2,23
9,37	3,85	2,088
10,12	3,25	1,94
10,87	2,75	1,798
11,62	1,25	1,6599
12,37	0,75	1,527
13,12	0,55	1,396
13,87	0,35	1,2647
14,62	0,05	1,133
15,00	0	1

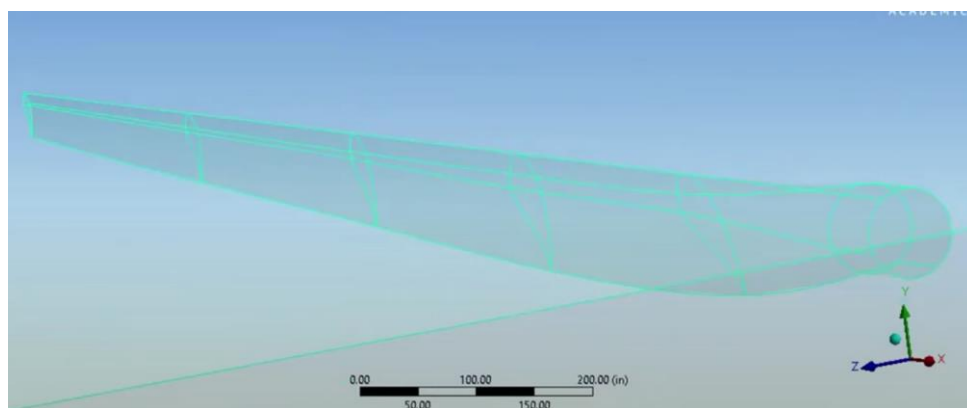


Рисунок 1 – Лопасть ветротурбины в программном комплексе ANSYS

Характеризовалась турбина тремя основными параметрами при моделировании: мощность, крутящий момент и тяга.

Мощность получаем от энергии, которую вырабатывает ротор. В редукторе при его работе создается крутящий момент. Чтобы понять какой крутящий момент вырабатывал редуктор, требуется выполнить расчеты по его

турбулентной парадигме к $-\epsilon$, в которой применяется стандартная функция стенки.

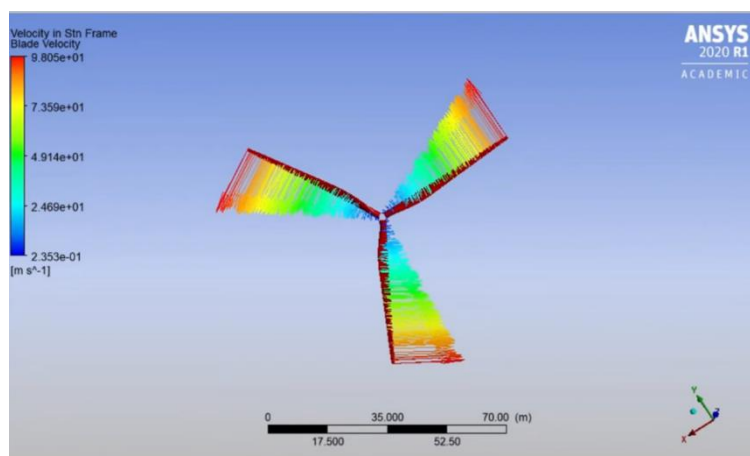


Рисунок 2 – Контуры скорости лопастей

Чтобы понять какую мощность ветроэнергетическая установка может выдать, требуются условия окружающей среды, а именно – скорость ветра, которая и будет влиять на получение энергии. Место расположения ветроэнергетических установок с инженерной точки зрения будет правильно строить там, где сила воздуха высокая и постоянная. Если такими наблюдениями не пользоваться, тогда на выходе мощность не будет соответствовать ожидаемой.

Характеристики силы воздуха и плоскостью движения ротора определяется через коэффициент торможения:

$$a = \frac{v_0 - v}{v_0};$$

Выразим скорость:

$$v_0 = v \cdot (1 - 2 \cdot a);$$

Лопасты с наконечниками получают вращательное движение от силы воздуха, которую передают на ротор, в котором происходит уже снижение давления. При снижении давления в роторе скорость лопастей и наконечников понижается, ротор вращает турбину, которая и вырабатывает электрическую мощность.

Через распределение скорости в поточном туннеле можно найти коэффициент мощности:

$$C_p = 4a \cdot (1 - a)^2;$$

В заключение, теория импульса обеспечивает рациональную основу для иллюстрации того, что скорость потока на роторе отличается от скорости свободного потока. Предел Беца=16/27, показывает максимальный теоретически возможный коэффициент мощности ротора, который может быть достигнут с ветровой турбины. [5]

Таблица 3 – Сравнение коэффициентов мощности, полученных в результате моделирования и расчетов

Коэффициент мощности Бетца	Коэффициент мощности
0,5925	0,578

Так же построим рабочую характеристику турбины, по посчитанным данным по формуле, выведенной выше и по теоретической идеальной рабочей характеристике. Ниже на рисунке 3 представлена характеристика для 225 кВт.

Далее построим график зависимость теоретической и смоделированной мощности от скорости ветра.

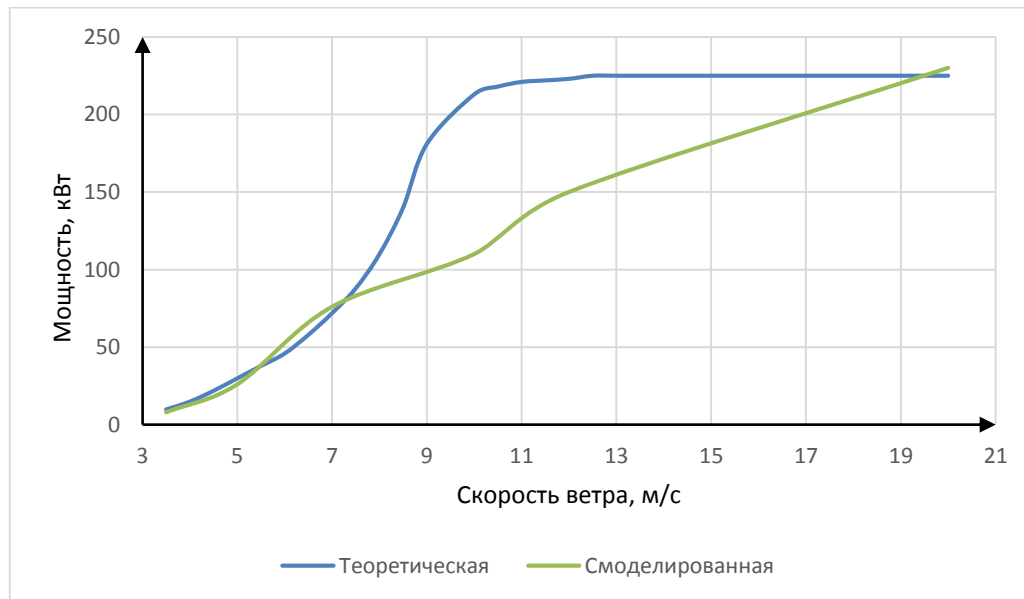


Рисунок 3 – Рабочая характеристика ветротурбины мощностью 225 кВт

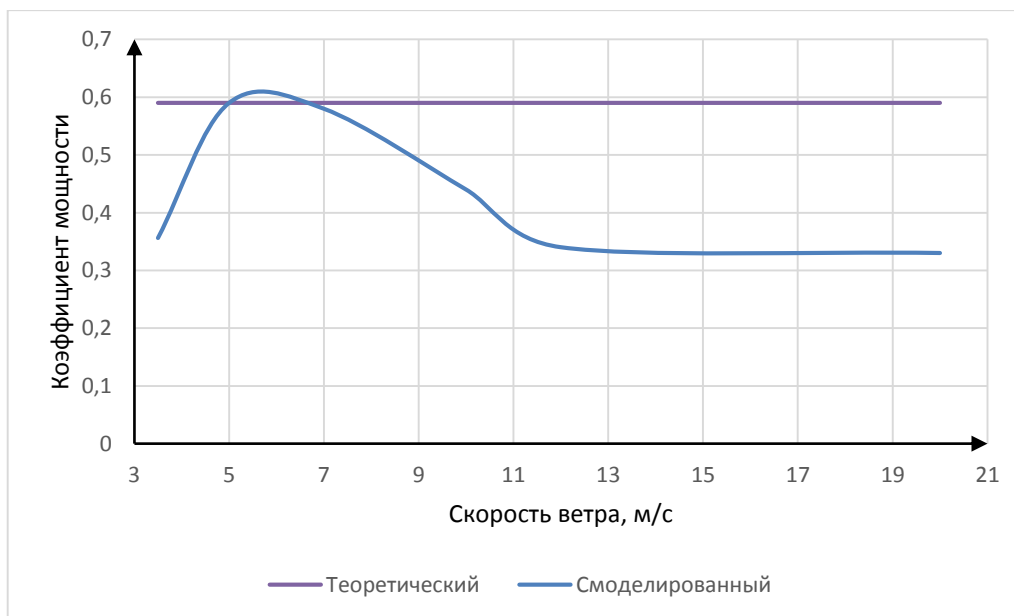


Рисунок 4 – Зависимость коэффициента мощности от скорости ветра

Таким образом, различие результатов между теоретическим и смоделированным коэффициентом мощности характеризуется различием скорости ветрового потока за ветротурбиной, поскольку существует большое количество завихрений после прохождения через лопасти. На практике три эффекта приводят к уменьшению максимального достижимого коэффициента мощности:

- Вращение следа за ротором;
- Конечное число лопастей, и связанные с ними потери наконечника;
- Ненулевое аэродинамическое сопротивление.

Список источников

1. Fluent, ANSYS FLUENT 12.0 Theory Guide, ANSYS Inc., April 2009, Sections 18.1.1 and 18.1.2. – <http://users.ugent.be/~mvbelleg/flth-12-0.pdf> (дата обращения: 25.10.2023).
2. Fluent, ANSYS FLUENT 12.0, Tutorial 9-11-12-23-28-29. Turbulence and Discrete Phase Modeling. – <http://users.ugent.be/~mvbelleg/flth-12-0.pdf> (дата обращения: 03.10.2023).
3. Manwell, J.F. and McGowan, J.G.: Wind energy explained: theory design and Application, John Wiley & Sons Ltd., 2009. – 33 с.
4. Burton, T.; Sharpe, D.; Jenkins, N; Bossanyi, E. Wind Energy Handbook. John Wiley & Sons, Chichester, UK, 2001. – 568 с.
5. Патанкар, С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 154 с.
6. Угдыжекова, А.А. Определение эффективности Использование ВЭУ для электроснабжения децентрализованного населенного пункта в

условиях крайнего севера / А.А. Угдыжекова, О.А. Угдыжекова, Е.Ю. Затеева // Гидроэлектростанции в XXI веке : Сборник материалов X Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов и школьников, Саяногорск; Черемушки, 24-28 апреля 2023 года / Саяно-Шушенский филиал СФУ. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2023. – С. 280-286.

УДК 621.313.32

М. О. Перцевой¹, А. А. Ачитаев¹

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

ПОВЫШЕНИЕ ИНЕРЦИОННЫХ СВОЙСТВ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ, СОДЕРЖАЩИХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ ПРИ ПОМОЩИ АЛГОРИТМА ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

В настоящее время расширяется спрос по применению виртуального синхронного генератора для автономных гибридных энергокомплексов. Статья посвящена анализу частотного регулирования изолированных энергосистем с возобновляемыми источниками энергии. Сформированы математические модели виртуального синхронного генератора при работе энергокомплексов.

Ключевые слова: *изолированная энергосистема, микрогрид, виртуальный синхронный генератор, виртуальная синхронная машина, виртуальная инерция, возобновляемые источники энергии, инвертор, частотное регулирование, автономные гибридные энергокомплексы, возобновляемая энергетика/*

М. О. Pertsevov¹, A. A. Achitaev¹

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

IMPROVEMENT OF INERTIAL PROPERTIES OF ISOLATED POWER SYSTEMS CONTAINING RENEWABLE ENERGY SOURCES BY MEANS OF VIRTUAL SYNCHRONOUS GENERATOR ALGORITHM

At present, the demand for application of virtual synchronous generator for autonomous hybrid power complexes is expanding. The article is devoted to the analysis of frequency regulation of isolated power systems with renewable energy

sources. Mathematical models of the virtual synchronous generator at operation of power complexes are formed.

Keywords: *isolated power system, microgrid, virtual synchronous generator, virtual synchronous machine, virtual inertia, renewable energy sources, inverter, frequency regulation, autonomous hybrid power complexes, renewable energy*

Анализ проблематики

Поскольку альтернативные источники энергии в составе с инвертором, работающим в режиме «ведомый» не обладают инерционными свойствами, то при изменении солнечной инсоляции, скорости ветра и т.д. фазовая автоподстройка частоты (ФАПЧ) теряет связь с ЭЭС, происходит мгновенное изменение баланса мощности системы, что приводит к падению активной мощности и, как следствие, уменьшению частоты ЭЭС. Данное явление вызывает «лаvinу» частоты, при которой происходит выход ЭЭС из строя с последующим отключением потребителей. Кроме того, при изменении выработки безынерционных машин в ЭЭС протекают низкочастотные и субсинхронные колебания, соответствующие высшим гармоникам. Низкочастотные колебания – периодические изменения режимных параметров с частотой до 3 Гц. Высшие гармоники – токи или напряжения, которые больше частоты ЭЭС и кратны данным частотам. Данные явления приводят к асинхронному режиму работы СГ, повреждению трансформаторов, пробоем изоляторов сетей, перегрузке линий электропередач (ЛЭП), срабатыванию средств релейной защиты и автоматики, а также большим электрическим потерям генератора. На рисунке 1 представлен сигнал, соответствующий высшим гармоникам ЭЭС магнитудой 10%

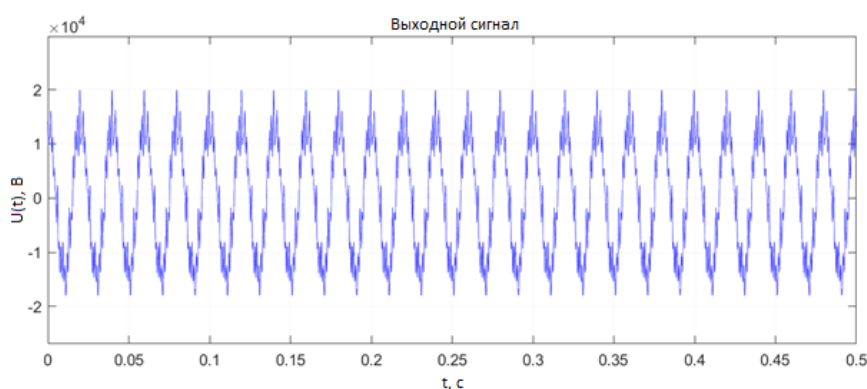


Рисунок 1 – Высшие гармоники ЭЭС магнитудой 10%

Кроме того, на рисунке 2 представлен экспериментальный результат частотной характеристики системы, показывающий провал частоты изолированной ЭЭС, содержащей альтернативные возобновляемые источники энергии.

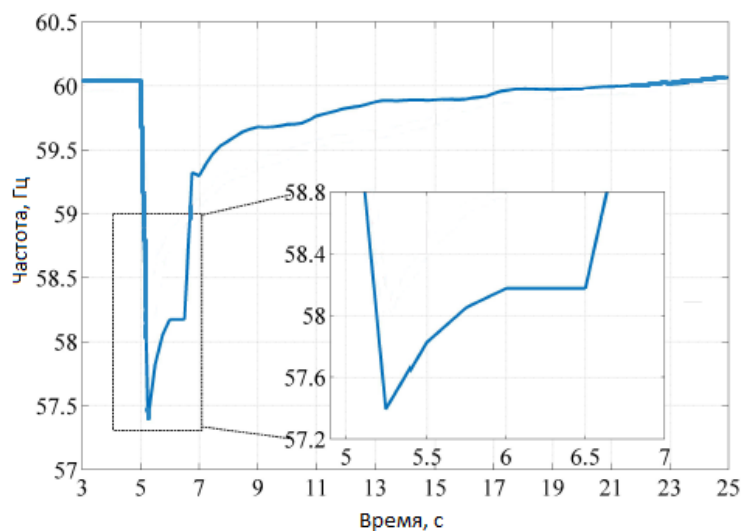


Рисунок 2 – Частотная характеристика системы, содержащей безынерционные машины

Стоит отметить, что именно такие провалы частоты приводят к перечисленным последствиям для ЭЭС. Кроме того, так как ЭЭС обладает разными конфигурациями, то помимо вышеперечисленных проблем внедрения фотоэлектрических систем в ЭЭС существует проблема соответствия способа реализации алгоритма ВСГ от топологии системы. Суть данной проблемы заключается в невозможности применения единого алгоритма управления модулей широтно-импульсной модуляции (ШИМ), входящей в состав инвертора.

В общем случае ВСТ представлен на рисунке 3

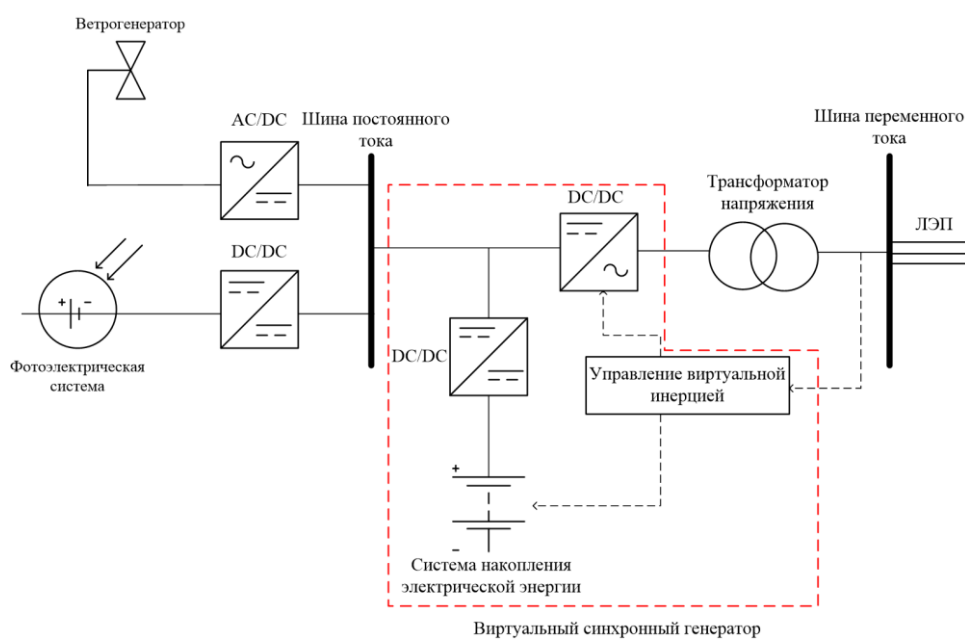


Рисунок 3 – Структура ВСГ

Структура ВСГ состоит из СНЭЭ, инвертора и системы управления виртуальной инерцией. Виртуальная инерция интегрируется путём управления активной мощности инвертора в обратной пропорции к частоте вращения ротора. Вследствие компенсации инерции инерционное управление системой должно поглощать или отдавать активную мощность, следовательно, заряд в СНЭЭ должен работать на 50% от номинальной мощности в устойчивом состоянии. Но в связи с различными ситуациями состояния заряда работа регулятора инерции может изменяться в зависимости от заданных пределов. Когда происходит понижение частоты ЭЭС, а именно уменьшение генераторных мощностей, система работает в режиме управления инерцией системы, а случае повышения частоты, то есть избыточность генераторных мощностей, – в режиме виртуальной нагрузки.

Анализ эффективности ВСГ и тесты, проводимые при помощи математической модели ВСГ

Проведённые испытания выполнены при помощи математической модели в программе Matlab, где алгоритм ВСГ применён для ветроустановки.

На рисунке 4 представлено изменение частоты ЭЭС без алгоритма ВСГ и при включении алгоритма ВСГ

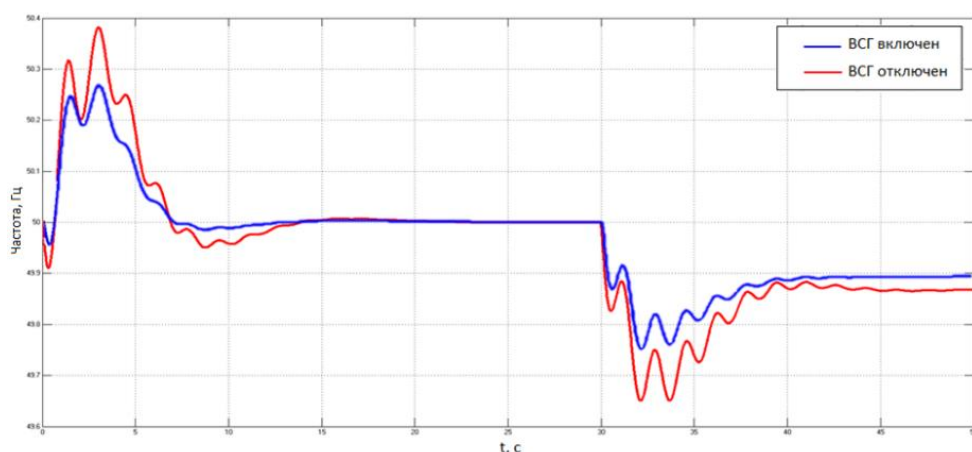


Рисунок 4 – Изменение частоты без ВСГ и при его включении

Без ВСГ скачки частоты сопровождаются быстрым изменением: при первом изменении частота изменяет значение от 49,91 Гц до 50,38 Гц за 3 секунды, при втором изменении – от 50 Гц до 49,65 Гц за 2 секунды. Алгоритм ВСГ позволяет уменьшить изменение данных параметров и выполнить его плавно. Стоит отметить, что скачки зависят от коэффициента инерции: при увеличении данного коэффициента скачки параметров уменьшаются и становятся плавными. На рисунке 11 представлен график зависимости изменения частоты изолированной ЭЭС, содержащей алгоритм ВСГ, от времени

Во время работы алгоритма ВСГ возникает мощность инерции, зависимость от времени которой представлена на рисунке 5

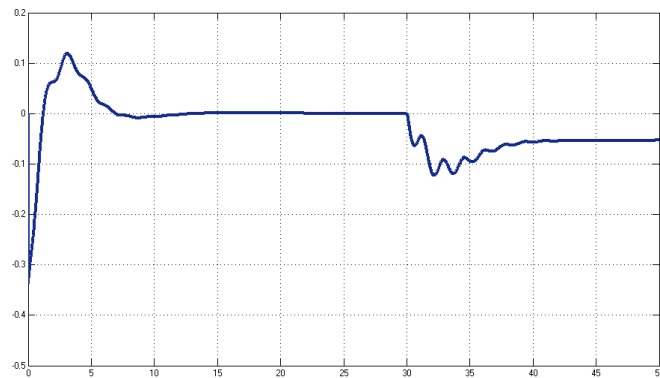


Рисунок 5 – Изменение активной мощности инерции во времени во время работы ВСГ

При этом на рисунке 6 представлен график скорости изменения частоты (ROCOF) в зависимости от времени

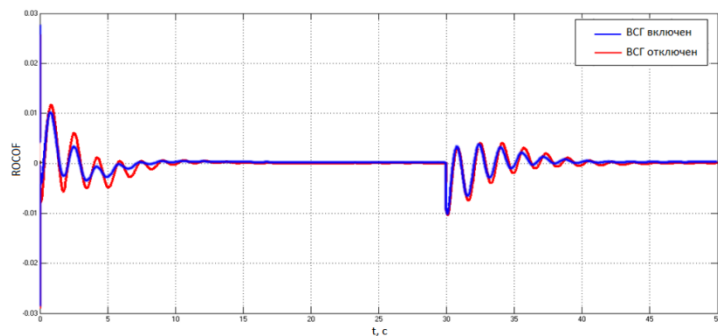


Рисунок 6 – Изменение ROCOF в зависимости от времени при отсутствии ВСГ и при его включении

Стоит отметить, что данный тест проведён при скорости ветра 12 м/с.

На рисунке 7 представлен график изменения частоты при скорости ветра 20 м/с.

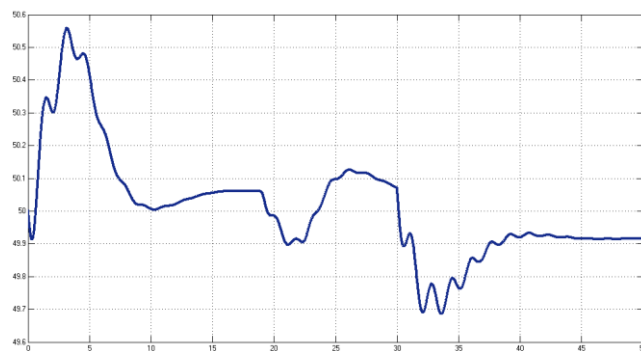


Рисунок 7 – Изменение частоты ЭЭС при повышении скорости ветра

Также изменение частоты зависит от процентного соотношения ВИЭ в изолированной энергосистеме, график которой от времени представлен на рисунке 8.

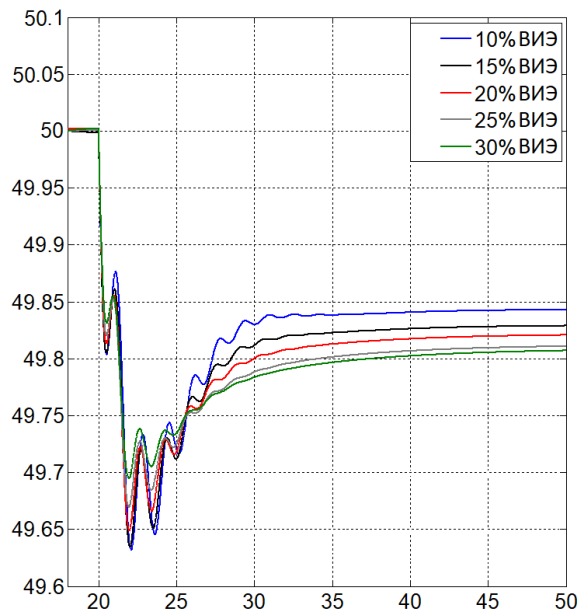


Рисунок 8 – Зависимость изменения частоты энергосистемы в зависимости от доли ВИЭ

Кроме того, на рисунке 9 представлены такие характеристики ветрогенератора, как угловая скорость ротора, активная и реактивная мощности и вращающий момент турбины и генератора при включении ВСГ и без него

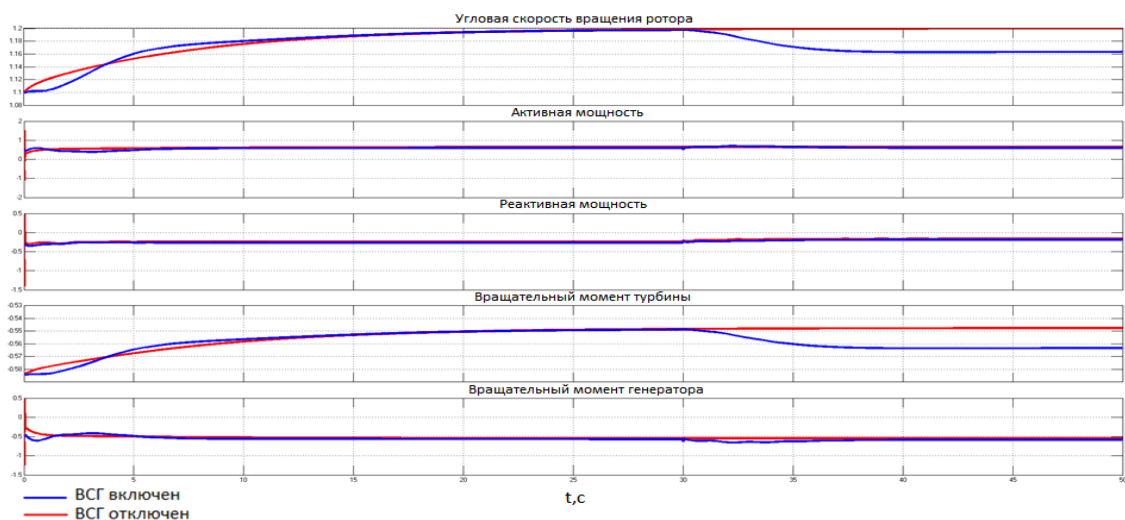


Рисунок 9 – Режим работы ветроустановки без ВСГ и при его включении

Помимо вышеперечисленных параметров изменяются такие параметры дизельного генератора, как отклонение частоты вращения ротора, полная мощность установки, электромагнитный вращательный момент и выходная активная и реактивная мощности.

На рисунке 10 представлены данные графики в зависимости от времени

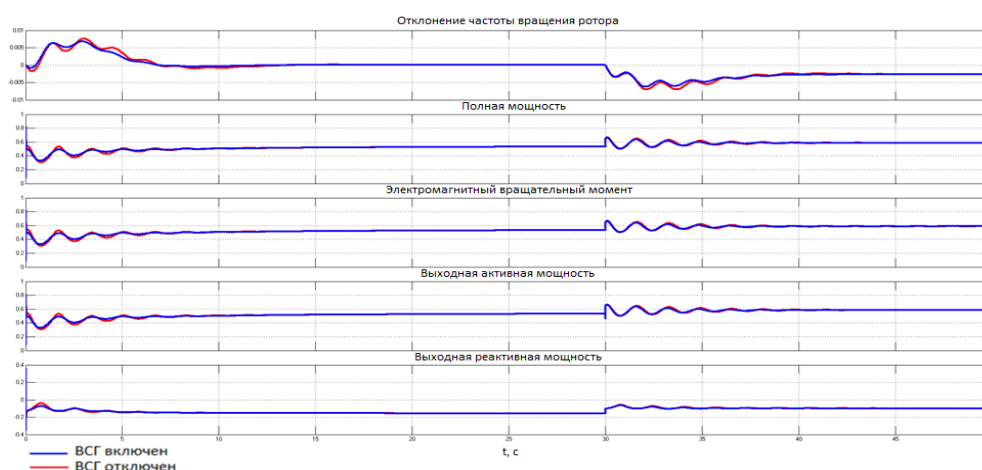


Рисунок 10 – Режим работы дизельного генератора без ВСГ и при его включении

Технико-экономическое обоснование выбора СНЭЭ

Средства накопления электроэнергии являются важной частью ВСГ, поскольку именно они позволяют сглаживать провалы активной мощности и, как следствие, частоты. Наиболее перспективной технологией на данный момент являются гравитационные накопители электроэнергии, выступающие в качестве СНЭЭ. В отличие от литиевых накопителей гравитационные обладают ресурсом работы, большим в 10-20 раз, потери электроэнергии при хранении равны 0, а также КПД, равным 75%. Кроме того, эффективность данных накопителей в 1,7 раза больше, чем литиевые. Но данные накопители электроэнергии обладают значительными недостатками: большая высота конструкции, вызванная физикой процессов превращения потенциальной энергии в электрическую и обратно, отсутствием мобильности установок и ростом цены электроэнергии во время пиковых нагрузок. Несмотря на перечисленные недостатки, гравитационные накопители имеют большой потенциал с практической точки зрения. Кроме того, с теоретической точки зрения нельзя не рассматривать водородные накопители электроэнергии. Согласно распоряжению правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 года, N 2162-р, была принята концепция развития водородной энергетики. Водородные накопители электроэнергии имеют большую энергоёмкость и безграничные запасы топлива, но из недостатков можно перечислить: взрывоопасность, проблемы хранения и транспортировки и высокую стоимость зелёного водорода, получаемого электролизом воды. Стоит отметить, что СНЭЭ являются важной частью для зарядки электромобилей, которые стремительно развиваются с каждым годом.

На рисунке 11 представлена система, которая составлена в программе HOMER PRO, включающая в себя водородный накопитель, электролизёр, фотоэлектрическую установку и потребителя электроэнергии

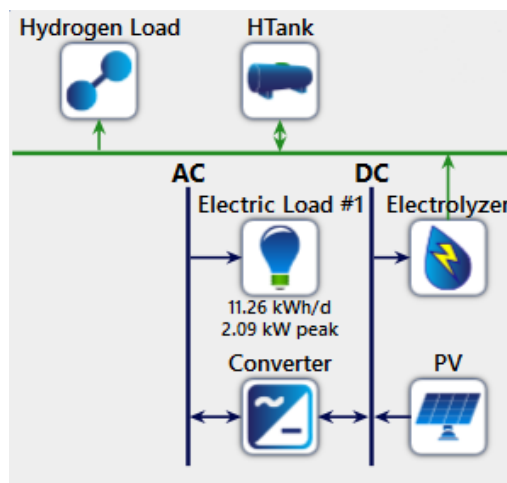


Рисунок 11 – Схема ВИЭ с водородным накопителем

Кроме того, существуют проточные накопители, которые основаны на ионном обмене двух электролитов. В отличие от литиевых батарей данный вид накопителей может работать 20 лет. Также проточные накопители электроэнергии обладают лучшими компоновочными свойствами при сравнении с остальными СНЭЭ, быстрым временем отклика при разрядке, отсутствием выбросов в атмосферу и возможность стабильной работы в арктической среде. Из недостатков можно отнести низкую скорость зарядки и дороговизну технологии из-за ванадия, входящего в состав электролита. Наиболее подходящим СНЭЭ для АГЭК является проточный накопитель по причине высоких компоновочных свойств, высокой мобильности, быстрого времени отклика и отсутствии взрывоопасности.

Выводы

В статье рассматриваются результаты исследований внедрения алгоритма ВСГ на основе АГЭК. Был проведён литературный обзор, анализ частотного регулирования изолированных ЭЭС, были приведены математическое описание ВСГ в общем случае, для ветроустановок и фотоэлектрических установок, показана разница изменения частоты между ЭЭС, содержащих алгоритм ВСГ, и систем без данного алгоритма управления инвертором, а также технико-экономическое обоснование выбора СНЭЭ. Результаты исследований и проведённых тестов утверждают об ВСГ и внедрения в данную систему проточных накопителей электроэнергии.

Список источников

1. Анализ алгоритмов управления виртуальной инерцией ветроустановок ветроэлектрических станций / В.Ю. Астапов, А.А. Ачитаев, А.В. Домышев // Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук. – 2023. – С. 683-692.

2. Демпфирование субсинхронных колебаний в электроэнергетических системах с ветроэнергетическими установками / А.А. Ачитаев // Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук. – 2023. – С. 693-702.
3. Исследование влияния инерционных свойств виртуального синхронного генератора на устойчивость системы / Р.М. Мигранов, Н.А. Доброскок // Молодежная школа-семинар по проблемам управления в технических системах имени А. А. Вавилова. – 2021. – С. 69-72.
4. Идентификация низкочастотных колебаний и синхронных качаний методами искусственного интеллекта / М.О. Перцевой, А.А. Ачитаев / Сибирский федеральный университет, Саяно-Шушенский филиал//Гидроэлектростанции в XXI веке: Сборник материалов X Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов, школьников и студентов 23-28 апреля 2023 г. – 2023. – С. 346-355.
5. Frequency support in a micro-grid using virtual synchronous generator based charging station / K. Dhingra, M. Singh // IET Renewable Power Generation. – 2018. – С. 1034-1044.
6. Dynamic Inertia Evaluation for type-3 Wind Turbines Based on Inertia Function / Xiang Guo; Donghai Zhu; Xudong Zou; Bingchen Jiang; Yihang Yang; Yong Kang; Li Peng // IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems – 2021. – С. 28-38.
7. A frequency control strategy of electric vehicles in microgrid using virtual synchronous generator control / P. Li, W. Hu, X. Xu, Q. Huang, Z. Liu, Z. Chen // Energy. – 2019.
8. Nonlinear Virtual Inertia Control of WTGs for Enhancing Primary Frequency Response and Suppressing Drivetrain Torsional Oscillations / B. Liu, J. Zhao, Q. Huang, F. Milano, Y. Zhang, W. Hu // IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems. – 2021. – С. 4102-4113.
9. Clustering-Based Coordinated Control of Large-Scale Wind Farm for Power System Frequency Support / S. Ma, H. Geng, G. Yang, B. C. Pal // IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems. – 2018. – С. 1555-1564.

В. А. Тремясов¹, А. М. Ондар¹

Сибирский федеральный университет¹

ИНТЕГРАЦИЯ МАЛОЙ ГЭС В РАСПРЕДЕЛЕННУЮ СИСТЕМУ ГЕНЕРАЦИИ

Целью данной работы является интеграция малой гидроэлектростанции (МГЭС) в распределенную генерацию в децентрализованные энергетические системы на примере Тоджинского района Республики Тыва, которая ставит перед собой задачу минимизировать расходы ископаемого топлива и полагаться на местные возобновляемые источники энергии. Исследуются децентрализованные местные возобновляемые источники, а именно фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), система накопления энергии (СНЭ) и МГЭС.

Результаты показывают значительное положительное влияние МГЭС на распределенную систему генерации в части технических и финансовых аспектов распределительной сети малой изолированной энергосистемы (МИЭС).

Ключевые слова: *гидроэлектростанция, фотоэлектрический преобразователь, система накопления энергии, дизель-генератор, малая изолированная энергосистема.*

V. A. Tremyasov¹, A. M. Ondar¹

Siberian Federal University¹

INTEGRATION OF A SMALL HYDRO POWER PLANT INTO A DISTRIBUTED GENERATION SYSTEM

The aim of this paper is to integrate small hydroelectric power plant (SHPP) in distributed generation in decentralized energy systems using the example of Tojinsky district of the Republic of Tyva, which aims to minimize fossil fuel consumption and rely on local renewable energy sources. Decentralized local renewable sources, namely photovoltaic converters (PV), energy storage system (ESS) and IGES are investigated.

The results show a significant positive impact of the IGES on the distributed generation system in terms of technical and financial aspects of the Small Isolated Power System (SIPS) distribution network.

Keywords: *hydroelectric power plant, photovoltaic converter, energy storage system, diesel generator, small isolated power system.*

Введение

Электроснабжение децентрализованных районов Российской Федерации представляют собой сложную задачу из-за их удаленности и отсутствия прямого подключения к единой энергосистеме. Эти районы охватывает примерно 60–65 % территории нашей страны и часто находятся в удаленных и недоступных местах, где традиционные источники энергии не всегда доступны. Привозное топливо для дизель-генераторов является дорогим решением из-за высоких затрат на транспортировку и логистику, стоимость привозного топлива может существенно повлиять на экономическую жизнеспособность и стабильность энергетической системы. Снижение зависимости от привозного топлива с его дороговизной является одной из приоритетных задач при развитии энергетики в этих регионах. Альтернативный путь решения представляет собой энергокомплекс, состоящий из автономной солнечной электростанции (СЭС), дизельной электростанции (ДЭС) и МГЭС.

Интеграция МГЭС в распределенную генерацию представляет собой включение этих станций в МИЭС. Это позволяет снизить потери энергии при передаче и распределении, а также обеспечить стабильное и надежное электроснабжение в удаленных и изолированных от централизованной энергосистемы районах. Однако добавление генерирующих установок, нагрузок и линий электропередачи (ЛЭП) влияет на стабильность системы. Интеграция МГЭС в распределенную генерацию способствует энергетической независимости и повышению устойчивости МИЭС. МГЭС являются важной частью диверсификации источников энергии и способствуют прогрессу в направлении устойчивой энергетики. Рассмотрим интеграцию МГЭС в распределенную систему генерации на примере Тоджинского района, где один из самых труднодоступных районов Республики Тыва, где нет централизованного электроснабжения и хорошей логистики. В районе имеется административный центр и 6 сельских поселений, с общей численностью населения 6681 чел. (на 2023 г.).

В настоящее время энергосистема Тоджинского района состоит из автономной солнечно-дизельной электростанции (СДЭС) с общей мощностью 3,4 МВт. Другие источники электроснабжения отсутствуют. Интеграция МГЭС в распределенную сеть поможет Правительству Республики Тыва сэкономить финансовые средства, а также сократит субсидии на электроэнергию в бюджете региона. Для МГЭС не часто требуется работа резервных источников питания. Такая работа может потребоваться в случае резкого снижения скорости течения реки (осенняя или весенняя межень, пересыхание реки

и т. д.). Для исключения перерыва электроснабжения в таких случаях подключают дизель-генераторы (ДГ).

В период ледостава, или при почти полном промерзании реки и невозможности работы МГЭС ДГ являются единственными источником электроснабжения потребителя.

Использование статических преобразователей частоты позволяет строить гибридные энергокомплексы, предусматривающие совместную работу МГЭС и ДЭС равной или близкой мощности и увеличивающие общую мощность такой локальной системы электроснабжения. Эффективность использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) может быть существенно повышена с применением комбинированных электрокомплексов с несколькими видами ВИЭ.

В общем случае базовая блок-схема МИЭС приведена на рис. 1, где основными источниками энергии могут служить либо МГЭС, либо ДЭС. Солнечные панели (СП) используются для подзарядки АБ, но при определенной мощности СП могут участвовать в общей системе электроснабжения.

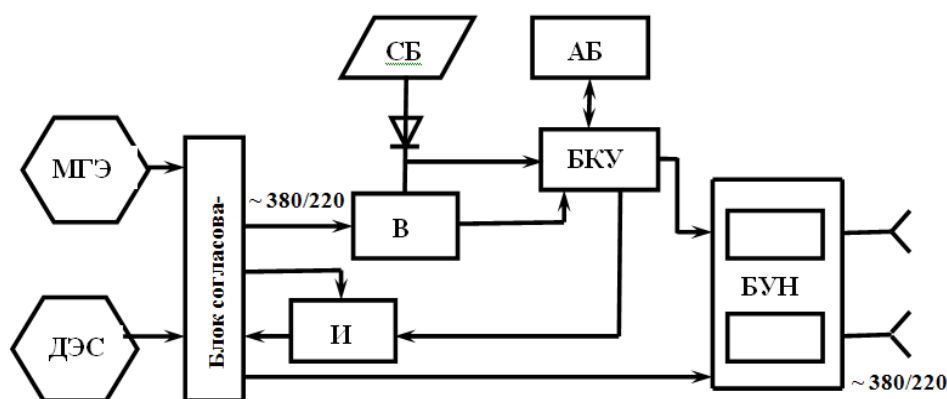


Рис. 1. Блок-схема МИЭС

В представленной СЭС при полной скорости течения реки основным источником энергии является МГЭС и ДЭС может быть отключена. Солнечные панели либо участвуют в подзаряде АБ, либо добавляют энергию потребителю вместе с МГЭС.

Электроэнергия от МГЭС или ДЭС поступает на блок согласования и распределяется между блоком управления нагрузкой (БУН), выпрямителем (В) с дальнейшим поступлением в блок контроля и управления зарядкой (БКУ) АБ. Инвертор (И), входящий в схему преобразует излишки энергии для передачи потребителю.

Тоджинский район обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом. Благодаря многочисленным рекам, озерам и другим водным

ресурсам в этом районе, существует возможность использования энергии потока воды для генерации электроэнергии. Это может способствовать увеличению производства возобновляемой энергии и снижению зависимости от традиционных источников энергии, что в свою очередь способствует экологической устойчивости и развитию региона. Гидроэнергетический потенциал данного района составляет больше 40 % по Республике Тыва и по данным РусГидро составляет до 3,5 ГВт.

Благодаря своему местоположению с высокой солнечной активностью в районе отмечается большое количество солнечных дней в году и высокая интенсивность солнечной радиации. Это создает благоприятные условия для эффективного использования солнечной энергии.

Использование этих солнечных технологий и МГЭС позволяет генерировать чистую, возобновляемую энергию.

Схема распределенной генерации приведена на (рис. 2.)

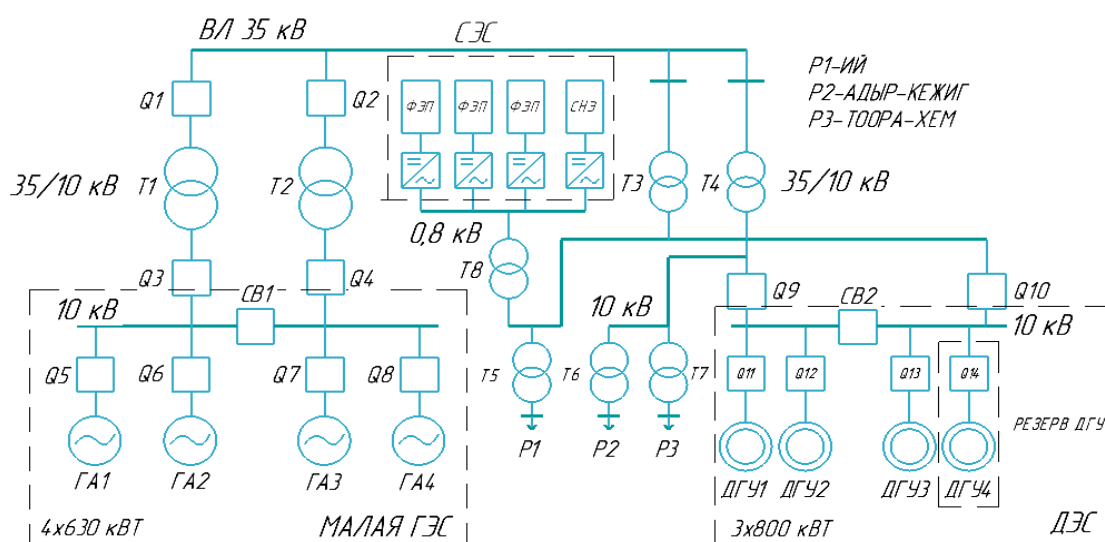


Рисунок 2. Система распределенной генерации

Электроснабжение поселков Тоора-Хем, Адыр-Кежиг и Ий Тоджинского района Республики Тыва в настоящее время осуществляется за счет ДЭС расположенной в поселке Тоора-Хем, общей мощностью 2400 кВт, на электростанции. Себестоимость вырабатываемой на ДЭС электроэнергии составляет 49,32 руб./кВт·ч.

В нормальном режиме работы потребители получают электроэнергию от основного источника питания – ДЭС через подстанцию 10/0,4 кВ и установок распределенной генерации – СЭС и СНЭ.

ДЭС является резервным источником питания, который вступает в работу в случае отказа МГЭС. Солнечная электростанция состоит из 3-х блоков ФЭП с инверторами.

Для размещения МГЭС в Тоджинском районе был выбран створ, расположенный в 40 км ниже по течению от с. Тоора-Хем на р. Большой Енисей. Передача мощности от МГЭС в населенные пункты выполняется на протяжении 35 кВ.

Для оценки целесообразности комбинированного электроснабжения от ДЭС, СЭС и МГЭС «Тоора-Хем» на р. Бий-Хем необходимо разработать методику, которую позволит на предпроектной стадии определить экономическую эффективность электроснабжения от малой ГЭС в зависимости от удаленности потребителя и оптимальные параметры строительства малой ГЭС.

При выполнении технико-экономических расчетов капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости, которые целесообразно принимать по данным одного и того же источника.

Для корректного сравнения экономической эффективности малой ГЭС учитывалась стоимость дизельного топлива, пошедшего на выработку такого же количества электроэнергии. Объем «вытесненного» дизельного топлива V , л, определяется по формуле

$$V = W_{\text{МГЭС}} \cdot 0,3 \quad (1)$$

Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу, $З_{\text{ДТ}}$, руб. показывает объем снижения затрат на топливную составляющую при производстве электрической энергии на МГЭС и определяется по формуле

$$З_{\text{ДТ}} = Ц_{\text{ДТ}} \cdot V, \quad (2)$$

где $Ц_{\text{ДТ}}$ – стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива, руб./л.

Себестоимость электрической энергии, производимой МГЭС $C_{\text{МГЭС}}$, руб. /кВт·ч, определяется по формуле

$$C_{\text{МГЭС}} = \frac{K_{\text{МГЭС}} + I_{\text{ЭК}} \cdot T_{\text{СЛ}}}{W_{\text{МГЭС}} \cdot T_{\text{СЛ}}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{МГЭС}}$ – капитальные затраты на МГЭС, руб; $I_{\text{ЭК}}$ – ежегодные эксплуатационные издержки руб.; $T_{\text{СЛ}}$ – срок службы МГЭС, год; $W_{\text{МГЭС}}$ – среднегодовое значение выработки электроэнергии МГЭС, МВт·ч/год.

Чистая приведенная стоимость проекта, NPV , млн. руб.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}, \quad (4)$$

где CF – денежный поток; n – количество периодов; r – ставка дисконтирования.

Срок окупаемости МГЭС $T_{ок}$, лет относительно традиционных источников энергии (дизель-генераторов) [1]:

$$T_{ок} = \frac{K_{МГЭС} - K_{ДЭС}}{(C_{ДЭС} - C_{МГЭС}) \times T \times P_{МГЭС}} \quad (5)$$

где $K_{ДЭС}$ – капитальные затраты на ДЭС, руб.; T – продолжительность работы МГЭС в год, ч; $C_{МГЭС}$ – себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на МГЭС, руб./кВт·ч; $C_{ДЭС}$ себестоимость электроэнергии, вырабатываемой дизель-генераторами с учетом затрат на топливо, руб./кВт·ч; $P_{ГЭС}$ – мощность МГЭС, кВт.

Установленная мощность МГЭС не должна быть меньше вечернего зимнего максимума нагрузки потребителей, поэтому установленные мощности предложенных вариантов МГЭС должны быть не меньше 2 300 кВт. Были предложены три варианта состава мощности малой ГЭС с пропеллерными турбинами: 5 гидроагрегатов (ГА) с мощностью одного ГА 500 кВт, 4 ГА с мощностью одного ГА 630 кВт и 3 ГА с мощностью одного ГА 800 кВт.

Исходными данными для расчета технико-экономических показателей вариантов состава мощности МГЭС являются:

- 1) среднегодовое потребление электроэнергии – $W_{общ} = 8399$ МВт·ч/год;
- 2) среднегодовые значения выработки электроэнергии для трех вариантов $W_{МГЭС}$, МВт·ч/год;
- 3) стоимость комплекта оборудования $K_{МГЭС}$, тыс. руб. [2].

Передачу мощности в населенные пункты Тоора-Хем, Адыр-Кежиг и Ий планируется выполнить на напряжении 35 кВ с длиной трассы 36 км. Для этого на МГЭС предусматривается повышенная ТП 10/35 кВ с двумя трансформаторами по 1 000 кВ·А. В Тоора-Хем будет располагаться понизительная ТП 35/10 кВ с двумя трансформаторами по 1 000 кВ·А, а в Ий – ТП 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами мощностью по 400 кВ·А.

Затраты на ЛЭП и ТП для схемы электроснабжения от МГЭС потребителей Тоджинского района (см. рис. 3), рассчитаны по укрупненным показателям ЛЭП и ТП [3] и составили 72 177 тыс. руб. для трех вариантов системы генерации МГЭС.

Имея значения капитальных затрат на строительство МГЭС, ЛЭП и ТП, а также ежегодных эксплуатационных издержек, по приведенной в [4] методике определены технико-экономические показатели для каждого варианта системы генерации МГЭС деривационного типа (табл. 1).

Таблица 1

Технико-экономические показатели вариантов МГЭС

Показатель	Мощность ГА N_j , кВт		
	500	630	800
Число ГА, n_j^B	5	4	3
Приведенные затраты для МГЭС и ЛЭП, 3, тыс. руб.	60 334	53 246	46 816
Себестоимость электроэнергии от МГЭС, СМГЭС, руб./(кВт·ч)	3,05	2,90	3,00
Удельная выработка электроэнергии на 1 кВт установленной мощности, $W_{уд}$, кВт·ч/кВт	3 138	2 903	2 611
Чистая приведенная стоимость проекта, NPV , млн руб.	1 661,61	1 592,4	1 337,58

Многокритериальный анализ эффективности технических решений вариантов системы генерации МГЭС «Тоора-Хем» по методике [5] позволил выбрать в качестве оптимального вариант № 2 системы генерации МГЭС.

Себестоимость электроэнергии от солнечной электростанции – целевая функция для состава ДГ-СП-АБ, $C_{СЭС}$, руб./кВт·ч, определяется по формуле [6]:

$$C_{СЭС} = \frac{W_{ФЭП} \cdot C_{ФЭП} + (W_{общ} - W_{ФЭП}) \cdot C_{ДЭС}}{W_{общ}}, \quad (6)$$

где $W_{общ}$ – общее годовое потребление населения, кВт·ч; $W_{ФЭП}$ – ежегодная общая выработка СЭС кВт·ч; $C_{ДЭС}$ – себестоимость электрической энергии, генерируемой ДЭС, руб./кВт·ч. $C_{ФЭП}$ – себестоимость электрической энергии, производимой ФЭП руб./кВт·ч

$$C_{ФЭП} = \frac{3 + I \cdot T_{ОК}}{W_{ФЭП}^{ГОД} \cdot T_{ОК}}, \quad (7)$$

где $W_{ФЭП}^{ГОД}$ – выработка электроэнергии ФЭП, кВт·ч; 3 – капитальные затраты на строительство СЭС, тыс. руб.; $T_{ОК}$ – заданный срок окупаемости, год; I – ежегодные издержки на эксплуатацию СЭС, тыс. руб.

Срок окупаемости проекта ДГ-СП-АБ, $T_{ОК}$, лет, рассчитан исходя из предложения, что электрическая энергия от СП на период окупаемости отпускается по текущему тарифу на электрическую энергию для конкретного потребителя:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K + И}{3_{\text{ДГ}}} \quad (8)$$

где К, И – капитальные затраты и ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание системы генерации ДГ-СП-АБ, тыс. руб.

Для повышения эффективности оптимизации системы генерации ДГ-СП-АБ рекомендуется использование подходов, которые учитывают изменение реальных энергетических характеристик ФЭП и среднемесячных суточных графиков нагрузки потребителей, а также адаптируются к ним. Это позволяет оптимизировать работу генерирующих элементов и улучшить экономические показатели [6]. Для решения поставленной задачи оптимизации системы генерации ДГ-СП-АБ, как одна из наиболее эффективных, была выбрана методика оптимизации роя частиц [7].

В результате процесса оптимизации было принято решение использовать монокристаллические солнечные панели типа «CHSM72M(DG)/F-BH-535»; аккумуляторные батареи модели «СПТ-СНЭ-0,4-800/800-500»; дизельные генераторы марки «DOOSAN, DP180LB». Капитальные затраты составили 220 млн. руб. Себестоимость производимой электроэнергии – 35,47 руб./кВт·ч.

При интеграции МГЭС в распределенную систему генерации себестоимость производимой электроэнергии МИЭС определяется по выражению

$$C_{\text{МИЭС}} = \frac{W_{\text{МГЭС}} \cdot C_{\text{МГЭС}} + (W_{\text{общ}} - W_{\text{МГЭС}}) \cdot C_{\text{СЭС}}}{W_{\text{общ}}}, \quad (9)$$

В результате расчета себестоимость электроэнергии, производимой МИЭС составляет 0,95 руб./кВт·ч.

Выводы

Интеграция МГЭС в распределенную генерацию позволит достичь следующих результатов:

- электростанция с ДГ будет полностью заменена на МГЭС, способную покрыть нагрузку до 2 500 кВт;
- ДГ будет использоваться как резервный источник энергии для случаев, если возникнут непредвиденные ситуации, связанные с аварией МГЭС, и, если потребляемая нагрузка будет больше 2 500 кВт;
- будут приостановлены затраты на покупку, доставку дизельного топлива.

Таким образом, на примере МИЭС населенного пункта Республики Тыва определен оптимальный состав генерирующих и аккумулирующих установок с использованием ФЭП.

Список источников

1. Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития / И.Ю. Иванова [и др.]. – Новосибирск: Наука, 2002. – 188 с.
2. Бляшко Я.И. Опыт МНТО ИНСЭТ по созданию и эксплуатации оборудования для микро- и МГЭС // Малая энергетика. – 2004. – № 1. – С. 28-33.
3. Укрупненные стоимостные показатели магистральных линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] // Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ. – 2013. – Ч. 1. – URL: www.fsk-ees.ru/about/management... / Sbomik_IK_FSK_USP_35-750_part_01.pdf.
4. Kenden K.V. Tehniko-jekonomicheskaja ocenka variantov sostava Mikro-GJeS dlja s. Toolajlyg [Technical and economic assessment of microHPP composition options for S. Toolaylig]. Vestnik of Tuvan State University, no. 3 Technical Sciences. Physical and Mathematical Sciences. Kyzyl, 2018, vol.3 (38), pp. 25-30. (In Russian).
5. Розен В.В. Цель – оптимальность – решение (математические модели принятия оптимальных решений). – М.: Радио и связь, 1982. – 168 с.
6. Комплексный анализ эффективности технических решений в энергетике / Ю.Б. Гук [и др.]; под ред. В.Р. Огорокова и Д.С. Щавелева. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 176 с.
7. Eberhart R., Kennedy J. Particle swarm optimization, Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, 4, IEEE, 1995 DOI: 10.1109/ICNN.1995.488968, pp. 1942-1948.

СЕКЦИЯ 3
**Современные технологии автоматизации, актуальные
проблемы, перспективы и современные решения
в энергетике**

УДК 621.22*534.143

Е. М. Салагаев¹

Научный руководитель:

А. В. Киселев¹ канд. техн. наук, доцент

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

**ПЕРСПЕКТИВЫ МОДЕРНИЗАЦИИ И СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ
К БЕСЩЕТОЧНОМУ ВОЗБУЖДЕНИЮ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

В статье рассмотрены пути решения проблем применения бесконтактной системы возбуждения для больших гидрогенераторов. Целью работы является улучшения характеристик систем возбуждения гидрогенераторов, сокращение затрат на производство, эксплуатацию и обслуживание оборудования.

Ключевые слова: бесконтактная система возбуждения, мост тиристорный, диодный, явнополюсный, обращенный, двухступенчатая система управления.

E. M. Salagaev¹

Scientific supervisor:

A. V. Kiselev¹ Candidate of Technical Sciences, Associate Professor

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

**PROSPECTS FOR MODERNIZATION AND MODERN APPROACHES
TO BRUSHLESS EXCITATION OF HYDROELECTRIC POWER
STATION**

The article discusses ways to solve the problems of using a contactless excitation system for large hydro generators. The aim of the work is to improve the characteristics of the excitation systems of hydro generators, reduce the cost of production, operation and maintenance of equipment.

Keywords: *contactless excitation system, thyristor bridge, diode, single-pole, reversed, two-stage control system.*

Большинство парка мощных синхронных машин в России снабжено контактными возбудителями постоянного тока, что порождает большое число проблем, связанных с изготовлением и эксплуатацией щеточно-контактного аппарата, особенно у машин с длительным сроком службы. В связи с этим большое значение имеют работы по переводу возбуждения генераторов на бесщеточную систему, что обеспечивает значительный рост надежности систем электроснабжения и снижает время ремонтных простоев. Особенно это важно для турбо- и гидрогенераторов, от надежной работы которых зависит существование целых регионов

В мировой гидроэнергетике применяются бесщеточные виды систем возбуждения, которые на сегодняшний день отвечают требованиям стандарта организации, тем не менее они не успели себя достаточно зарекомендовать. [1, с. 33–43]. Бесконтактная система возбуждения обладает преимуществами сокращения регулярного технического обслуживания за счет устранения щеточно-контактного аппарата и сокращения внепланового технического обслуживания за счет резервирования, она нечувствительна к перепадам напряжения в сети, что обеспечивает улучшенную возможность устранения неисправностей и действия стабилизатора энергосистемы [2, с. 9–14]. Интегрированные решения без гармонического возбуждения являются тенденцией для самых компактных решений на рынке, для преодоления ограничений бесщеточных возбудителей возможно использование беспроводной связи.

Актуальность статьи связана с реализацией новых проектов, реконструкциями и восстановлением энергетических объектов, представляет научный интерес в связи с недостаточным вниманием к данному направлению в нашей стране. На сегодняшний день особенно удаленные станции испытывают дефицит квалифицированного персонала, проблемы со снабжением качественными комплектующими. Зачастую содержание щеточно-контактного аппарата представляет определенные сложности.

Целью работы является: развитие интереса к бесконтактному виду систем возбуждения применительно к большим гидрогенераторам, работа системы возбуждения как в условиях замкнутых, так и в составе единой энергосистемы с обеспечением условий энергетической безопасности, применение и улучшение систем возбуждения без щеток на гидрогенераторах.

В конце прошлого столетия в нашей стране активно велись разработки по направлению бесщеточной системы возбуждения гидрогенератора. У истоков развития этого направления в СССР стоял НИИ Электромаш, совместно с заводом УЭТМ проводились работа над недостатками, испытания нового оборудования. НИИ Электромаш был разработчиком систем

возбуждения разного типа, удовлетворяющих современным требованиям и конкурентоспособных не только в России, но и на других рынках. Номенклатура выпускаемых изделий включала: статические системы возбуждения типа СТС и СТН, оборудование бесщеточных систем возбуждения типа СВБД для турбогенераторов; статические системы самовозбуждения типа СТС-МРУ со 100%-ным резервированием тиристорных преобразователей, их систем управления и регулирования; комплекты оборудования систем управления и регулирования (КОСУР) для реконструкции систем возбуждения с высокочастотными, бесщеточными возбудителями; автоматические регуляторы возбуждения типа АРВ-СДП1, АРВ-СДП1М. Создание бесщеточных систем возбуждения являлось перспективным направлением развития систем возбуждения синхронных машин. Системы данного типа внедрялись в энергетику. Эта задача на протяжении ряда лет также решалась на кафедре электрических машин УГТУ-УПИ А. А. Пульниковым, О. А. Барминым, О. П. Митрофановым и А. Н. Мойсейченковым под руководством профессора А. Т. Пластуна и профессора В. И. Денисенко [3, с. 24-33; 4, с. 216,].

В 2010 году НИИ Электромаш полностью прекратил свое существование (продажа здания НИИ, земельного участка). В настоящее время разработки новых бесщеточных систем возбуждения в нашей стране не ведутся, отсутствует практическая база для развития данного направления. Основные производители Электросила, ЭЛСИБ, РусЭлпром сосредоточены на разработках и производстве статических систем возбуждения гидрогенераторов. Таким образом на сегодняшний день в России данное направление представляет научную новизну как с практической, так и с научной сторон.

Несмотря на определенные трудности в реализации данного направления, появляются новые возможности применительно к бесщеточным системам возбуждения гидрогенераторов. Одним из сложных моментов в разработке систем возбуждения с использованием вращающихся возбудителей в прошлом столетии был вопрос управления, резервирования, регулирования вращающимися элементами возбудителя. Выбор принципа возбуждения, необходимой степени резервирования оборудования и его конструктивного выполнения, выбор способов управления, регулирования и защиты являются главными факторами при создании систем возбуждения.

Широкое промышленное использование бесщеточных систем сдерживалось отсутствием надёжных конструкций управляемых вращающихся полупроводниковых преобразователей, недостаточной селективностью разработанной диагностики состояния элементов вращающихся частей бесщёточных систем, пониженной надёжностью из-за отказов в цепях пускозащитных устройств. Важной научной проблемой является повышение быстродействия бесщеточной системы возбуждения,

приближающейся к быстрдействию тиристорной системы и позволяющей применить АРВ сильного действия. Быстрое гашение возбуждения синхронной машины при бесщеточном возбуждении невозможно, поскольку отсутствует контактор снятия возбуждения, а также нет возможности изменить полярность напряжения возбуждения главного генератора. Как следствие, уменьшаются запасы устойчивости по сравнению с энергосистемами со статическими системами возбуждения.

Сегодня новая архитектура бесщеточной системы обладает множеством преимуществ, выходящих за рамки возможностей обычной системы статического возбуждения. Среди них меньшее общее количество компонентов в системе и меньшая чувствительность к напряжению электросети. Возможность повышения возбуждения даже при перепадах напряжения в сети, не требуя дополнительных компонентов или схем, как в системе статического возбуждения. Увеличение мощности регулирования напряжения приводит к повышению возможностей устранения неисправностей и усилению действия стабилизатора энергосистемы. Повышенная отказоустойчивость сокращает прогнозируемое внеплановое техническое обслуживание возбудителя.

Как уже было сказано одной из основных проблем, связанных с традиционной бесщеточной системой возбуждения, является медленный ступенчатый отклик тока возбуждения генератора. Требуется время, чтобы изменить напряжение поля для достижения максимального напряжения. Было доказано, что эта проблема может быть решена путем минимизации индуктивностей возбудителя в первоначальной конструкции [5, с. 289-294]. Возбудитель переменного тока можно было бы сконструировать таким образом, чтобы он был способен к чрезвычайно быстрым изменениям потока [6, с. 2-10]. Однако диодный мост все еще не мог достичь отрицательного предельного напряжения для быстрого отключения возбуждения цепи. Эта проблема могла бы быть решена с помощью самовозбуждающегося резистора на валу [7, с. 156-161; 8, с. 405-411].

Для работы обычного бесщеточного возбудителя необходим вспомогательный источник малой мощности. Обычно оно подается от близлежащей низковольтной сети, также предусмотрен резервный источник питания от аккумулятора. Напряжение возбуждения бесщеточного возбудителя будет практически не зависеть от напряжения в сети, в отличие от статического возбудителя. Это связано с его большой индуктивностью обмотки возбуждения и резервным источником энергии. Это выгодно для независимости от сетевого напряжения, но это приводит к еще более медленному ступенчатому отклику. Техническое обслуживание является очень важным аспектом эксплуатации синхронных генераторов, поскольку оно может снизить эксплуатационные расходы на производство электроэнергии. Использование контактных колец и угольных щеток является одним из

ключевых факторов, способствующих необходимому регулярному техническому обслуживанию [9, с 41-49; 10, с. 57-62].

Модернизация бесщеточной системы возбуждения, обеспечивающей стабильную работу в сети в сравнении со статической системой, является одним из современных направлений. Силовые вращающиеся твердые выпрямители могут быть (диодными) неуправляемыми и управляемыми (тиристорными). Бесщеточное возбуждение с неуправляемыми диодными выпрямителями довольно простое, но имеет пониженное быстродействие из-за большой постоянной времени обмотки возбуждения возбудителя. Бесщеточная диодная система выполняется двухканальной, в основной канал входит тиристорный преобразователь на оптотиристорах с системой управления, регулятором напряжения и резервным регулятором. В резервный канал входит тиристорный преобразователь с системой управления и резервным регулятором. Отклик на ток поля эквивалентен статической системе. Быстродействующая бесщеточная система возбуждения возможна благодаря применению дистанционно управляемого тиристорного моста на валу. Она уже существует на некоторых пилотных электростанциях в странах Северной Европы. Мощность одного генератора составляет 36 мВА при 93,75 об/мин, в то время как другого - 52 мВА при 166,67 об/мин. Система содержит вращающийся тиристорный мост, который управляется с помощью подключения по Bluetooth. Время быстродействия системы такое же, как и у обычных систем статического возбуждения.

Ранее уже была предложена бесщеточная система возбуждения гидрогенератора с двойным управлением где вращающийся диодный мост заменен дистанционно управляемым вращающимся тиристорным мостовым выпрямителем что обеспечивает такую же быструю ступенчатую реакцию, как и у статического возбуждения. Для управления током возбуждения возбудителя используется дополнительный стационарный тиристорный мостовой выпрямитель. Усиление возбуждения возможно без использования дополнительных компонентов или схем, как в статической системе. Большая индуктивность возбуждения возбуждающего устройства оказывает сопротивление быстрому снижению доступного максимального напряжения. При сбое беспроводной связи между статором и ротором вращающийся выпрямитель начинает работать с постоянным минимальным углом срабатывания, равным 10° . Стационарный тиристорный мост начинает работать в АВР-режиме вместо предписанного ФСР-режима. Матричный управляющий сигнал является альтернативой беспроводной связи. Благодаря новым предлагаемым решениям на основе тириستоров достигается высокое предельное напряжение возможное при минимальных токах якоря и уменьшенных пульсациях крутящего момента.

Вращающийся тиристорный мост может работать в двух секторах, как с двунаправленным напряжением, так и с двунаправленной мощностью, что выгодно для быстрого размагничивания и для высокоскоростной динамики. Если выбран интерфейс на основе тиристора, эквивалентная индуктивность коммутации обмотки вращающегося якоря бесщеточного возбудителя должна быть рассчитана с учетом критериев управляемости. Этот критерий обеспечивает успешную коммутацию и полную управляемость током выходного поля для всех возможных условий эксплуатации, даже при максимальном токе. Интерфейс на основе прерывателя обладает преимуществами лучшей управляемости по сравнению с интерфейсом на основе тиристора. Возможен плавный отклик без превышения скорости. Усиление возбуждения является отличным свойством быстродействующего бесщеточного возбудителя. Обычному статическому возбудителю потребовались бы дополнительные компоненты, увеличивающие стоимость и сложность системы, чтобы достичь такой же способности усиления возбуждения при падениях напряжения в сети. Благодаря внедрению современных интерфейсов управления силовым электронным возбуждением, становится возможным реализовать новые стратегии управления. Напряжение возбуждения может мгновенно изменяться с положительного предельного напряжения на отрицательное предельное напряжение, что приводит к уменьшению превышения тока возбуждения.

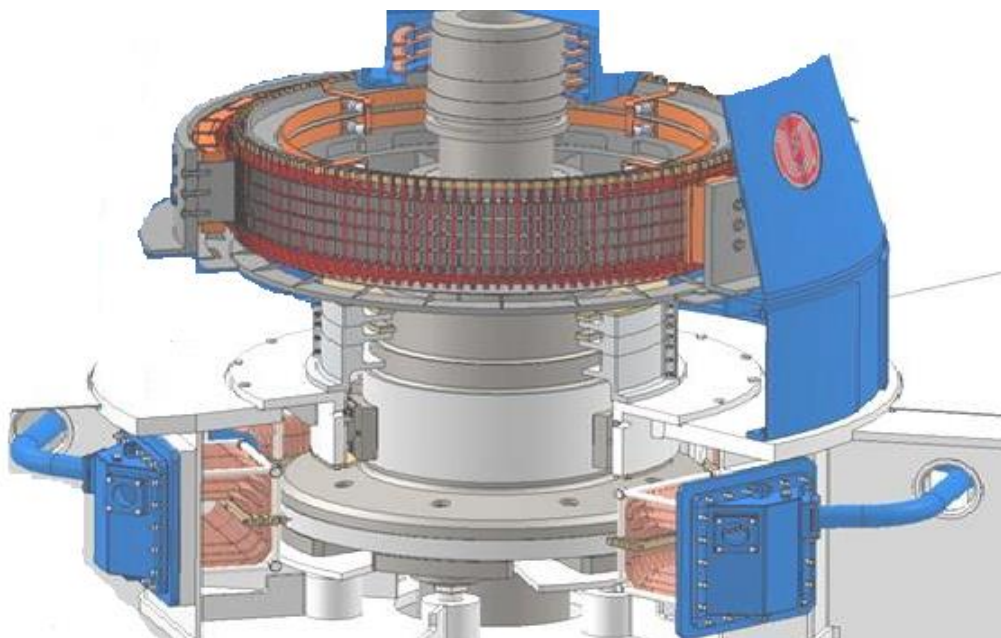


Рисунок 1. Возбудитель для гидрогенератора МГЭС.

На примере гидрогенератора МГЭС возбудитель на рисунке 1, выполняется как обращенный синхронный генератор: обмотки возбуждения ГГ выполняются на статоре, а обмотки якоря (фазы переменного тока) на

роторе. Фазные обмотки подключаются к вращающимся выпрямителям, выпрямленный ток подается в обмотку возбуждения непосредственно (соединительные токоподводы располагаются внутри спицы ротора).

На основании предварительных результатов моделирования возбудителя гидрогенератора МГЭС, выясняем возможность реализовать возбудитель на рисунке 2, в существующих габаритах.

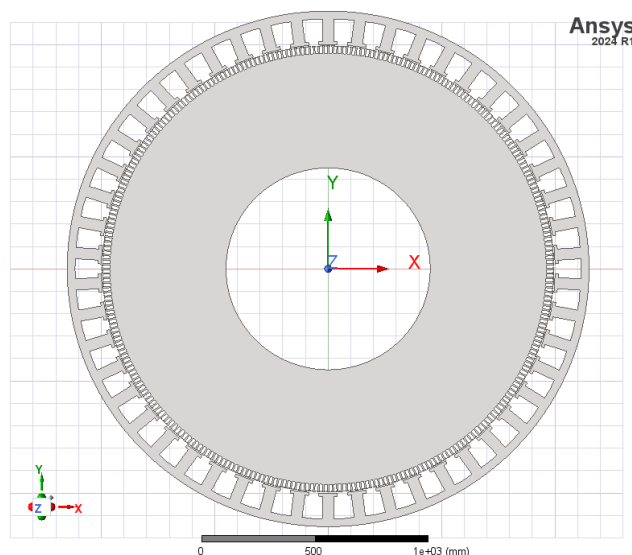


Рисунок 2 Железо статора и ротора возбудителя гидрогенератора МГЭС.

На статоре 50 полюсов. $D_{нар}=2300$ мм, $D_{вн}=2000$ мм. Зазор 5 мм.

На роторе 300 пазов, 300 катушек (100 катушек в фазе). Две параллельные ветви по 50 катушек. В катушке 2 витка.

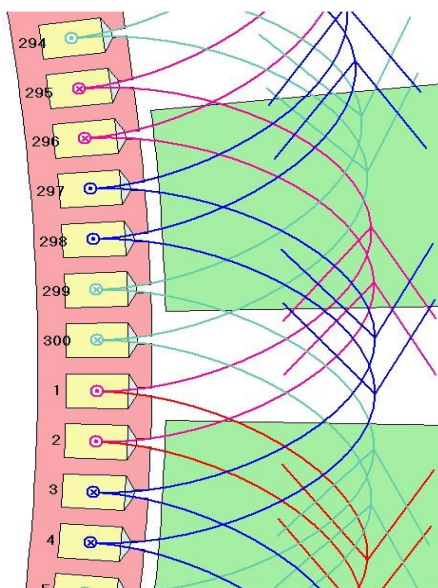


Рисунок 3. Раскладка обмоток по фазам:

В Maxwell 2D моделируется сектор ($360/50=7,2$ градуса) с циклической нечетной симметрией:

На холостом ходу (токи в роторе нулевые) формируем обмотку возбуждения так, чтобы в зазоре было порядка 0,4-0,45 Тл. Это достигается при МДС = 2500 Ампер*витков. Амплитуда тока 1860 А, что ориентировочно будет соответствовать величине выпрямленного тока на выходе. Длину машины подбираем так, чтобы фазная ЭДС примерно соответствовала напряжению по постоянному току после выпрямления (465 В). Получилась длина 500 мм. Среднее значение – 66 Н*м. Умножаем это значение на скорость 57,7 об/мин. Получаем механическую мощность 403 кВт. На выходе же нужно иметь по постоянному напряжению: $1860*465= 865$ кВт.

Вывод: в выбранной конфигурации получится реализовать возбуждение гидрогенератора при условии увеличении параметров. Если предполагать выходной 400 А, то расчетная электрическая мощность будет 132 кВт, а расчетная механическая мощность 145 Вт. По всей видимости это предел, которого можно добиться в этой конфигурации. Предполагаем, что одно из возможных решений – кратное увеличение внешнего диаметра относительно диаметра статического возбудителя.

Для детального изучения необходимо провести исследование и сравнение статической тиристорной и бесщеточной систем возбуждения в составе энергосистемы, что поможет определить пути повышения эффективности бесщеточных систем возбуждения, в частности в направлении обеспечения демпфирования колебаний частоты напряжения синхронного генератора.

Новое поколение бесконтактных систем возбуждения гидрогенераторов обеспечит: максимальное приближение регулировочных характеристик бесщеточной системы к статической системе возбуждения, существенное повышение демпфирования колебаний частоты напряжения генератора, устойчивость энергосистемы во всей рабочей области при воздействии внешних воздействий. Необходимо дальнейшее изучение отдельных видов интеллектуальных регуляторов, генетических алгоритмов оптимизации параметров и структуры традиционных и интеллектуальных систем возбуждения.

Список источников

1. Поляхов, Н.Д. Российские и зарубежные системы возбуждения синхронных генераторов / Н.Д. Поляхов, И.А. Приходько, А.А. Карачев и др. // Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – 2004. – Серия Электротехника. – Вып. 1. – С. 33-43.
2. Карачев, А.А. Бесщёточные системы возбуждения синхронных генераторов [Текст] / Н.Д. Поляхов, И.А. Приходько, А.А. Карачев // Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ» (Известия государственного электротехнического

университета), Сер. «Автоматизация и управление». – СПб.: СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2005. – Вып. 1. – С. 9-14.

3. Иванов-Смоленский А.В., Кузнецов В.А. Универсальный численный метод моделирования электромеханических преобразователей и систем // Электричество, 2000, № 7. С. 24-33.

4. Универсальный метод расчета электромагнитных процессов в электрических машинах. / Иванов-Смоленский А.В., Абрамкин Ю.В., Власов А.П., Кузнецов В.А. // М.: Энергоатомиздат, 1986. – С. 216.

5. T. Dillman, J. Skooglund, F. Keay, W. South, and C. Raczkowski, «A high initial response brushless excitation system», Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, no. 5, pp. 289-294, 1971.

6. C. Stigers, J. Hurley, D. Gorden, and D. Callanan. «Field tests and simulation of a high initial response brushless excitation system», Energy Conversion, IEEE Transactions on, no. 1, pp. 2-10, 1986.

7. C.A. Platero, M.-A. Redondo, F. Blazquez, and P. Frias. «High-speed de-excitation system for brushless synchronous machines», Electric Power Applications, IET, vol. 6, no. 3, pp. 156-161, 2012.

8. E. Rebollo, F. R. Blaquez, C. A. Platero, F. Blazquez, and M. Redondo, «Improved high-speed de-excitation system for brushless synchronous machines tested on a 20 mva hydro-generator», Electric Power Applications, IET, vol. 9, no. 6, pp. 405-411, 2015.

9. R. Schaefer. «Applying static excitation systems», Industry Applications Magazine, IEEE, vol. 4, no. 6, pp. 41-49, 1998.

10. C.V. Maughan. «Carbon brush collector maintenance on turbine-generators», in Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing Expo, 2007. IEEE, 2007, pp. 57-62.

УДК 621.311.212

В. Е. Кожемякин¹

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

ЗАВИСИМОСТЬ НЕДООТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ МАЛОЙ ГЭС ОТ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАСЧЕТНОЙ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ СТОКА

Работа посвящена вопросу определения величины недоотпуска электроэнергии малой ГЭС, работающей без водохранилища, в зависимости от расчетной обеспеченности стока, используемой при проектировании

© Кожемякин В. Е., 2024

малого гидроузла. По результатам работы получена зависимость недоотпуска электроэнергии от расчетной обеспеченности стока. Показано снижение величины недоотпуска электроэнергии при увеличении расчетной обеспеченности при проектировании МГЭС.

Ключевые слова: *малая ГЭС, дерево отказов, надежность электроснабжения, расчетная обеспеченность расхода, проектирование ГЭС, недоотпуск электроэнергии, дерево работоспособности, отказы общей причины, комплексные показатели надежности, коэффициент готовности.*

V. E. Kozhemyakin¹

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

DEPENDENCE OF UNDER-RELEASE OF ELECTRIC POWER OF A SMALL HPP ON THE DESIGN FLOW AVAILABILITY USED IN DESIGN

This paper is dedicated to the investigation of the value of under-release of electric power from a small HPP operating without a reservoir, in relation to the calculated flow availability utilized in the design of a small hydroelectric facility. The results of the study indicate that the under-release of electric power is dependent on the calculated flow availability. It is demonstrated that the value of power shortage decreases with an increase in the design availability.

Keywords: *small HPP, failure tree, power supply reliability, design flow assurance, HPP design, under-release of electric power, serviceability tree, common cause failures, integrated reliability indicators, availability factor.*

На сегодняшний день на территории Российской Федерации по данным института Гидропроект [1, с. 87] потенциальное число экономически эффективных створов малых ГЭС (МГЭС) составляет 200. Суммарная установленная мощность данных створов – 568 МВт.

На территории России существует проблема, связанная с эксплуатацией МГЭС в зимний период, когда температура окружающего воздуха опускается ниже нуля, что приводит к частичному или полному перемерзанию малых рек. Важно еще на этапе проектирования корректно подобрать расчетный расход для оценки гарантированной величины выработки и мощности МГЭС.

В качестве примера была выбрана Енашиминская ГЭС – МГЭС, расположенная на территории Красноярского края. Данные о числе и единичной мощности гидроагрегатов приведены в [2, с. 91]. На Енашиминской ГЭС установлено 4 гидроагрегата. 3 из них имеют установленную мощность, равную 1,3 МВт, 4-й – 1,6 МВт, суммарная установленная мощность МГЭС составляет 5,5 МВт.

Расчетный напор на гидротурбины составляет 59,5 м, средняя многолетняя выработка – 20 млн кВт·ч, что позволяет определить средний многолетний расход реки, составляющий 4,36 м³/с.

Для получения кривой обеспеченности средних месячных расходов реки Енашимо воспользуемся методом реки-аналога. В качестве аналога примем реку Тея, притоком которой является Енашимо. Имеется ряд наблюдений продолжительностью 16 лет для реки Тея. Приведем расходы реки Тея к расходам Реки Енашимо. Построим кривую обеспеченности стока, представленную на рисунке 1.

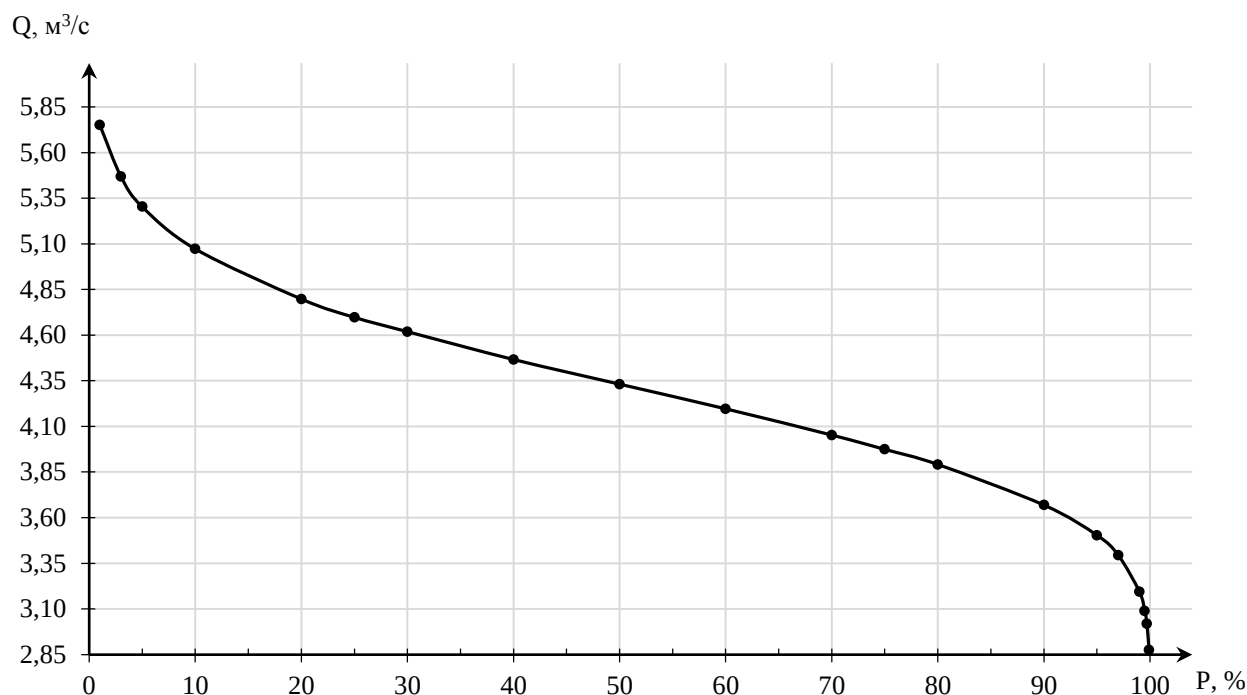


Рисунок 1 – Кривая обеспеченности стока р. Енашимо

По кривой обеспеченности можно видеть, что расход 4,36 м³/с соответствует обеспеченности 50%. Определив расчетный расход одного гидроагрегата, можно сделать выводы об обеспеченности мощности расходом.

Для оценки надежности МГЭС при снижении расхода реки ниже требуемой величины, возможно применение математического аппарата марковских процессов с составлением графа состояний системы генерации МГЭС. Для упрощения графа состояний предлагается рассмотреть состояния с полным отказом ГА, минуя состояния, в которых гидроагрегаты будут работать с мощностью, находящейся в диапазоне (0; N_{MAX}). Полный и упрощенный графы состояний Енашиминской ГЭС при снижении расхода представлен на рисунке 2.

Для построенного графа состояний можно составить систему уравнений (1). Для решения системы требуется определить значения коэффициентов λ и μ . λ – это интенсивность отказов, которая в рассматриваемом случае будет зависеть от вероятностного характера стока реки. μ – это интенсивность восстановления, определяемая как величина, обратная времени восстановления системы, которая в рассматриваемом случае может определяться длительностью периода с недостаточной водностью.

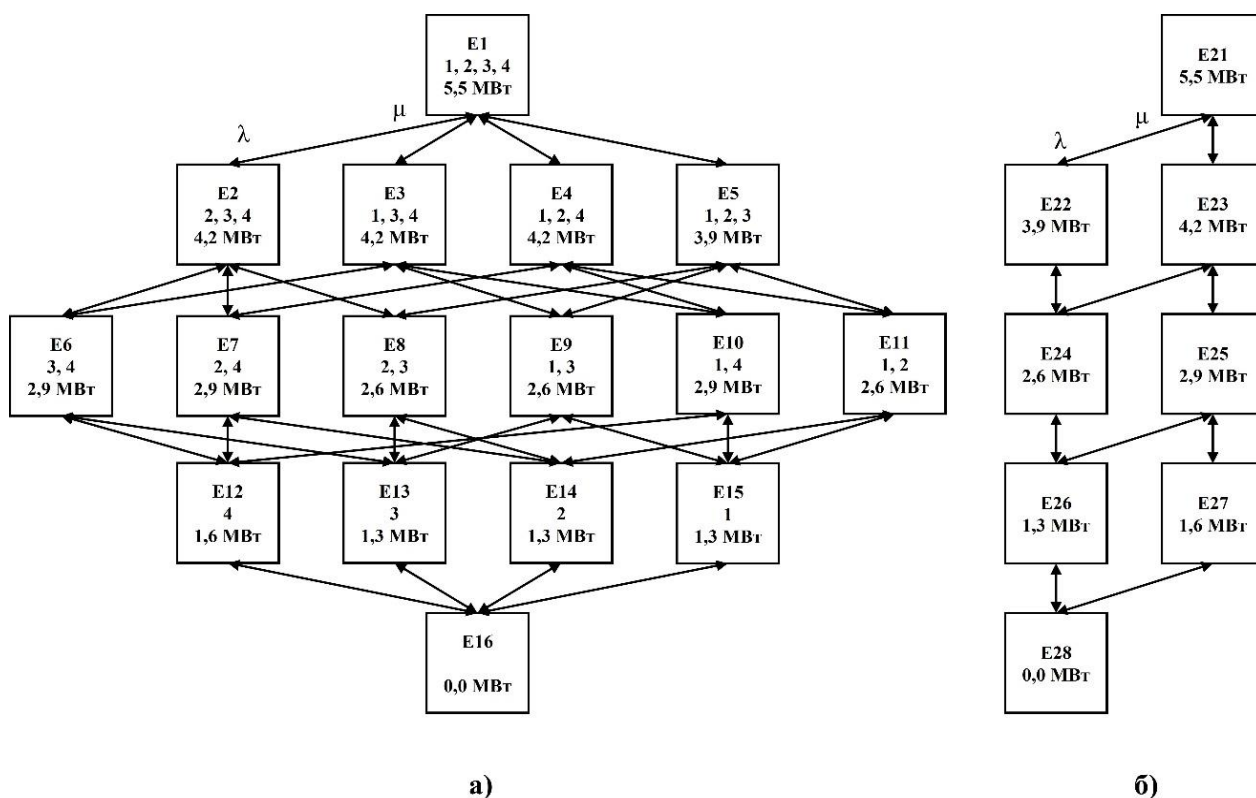


Рисунок 2 – Дерево работоспособности Енашиминской ГЭС:
а) полное, б) эквивалентное по мощности

Определение λ возможно производить исходя из имеющихся данных о расходах. На примере гидрографа средних многолетних р. Енашимо, представленного на рисунке 3, определяется число месяцев, в которых среднемесячный расход будет меньше заданной величины обеспеченности Q_i .

$$\left. \begin{aligned}
 \frac{dP_{21}(t)}{dt} &= \mu \cdot (P_{22} + P_{23}) - 2 \cdot \lambda \cdot P_{21} \\
 \frac{dP_{22}(t)}{dt} &= \lambda \cdot (P_{21} - P_{22}) + \mu \cdot (P_{24} - P_{22}) \\
 \frac{dP_{23}(t)}{dt} &= \lambda \cdot (P_{21} - 2 \cdot P_{23}) + \mu \cdot (P_{24} + P_{25} - P_{23}) \\
 \frac{dP_{24}(t)}{dt} &= \lambda \cdot (P_{22} + P_{23} - P_{24}) + \mu \cdot (P_{26} - 2 \cdot P_{24}) \\
 \frac{dP_{25}(t)}{dt} &= \lambda \cdot (P_{23} - 2 \cdot P_{25}) + \mu \cdot (P_{26} + P_{27} - P_{25}) \\
 \frac{dP_{26}(t)}{dt} &= \lambda \cdot (P_{24} + P_{25} - P_{26}) + \mu \cdot (P_{28} - 2 \cdot P_{26}) \\
 \frac{dP_{27}(t)}{dt} &= \lambda \cdot (P_{25} - P_{27}) + \mu \cdot (P_{28} - P_{27}) \\
 \frac{dP_{28}(t)}{dt} &= \lambda \cdot (P_{26} + P_{27}) - 2 \cdot \mu \cdot P_{28}
 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

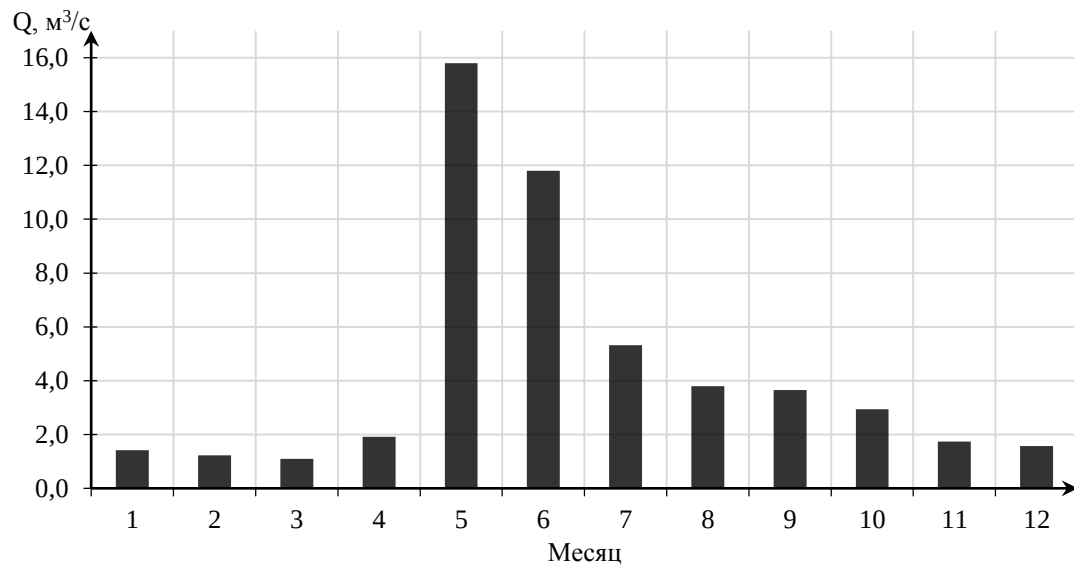


Рисунок 3 – Гидрограф среднемноголетних расходов р. Енашимо

Расчет коэффициента λ предлагается производить с использованием выражения (2).

$$\lambda_i = \frac{(n_{лет} - p \cdot n_{лет}) \cdot n_{мес}}{n_{лет} \cdot 12} = \frac{(1 - p) \cdot n_{мес}}{12}, \quad (2)$$

где λ_i – интенсивность отказов для расхода заданной обеспеченности, мес^{-1} ; $n_{\text{лет}}$ – число лет наблюдений; p – расчетная обеспеченность расхода; $n_{\text{мес}}$ – число месяцев, в которых наблюдается снижение расхода ниже расчетной обеспеченности.

Задаваясь расходом известной обеспеченности и определяя число месяцев с дефицитом расхода, можно определить, как будет изменяться коэффициент λ . Для определения коэффициента μ можно использовать известное выражение (3), в котором T_g – это время восстановления, определяемое как длительность периода межени.

$$\mu = \frac{1}{T_g} \quad (3)$$

Далее, задаваясь различной обеспеченностью, определив значения коэффициентов отказа и восстановления, произведем расчет вероятностей возникновения состояний, представленных на рисунке 4.б, используя систему (1). Результаты расчета вероятностей представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетные вероятности выдачи мощности МГЭС

P, %	Q _{ср} , м ³ /с	n _{мес}	$\lambda \cdot 10^{-3}$, мес^{-1}	$\mu \cdot 10^{-3}$, мес^{-1}	5,5 МВт	4,2 МВт	3,9 МВт	2,9 МВт	2,6 МВт	1,6 МВт	1,3 МВт	0,0 МВт
50	4,33	9	375,0	111,1	0,00	0,01	0,01	0,05	0,05	0,16	0,16	0,55
60	4,20	9	300,0	111,1	0,01	0,02	0,02	0,06	0,06	0,17	0,17	0,47
70	4,05	9	225,0	111,1	0,02	0,04	0,04	0,09	0,09	0,18	0,18	0,36
75	3,97	9	187,5	111,1	0,04	0,06	0,06	0,10	0,10	0,17	0,17	0,29
80	3,89	9	150,0	111,1	0,06	0,09	0,09	0,12	0,12	0,16	0,16	0,21
90	3,67	8	66,7	125,0	0,33	0,18	0,18	0,09	0,09	0,05	0,05	0,03
95	3,50	7	29,2	142,9	0,66	0,14	0,14	0,03	0,03	0,01	0,01	0,00
97	3,39	7	17,5	142,9	0,78	0,10	0,10	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
99	3,19	7	5,8	142,9	0,92	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
99,5	3,09	7	2,9	142,9	0,96	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
99,7	3,02	7	1,8	142,9	0,98	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
99,9	2,88	6	0,5	166,7	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

По расчетным данным построены зависимости изменения вероятности перехода МГЭС в состояния с различной мощностью при изменении расчетной обеспеченности расхода, представленные на рисунке 4.

Из полученной зависимости видно, что использование в качестве расчетного расхода с обеспеченностью порядка 92 % удастся достичь вероятности сохранения в работе всех ГА МГЭС порядка 50%. Для обеспечения надежной работы ГА МГЭС на уровне 80% вероятности, требуется применение расхода обеспеченностью 97%.

Наибольший положительный эффект, связанный со значительным снижением вероятности отказа всех гидроагрегатов МГЭС вследствие отказа общей причины (ООП), выраженного в снижении расхода ниже расчетной

величины, достигается уже при использовании обеспеченности стока, равной 82%.

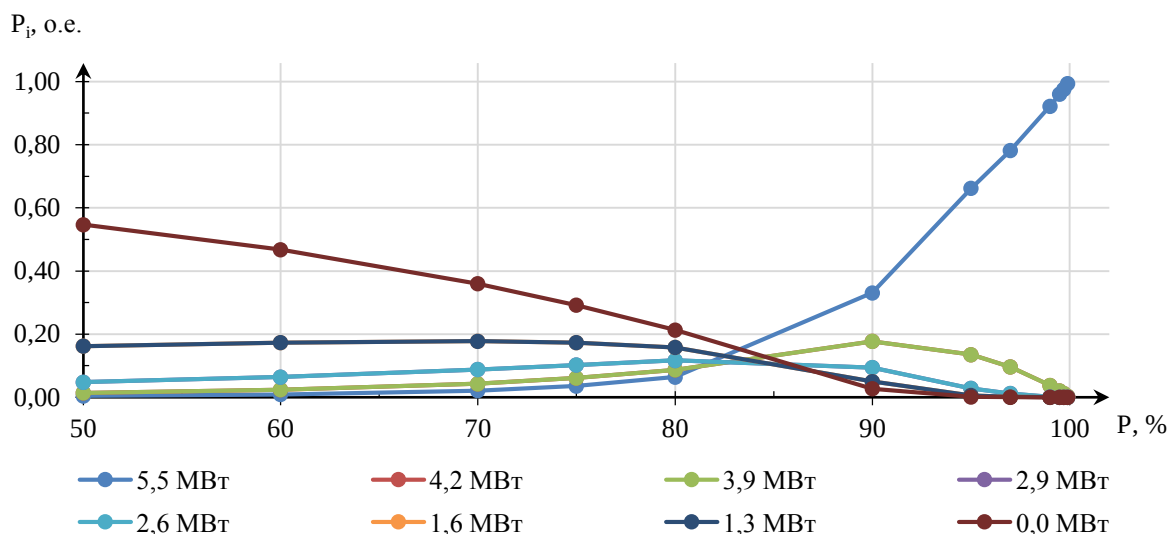


Рисунок 4 – Расчетная зависимость $P_i = f(P)$

Таким образом, применение в качестве расчетной, обеспеченности речного стока порядка 80% позволит с одной стороны достичь повышения надежности электроснабжения изолированных населенных пунктов от проектируемой МГЭС, а с другой стороны не создаст искусственного снижения гарантированной величины выработки и мощности МГЭС, что позволит с большей эффективностью осваивать гидроэнергетические ресурсы малых водотоков.

Одним из наиболее важных показателей надежности восстанавливаемых систем можно считать коэффициент готовности системы, который может быть определен с использованием выражения (4), в котором T_{cp} – среднее время наработки на отказ.

$$K_g = \frac{T_{cp}}{T_{cp} + T_g} \quad (4)$$

Произведем расчет значений коэффициента готовности для обеспеченностей, представленных в таблице 1. По полученным данным построим зависимость $K_g = f(p)$, представленную на рисунке 5 (а).

При значении обеспеченности 80% коэффициент готовности принимает значение 0,426. Наибольшие приросты значения коэффициента готовности наблюдаются при переходе от обеспеченности 80% к обеспеченности 90% (+0,227), а также от обеспеченности 90% к обеспеченности 95% (+0,178).

Зависимость $K_z = f(p)$ показывает значимое увеличение готовности системы генерации на основе МГЭС при её проектировании на сравнительно небольшие расходы $Q_{90\%}$ и $Q_{95\%}$. С одной стороны, использование данных расходов позволит значительно повысить надежность электроснабжения от МГЭС. С другой стороны, приведет к необходимости рассмотрения экономической целесообразности создания небольшого водохранилища с целью увеличения среднесуточных расходов заданной обеспеченности, либо к рассмотрению установки дублирующей мощности на МГЭС.

Используя, представленные в таблице 1, вероятности перехода системы генерации на базе МГЭС в состояния с различными мощностями, можно определить величину недоотпуска электроэнергии в зависимости от различных значений коэффициента готовности, используя выражение (5).

$$\Delta W = \left(N_{MAX} - \sum_{i=1}^n N_j \cdot p_{i,j} \right) \cdot T_g, \quad (5)$$

где ΔW – вероятный недоотпуск электроэнергии при появлении расходов различной обеспеченности, кВт·ч; N_{MAX} – установленная мощность МГЭС, кВт; N_j – мощность в j -том состоянии системы, кВт; $p_{i,j}$ – вероятность обнаружения малой ГЭС в состоянии с j -той мощностью при появлении i -ой обеспеченности стока; T_g – продолжительность периода с бытовыми расходами ниже расходов расчетной обеспеченности, ч.

Результаты расчета величины вероятного недоотпуска электроэнергии представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет вероятного недоотпуска электроэнергии

K_z , о.е.	$N_{5,5} \cdot p_{i,j}$	$N_{4,2} \cdot p_{i,j}$	$N_{3,9} \cdot p_{i,j}$	$N_{2,9} \cdot p_{i,j}$	$N_{2,6} \cdot p_{i,j}$	$N_{1,6} \cdot p_{i,j}$	$N_{1,3} \cdot p_{i,j}$	$N_{0,0} \cdot p_{i,j}$	$\Sigma(N_i \cdot p_{i,j})$	ΔW , кВт·ч
0,229	0,02	0,06	0,05	0,14	0,12	0,26	0,21	0,00	0,9	30000
0,270	0,05	0,10	0,09	0,19	0,17	0,28	0,22	0,00	1,1	28534
0,331	0,12	0,18	0,17	0,26	0,23	0,28	0,23	0,00	1,5	26153
0,372	0,20	0,26	0,24	0,30	0,27	0,28	0,22	0,00	1,8	24269
0,426	0,35	0,37	0,34	0,34	0,30	0,25	0,21	0,00	2,2	21654
0,652	1,82	0,74	0,69	0,27	0,24	0,08	0,07	0,00	3,9	9123
0,830	3,64	0,57	0,53	0,08	0,07	0,01	0,01	0,00	4,9	3000
0,891	4,30	0,40	0,37	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00	5,1	1770
0,961	5,07	0,16	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,4	567
0,980	5,28	0,08	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,4	281
0,988	5,37	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,5	171
0,997	5,47	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,5	38

По представленным в таблице 2 данным построена зависимость вероятного недоотпуска электроэнергии от расчетной обеспеченности стока, представленная на рисунке 5 (б).

По зависимости, представленной на рисунке 6 видно, что увеличение коэффициента готовности приводит к закономерному снижению недовыработки электроэнергии. Коэффициент готовности увеличивается при использовании расхода с большей обеспеченностью, что обусловлено снижением времени восстановления системы.

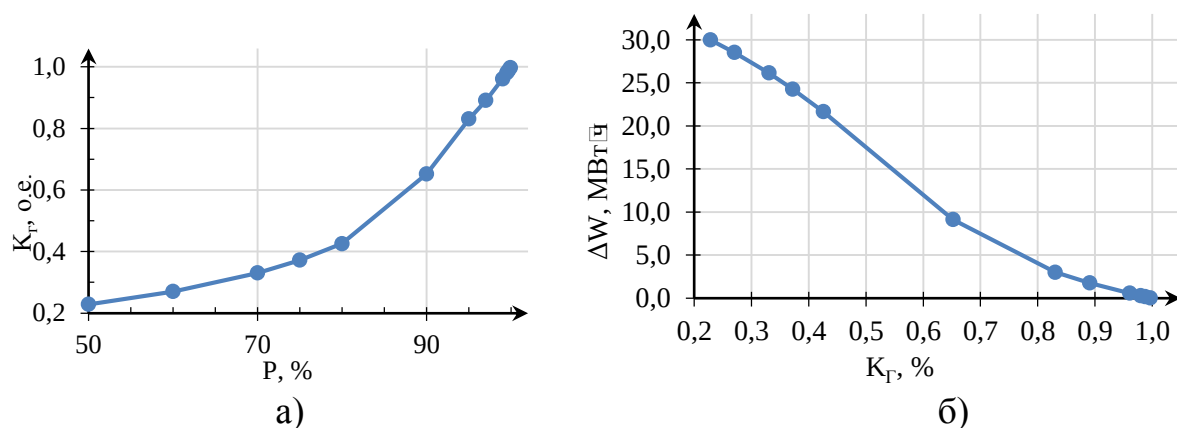


Рисунок 5 – а) зависимость коэффициента готовности от расчетной обеспеченности; б) вероятный недоотпуск электроэнергии при различных значениях коэффициента готовности

По результатам проделанной работы можно сделать следующие выводы:

- обеспечение надежного электроснабжения от МГЭС возможно только в случае применения в качестве расчетных, расходов с обеспеченностью не менее 95 %;

- с целью снижения вероятной величины недоотпуска электроэнергии необходимо установленную мощность МГЭС выбирать близкой к гарантированной;

- возможно использование расхода с обеспеченностью 90 % при определении установленной мощности для обеспечения оптимального прироста установленной мощности без значительного роста недоотпуска электроэнергии в процессе эксплуатации МГЭС.

Список источников

1. Безруких, П.В. Возобновляемая энергетика: сегодня – реальность, завтра – необходимость / П.В. Безруких – М.: Лесная страна, 2007. – 120 с.

2. Обосновывающие материалы. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 годы. Красноярский край и республика Тыва. Книга 1. Красноярский край // Приказ об утверждении схемы и программы развития энергетических систем России на 2023 – 2028 годы. – 2023. – С. 71. URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/2023/final/23_Krasnojarskii_krai_fin.pdf (дата обращения: 17.05.2024).

М. Г. Степанов¹

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

К ИСТОРИИ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ЕНИСЕЕ (1930–1960-е годы)

В статье проанализирован процесс 30-летней проектно-изыскательной деятельности на Енисее с целью изучения возможности по строительству гидроэлектростанций. Сделан вывод о том, что главным результатом проектно-изыскательных работ после окончания Великой Отечественной войны стало определение места постройки будущей ГЭС. Таким местом с учетом всех геологических расчетов определен Карловский створ Саянского каньона.

Ключевые слова: гидроэлектростанции, гидротехническое сооружение, Енисей, Саяно-Шушенская ГЭС, институт «Ленинградпроект», министерство строительства СССР.

M. G. Stepanov¹

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University²

ON THE HISTORY OF INDUSTRIAL DESIGN AND SURVEY ACTIVITIES ON THE YENISEI RIVER (1930s – 1960s)

The article analyzes the process of 30 years of design and survey activities on the Yenisei in order to explore the possibility of building hydroelectric power plants. It is concluded that the main result of industrial design and survey work after the end of the Great Patriotic War was the determination of the construction site of the future HPP. Such a place, taking into account all geological calculations, is the Karlovsky section of the Sayan Canyon.

Keywords: hydroelectric power plants, hydraulic engineering structure, Yenisei, Sayano-Shushenskaya HPP, Leningradproekt Institute, Ministry of Construction of the USSR.

Природные предпосылки, факторы и условия оказывают существенное влияние на формирование отраслевой и территориальной структуры региона, размещение производственных сил, особенно в осваиваемых районах страны.

Важнейшими сырьевыми ресурсами являются полезные ископаемые. Их использование зависит от видов и технико-экономических показателей месторождений, их качественных характеристик, районов залегания

особенностей разработки, расстояния до потребителя. Имеет место тяготение отдельных отраслей к районам добычи полезных ископаемых, особенно предприятий по их первичной переработке. Высокая материалоемкость в топливной, черной, медеплавильной, калийной, цементной и других отраслях промышленности способствует их размещению у источников сырья [1, с. 164].

Изучая предпосылки строительства Саяно-Шушенской ГЭС, можно отметить несколько определяющих факторов.

Во-первых, на территории Хакасско-Минусинской впадины имеются месторождения черных, цветных и редких металлов, а также запасы не рудных ископаемых.

Во-вторых, Сибирь – край богатейших гидроэнергетических ресурсов. Именно этот фактор стал одним из решающих в определении местоположения комплекса [2].

На основе рационального использования природных и экономических ресурсов, гармоничного набора производств возможно достичь максимально высоких результатов в экономической и социальной сферах.

Рациональное разделение труда и специализация, организация единого инженерного обслуживания и единой базы вспомогательных и обслуживающих производств, оптимальная система грузопотоков, наконец, четкая последовательность в сроках завершения строительства объектов и подчиненная единой цели организация строительного дела – все это сулит народному хозяйству огромные выгоды.

Дешевая электроэнергия, которую даст Саяно-Шушенская ГЭС, - позволит создать ряд энергоемких производств. Среди них первое место займет алюминиевый завод. Этот гигант цветной металлургии будет существенно отличаться от своих предшественников. Здесь будут смонтированы самые мощные и производительные в мире электролизеры.

С момента образования Ленинградского отделения Института археологии АН СССР (ЛОИА) активно формировались так называемые новостроечные экспедиции, ведущие предварительные исследования на площадках будущего строительства или сельскохозяйственных работ. Крупнейшей из них стала Саяно-Тувинская археологическая экспедиция ЛОИА (Саяно-Тувинская экспедиция [Ленинградского отделения Института археологии] Академии наук СССР – СТЭАН). Ее создание было вызвано строительством Саяно-Шушенской гидроэлектростанции (СШГЭС) и неразрывно связано с именем А.Д. Грача. Изыскания под ГЭС в местах, где Енисей прорезает Западные Саяны, велись еще с 1930-х гг. Но окончательное местоположение СШГЭС – в Карловом створе Саянского ущелья, при впадении речки Карловки в Енисей – утвердили лишь в июле 1962 г. [3, с. 181].

Так, в 1931 г. в Саянах развернула работы ленинградская гидрологическая станция. Предполагалось выбрать створ для электростанции с напором плотины 100 метров и мощностью до миллиона лошадиных сил.

Плотина должна была перегородить Енисей в устье рек Уй и Голубой, что в 15 километрах выше деревни Означенное [4, с. 37].

В 1948 г., по заданию Южно-Енисейской комплексной экспедиции Совета по изучению производительных сил АН СССР сотрудниками «Гидроэнергопроекта» А. А. Бесчинским, В. И. Воздвиженским и А. Терманом составлена записка, характеризующая гидроэнергетические ресурсы верхней части бассейна реки Енисей [5, с. 8].

В 1953 г. в результате исследований отряда Тувинской комплексной экспедиции Совета по изучению производительных сил АН СССР под руководством С. В. Клопова, было выявлено, что Верхнеенисейский энергетический комплекс, включающий ряд установок, в том числе и на Енисее в пределах Саянского ущелья, может явиться одним из крупнейших энергетических комплексов в СССР с зарегулированной мощностью до 5-6 миллионов киловатт [5, с. 9].

В марте 1955 г. институт «Ленинградпроект» организовал экспедицию №7 для ведения изысканий под проект Красноярской ГЭС на двух участках - Красноярском и Шумихинском, а также на зоне будущего водохранилища и по защите от подтопления городов – Минусинска, Ачинска и Черногорска. 12 мая следующего года группа сотрудников экспедиции №7 выехала в поселок Майна. В нее входили: начальник экспедиции Г. Л. Жаров; главный геолог Н. Е. Никитин; главный геодезист В. П. Утин; технорук по буровым работам А. П. Костецкий; начальник Минусинской геологической партии А. Л. Овчинников, будущий начальник Саянской изыскательской партии; старший техник-геолог Н.А. Хирунин. Они произвели рекогносцировку участка долины реки от деревни Означенное до Катушки, что выше устья левобережного протока реки Кантегир.

В июле была организована Саянская изыскательская партия, которая обследовала долину самого Енисея на протяжении почти 600 километров от Абакана до Кызыла и долин Большого и Малого Енисея. Разведано было более 20 створов – сужений долин, где экономичнее можно построить электростанции той или иной мощности. Общая мощность этих электростанций составляла 13 миллионов киловатт [6, с. 7].

Но самое примечательное состояло в том, что половина мощности предполагаемых 20 электростанций сосредотачивалась в одном месте Западных Саян (Саянском коридоре). Здесь могла появиться жемчужина советской и мировой гидроэнергетики. Такие благоприятные природные условия встречаются очень редко. Саянский коридор – это условное название, иначе его называют Саянским ущельем.

На основе данных изыскательской работы в районе Верхнего Енисея была составлена «Схема гидроэнергетического использования реки Верхний Енисей выше города Минусинска». Совет по изучению производительных сил

Сибири АН СССР разработал предложения по принципиальной схеме использования энергетических ресурсов Енисея в Саянском коридоре [6, с. 8].

Почти весь 1960 г. в Ленинграде, в отделе перспективного проектирования «Ленинградэнергопроекта» велась кропотливая работа по разработке каждого гидроузла, определения его стоимости и эффективности, оценке условий строительства, которые перечислялись в «Схеме гидроэнергетического использования». Требовалось доказать, что следующий объект энергетики на Енисее после Красноярской ГЭС должен быть выше, а не ниже Шумихинского створа. Кроме того, среди проектировщиков были сторонники как одного, так и второго часто называемых створов Саянского гидроузла – Джойского и Карловского. В частности, начальник отдела перспективного проектирования Г. А. Претро отдавал предпочтение Карловскому, а главный инженер проекта Я. Б. Марголин – Джойскому створу [5, с. 9].

В марте 1961 г. приказом директора «Ленинградэнергопроекта» П. М. Яновского начальник перспективного планирования Г. А. Претро был назначен главным инженером проекта Саяно-Шушенской ГЭС, которому предстояло за 1,5 года разработать проектное задание и доказать техническую возможность и экономическую целесообразность.

19 октября директор «Ленгидэпа» издал приказ о начале работы по составлению проектного задания Саянской ГЭС. Этим приказом отдел организации изысканий обязан был незамедлительно приступить к развертыванию инженерных изысканий под обоснование проектного задания. И для выполнения инженерных изысканий в районе расположения гидроузла организовывалась комплексная экспедиция под номером 7 под руководством Петра Васильевича Ерашова [5, с. 10].

Главный инженер проекта понимал уникальность сооружения – плотина в 2 раза по высоте превышала и Братскую и Красноярскую, а также видел сложность проекта. Как на участке длины реки в 30 километров доказать преимущество Карловского створа перед Джойским? Многие специалисты считали, раз Джойский уже давно изучен и описан, значит стоит рекомендовать именно его, а не малоизученный Карловский. А Герман Александрович был глубоко убежден – Карловский надежней.

Начальник Саянской экспедиции №7 П. В. Ерашов был знаком с Претро еще по Новосибирской ГЭС и полностью поддерживал идею строительства именно в Карловском створе. Так, 4 ноября в поселке Майна был подписан приказ №1 о начале изыскательских работ по выбору створа Саяно-Шушенской ГЭС.

Вскоре передовой отряд изыскателей-буровиков в составе Леонида Улатова, Дмитрия Полежаева, Сергея Никонова, Василия Бирюкова, Николая Крупского приступил к разведке третьего створа – Кибикского, находящегося всего в 5 километрах выше по течению от Майны [7, с. 66].

Выбор встал между тремя створами.

Первый, Джойский, был исследован еще на стадии составления схемы использования Верхнего Енисея. В его основании вскрылись граниты, а они являются лучшей породой.

Кибицкий подкупал близостью от рабочего поселка Майна и кажущимися легкими подходами-подъездами. О Карловском створе с геологической точки зрения было известно меньше, чем о Джойском. Знали, что его порода – кристаллические метаморфические сланцы местами ороговикованные. Но насколько они пригодны для возведения такой плотины, могли ответить только исследования. Джойский створ от Майны находился в 32 километрах, Карловский - в 25 и Кибицкий - в 5 километрах [7, с. 67].

Джойский створ, хотя был и меньше Карловского на 50-60 метров, но при более тщательной разведке ослабленная зона, а на глубине 80 метров и вовсе пропала порода.

Кибицкий имел ширину русла реки на 240 метров шире Карловского. Сланцы его оказались почти вдвое слабее. К тому же плотиной могло затопиться уникальное Кибиц-Кордонское месторождение мрамора.

Выбор стал вполне ясен и в Министерстве строительства электростанций СССР проектировщики Ленинградского отделения Всесоюзного института Гидроэнергопроект приступили к разработке проектного задания [6, с. 13].

Одновременно с проектированием Саяно-Шушенской ГЭС сотрудниками СОПСА, возглавляемого академиком Н. Н. Некрасовым, начали прорабатываться первые предложения по созданию Саянского территориально-производственного комплекса в районе Абакан - Минусинск - Озургинское. Естественно, центром ТПК являлась Саяно-Шушенская ГЭС [8, с. 171].

Таким образом, главным результатом проектно-исследовательских работ после окончания Великой Отечественной войны стало определение места постройки будущей ГЭС. Таким местом с учетом всех геологических расчетов определен Карловский створ Саянского каньона.

Список источников

1. Волжский и Камский каскады гидроэлектростанций / под общ. ред. Г.А. Руссо. – Москва: Госэнергоиздат, 1960. – 272 с.
2. Брызгалов, В.И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций / В.И. Брызгалов. – Красноярск: Красноярское книжное издательство, 1999. – 162 с.
3. Астахов, С.И. Саяно-тувинская экспедиция: (о работе в зоне затопления Саяно-Шушенской ГЭС). Археологические открытия 1973 года / С.И. Астахов. – Москва: Издательство Наука, 1974. – 182 с.

4. Асарин, А.Е. Из гидропроекта / А.Е. Асарин // Экология и жизнь : ежемесячный научно-популярный и образовательный журнал. – 2000. – № 1. – С. 36-38.
5. Воронков, О.К. Основание Саяно-Шушенской ГЭС: строение, свойства, состояние / О.К. Воронков // Гидротехническое строительство. – 2010. – № 7. – С. 8-13.
6. 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.
7. Ермаков, В., Нагай, В. Саянское солнце: Были о комсомольцах и молодежи – строителях Саяно-Шушенской ГЭС на Енисее / В. Ермаков, В. Нагай. – Красноярск: Книжное издательство, 1980. – 280 с.
8. Крылов, А.И. Хакасия и ТПК / А.И. Крылов // Саянское созвездие. – 1981. – С. 149-175.

УДК 621.311.21

И. В. Виль^{1,2}

Научный руководитель:

И. Ю. Pogonyaychenko³

*Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет*¹

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

Саяно-Шушенский учебно-производственный информационный центр

*ПАО «РусГидро» – «Корпоративный университет гидроэнергетики»*³

ВЛИЯНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Обзор существующих показателей влияния балансовой и режимной надежности электроэнергетических систем представляет собой анализ актуальных источников, в которых рассматриваются современные подходы к анализу надежности энергосистемы.

Ключевые слова: надежность, энергосистема, гидроэлектростанция, устойчивость.

I. V. Vil^{1,2}

Scientific Supervisor:

I. Y. Pogonyaychenko³

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

Branch of PJSC RusHydro – Sayano-Shushenskaya HPP named after P. S. Neporozhniy²

Sayano-Shushensky Educational and Production Information Center

PJSC RusHydro – «Corporate University of Hydropower»³

THE IMPACT OF HYDROELECTRIC POWER PLANTS ON THE RELIABILITY OF THE ELECTRIC POWER SYSTEM

An overview of the existing indicators of the impact of balance and regime reliability of electric power systems is an analysis of current sources that consider modern approaches to analyzing the reliability of the power system.

Keywords: *reliability, power system, hydroelectric power plant, reliability indicators.*

Энергосистема – это комплексный технический объект, предназначенный для производства, передачи и потребления энергии. Она включает в себя совокупность энергетических установок, сетей и оборудования, а также организационных и экономических механизмов, необходимых для обеспечения устойчивой работы системы.

Сложность работы энергосистемы обусловлена множеством факторов. Во-первых, она включает в себя различные типы и источники энергии, такие как тепловая, гидравлическая, ядерная, альтернативная энергия и другие. Каждый из этих типов энергии требует своих особых установок, сетей и оборудования для производства и передачи.

Кроме того, энергосистема имеет множество связей, как внутренних, так и внешних. Внутренние связи включают в себя взаимодействие между энергетическими установками, передачу энергии по сетям и управление всей системой. Внешние связи связаны с взаимодействием с другими энергосистемами, трансграничной передачей энергии и обеспечением потребления энергии различными отраслями экономики.

Важность надежности энергосистемы заключается в том, что она является основой для многих сфер жизни общества. Большинство промышленных процессов, бытовых потребностей и других деятельности требуют непрерывного доступа к энергии. Поэтому надежность работы энергосистемы является важной задачей, требующей постоянного мониторинга, технического обслуживания и модернизаций. Сбои и отказы в работе энергосистемы могут привести к серьезным последствиям, например, прекращению производства, потере товарооборота и нарушению социальной инфраструктуры.

Изучение свойств объектов энергетики – одна из важнейших составляющих системных энергетических исследований. С помощью свойств можно отразить любые особенности и общее в объектах. Возможность измерения отдельных свойств позволяет проводить более корректное управление ими. Изучение свойств реальных объектов и их моделей является главным критерием адекватности последних первым.

Согласно [1], надежность – это «свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования»

Гидроэлектростанции (ГЭС) обладают рядом уникальных характеристик, которые отличают их от других видов электростанций. Одной из особенностей работы ГЭС является их низкая себестоимость энергии, которая превышает более чем в два раза себестоимость энергии, производимой на тепловых электростанциях.

Ценность гидравлических станций заключается в накоплении энергоносителя(воды), что позволяет обеспечить необходимую гибкость энергосистемы. В способности быстро реагировать на резкий рост потребления в условиях пиковых нагрузок выражается участие ГЭС в балансовой надежности энергосистемы.

Одной из преимуществ ГЭС для энергосистемы является возможность работы их гидроагрегатов в широком диапазоне режимов, начиная от нулевой до максимальной мощности. Это позволяет плавно изменять мощность ГЭС при необходимости и использовать их в качестве регуляторов процесса производства электроэнергии. Положительное значение маневренного качества ГЭС для энергосистем трудно переоценить, поскольку при современной структуре генерирующих источников ни один вид из других электростанций этим качеством и в такой мере не обладает [2].

Рассматривая участие гидростанций в регулировании параметров режима энергосистемы, целесообразно говорить о статической режимной надежности, которая определяется как способность систем обеспечивать потребителей электроэнергией необходимого качества без перерывов. Такая способность определяется запасами статической и динамической устойчивости, в том числе за счет возможности резервирования выбывающих мощностей при отказах оборудования. Необходимым условием режимной надежности является режим с допустимыми пределами параметров (значений узловых напряжений, токов, частоты, потоков мощности по межсистемным связям, загрузки сетевого оборудования и т.п.). Помимо этого, режимная надежность ЭЭС зависит и от погодных условий, состава сетевого и генерирующего оборудования, объемов резерва активной и реактивной мощности.

Особенностью ГЭС являются ее возможности как источника и потребителя реактивной мощности.

Главным достоинством гидроэлектростанций современные источники выделяют их высокую надежность. Как показывает опыт эксплуатации, аварийность агрегатов ГЭС значительно ниже аварийности агрегатов любых других электростанций. Отсюда межремонтный период на ГЭС больше, чем на ТЭС, а ремонтный простой меньше [2].

Методы расчета показателей балансовой надежности энергосистемы

Одним из ключевых этапов для определения балансовой надежности является формирование расчетной модели, в которой проектируется модель генерации, модель нагрузки, учет пропускной способности связей и потерь мощности. Ключевые показатели балансовой надежности (ПБН) главным образом связаны с оценкой вероятности возникновения и глубиной ограничения нагрузки в системе, при этом следует учитывать зависимость получаемых ПБН от моделей представления ЭЭС [3].

Методы расчета показателей режимной надежности энергосистемы

Существует два наиболее подходящих для оценки влияния ГЭС на надежность энергосистемы метода:

- Анализ режимной надежности ЭЭС с использованием ПВК АНАРЭС-2000;
- Создание подробной математической модели для оценки показателей режимной надежности.

В общем виде второй вариант оценки режимной надёжности ЭЭС состоит из следующих основных этапов:

- 1) формирование расчетной схемы (модели) ЭЭС;
- 2) формирование списка возможных возмущений (состояний) ЭЭС;
- 3) анализ режимов сформированных состояний ЭЭС;
- 4) анализ чувствительности сети на возмущение и формирование дополнительных возмущений;
- 5) вычисление показателей режимной надёжности ЭЭС.

На рис. 1 представлена укрупнённая структурная схема алгоритма рассматриваемой методики оценки режимной надёжности ЭЭС [4].

Из опыта эксплуатации энергосистемы известно, что наибольший ущерб приносят аварии на крупных источниках генерации, на участках электрической сети со значительными перетоками мощности и на крупных подстанциях. В обработанной литературе приводятся примеры расчетов динамической устойчивости генераторов для возможного прогнозирования последствий. Кроме того, количественно тяжесть аварий в большинстве случаев можно оценить через недоотпуск мощности или энергии потребителям [5]. Но важно учитывать и графики ремонтов генерирующего оборудования электростанций, оборудования распределительных подстанций, линий электропередачи большого участка энергосистемы.

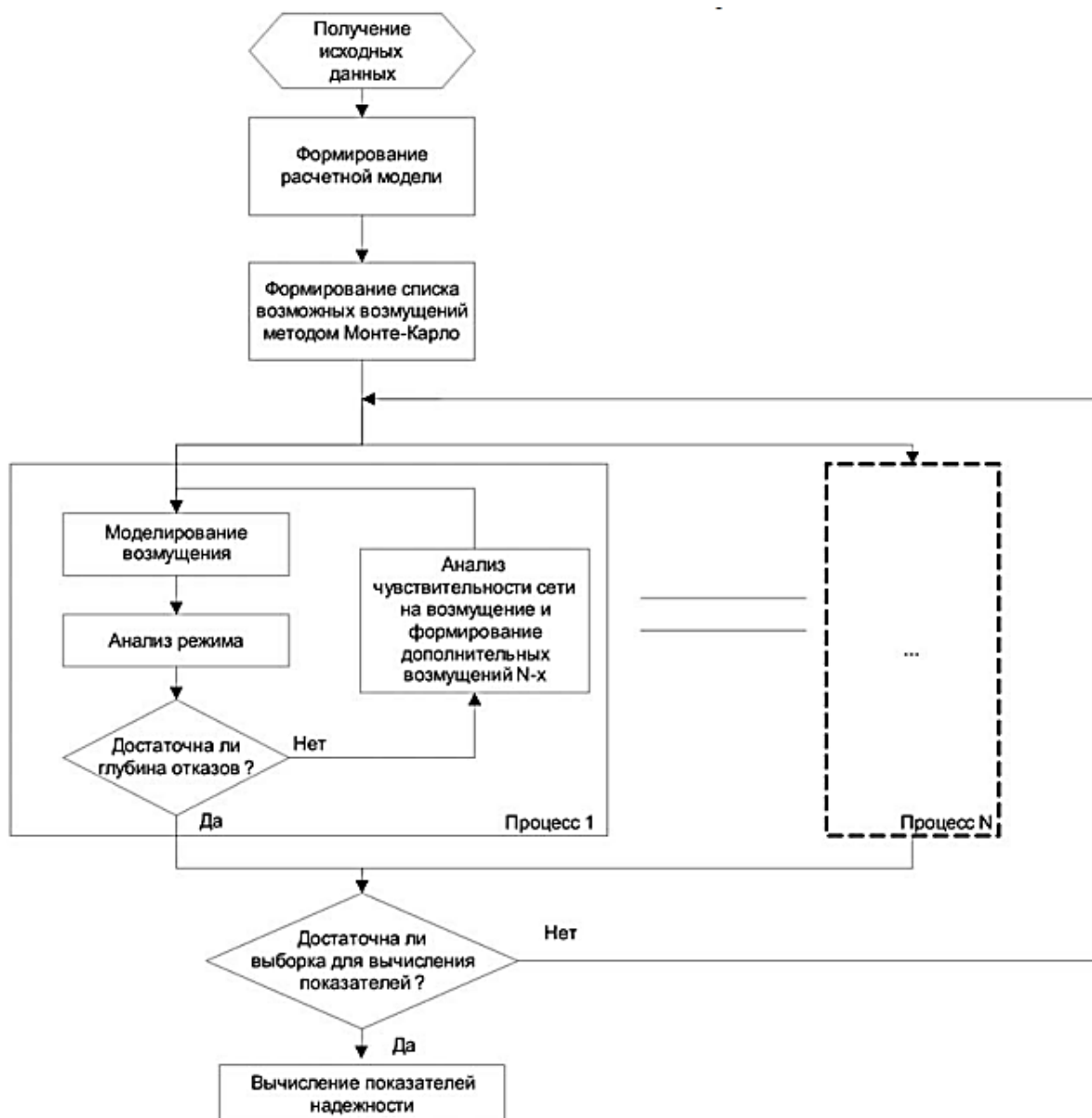


Рисунок 1 – Укрупненная схема алгоритма оценки режимной надежности ЭЭС

Для расчетов режимов энергосистем при различных событиях «Системным оператором» используется расчетная математическая модель реальных физических процессов, происходящих в энергосистеме. В модели энергосистемы учтены: топология электрической сети, состав электросетевого оборудования, состав и параметры генерирующего оборудования, величины допустимых перетоков активной мощности и токовых нагрузок и другие показатели. А также проводятся расчеты установившихся режимов и статической устойчивости, на основании которых определяют возможность возникновения перегрузок в электрической сети, недопустимых изменений напряжения на шинах электрических станций, подстанциях и энергообъектах потребителей; расчеты электромеханических переходных процессов и

динамической устойчивости генерирующего оборудования электрических станций [6].

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что в настоящее время нет утвержденного единого перечня показателей для точного определения надежности объектов электроэнергетической системы.

В ходе дальнейшей работы с участием Филиала АО "СО ЕЭС" Хакасское РДУ будет смоделирована энергосистема и проведен анализ влияния режимов с различными сценариями. Перспективным представляется актуализация расчетных режимных параметров при различных схемах прилегающей сети энергосистемы и вариации состояний энергетического оборудования для крупнейшей в России Саяно-Шушенской ГЭС.

Список источников

1. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем : монография / Н.А. Манов, М.В. Хохлов, Ю.Я. Чукреев [и др.] ; под общей редакцией Манова Н. А.; Российская академия наук, Уральское отделение, Коми научный центр, Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера. – Сыктывкар : УрО РАН, 2010. – 292 с. ISBN 978-5-89606-409-1.
2. Филиппова, Т.А. Гидроэнергетика : учебное пособие / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин ; Новосибирский государственный технический университет. – Новосибирск : НГТУ, 2013. – 620 с. – ISBN 978-5-7782-2209-0. URL: <https://znanium.com/catalog/product/557101> (дата обращения: 29.10.2023).
3. Валиев Р.Т. Развитие методов расчета показателей балансовой надежности электроэнергетических систем: специальность 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Валиев Рустам Талгатович ; Уральский федеральный университет им. Первого Президента России Б. Н. Ельцина. – Екатеринбург, 2020. – 109 с. URL: <https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/92811/1/urfu2173d.pdf> (дата обращения: 04.11.2023).
4. Оценка режимной надежности электроэнергетических систем на основе метода Монте-Карло / Крупенев Д.С., Домышев А.В. // Электричество. – 2015. – № 2. – С. 4-11.
5. Упрощенные расчетные схемы анализа надежности энергосистем. / В.И. Фролов, П.С. Абакшин // Научно-технический журнал «Энергия единой сети». – 2018. – № 3 (38). – С. 35-47.
6. АО «Системный оператор Единой Энергетической Системы»: официальный сайт. – Москва, 2005-2013 . URL: <https://www.so-ups.ru> (дата обращения: 13.12.2023).

7. Правительство Российской Федерации. Постановление. Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации (ред. от 29.07.2023): Постановление № 937 [принято Правительством РФ 13 августа 2018 года]. – Москва: Официальный интернет-портал правовой информации www.pravo.gov.ru, 16.08.2018, № 0001201808160007, 2018. – 166 с. (дата обращения: 05.10.2023)

УДК 004.89*004.048

В. Д. Ермакова¹, Е. Е. Винделович¹

Научный руководитель:

А. А. Москвитин¹ д-р физ.-мат. наук, профессор

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

ОСНОВЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ ГЭС

В данной статье рассматривается вопрос использования методов интеллектуального анализа данных (ИАД) в сфере гидроэлектростанций (ГЭС). В работе подчеркивается, что с ростом цифровизации в энергетике, применение ИАД становится все более значимым для улучшения производственных процессов и предотвращения аварийных ситуаций на ГЭС.

Авторы проводят сравнительный анализ ключевых методов ИАД, таких как кластеризация, поиск ассоциативных правил, классификация, регрессия и анализ временных рядов. При анализе методов ИАД учитываются несколько аспектов - скорость обработки данных, точность прогнозов, устойчивость к ошибкам и способность к адаптации. Делается вывод, что комплексное использование различных методов ИАД может обеспечить максимальную эффективность их применения на гидроэлектростанциях.

Ключевые слова: интеллектуальный анализ данных, методы ИАД, кластеризация, поиск ассоциативных правил, классификация, регрессия, анализ временных рядов.

B. D. Ermakova¹, E. E. Vindelovich¹

Scientific supervisor:

A. A. Moskvitin¹ Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor
Sayano-Shushenskiy branch Siberian Federal University¹

FUNDAMENTALS OF DATA MINING USING THE EXAMPLE OF HYDROELECTRIC POWER PLANTS

This article discusses the use of data mining (IAD) methods in the field of hydroelectric power plants (HPPs). The paper emphasizes that with the growth of digitalization in the energy sector, the use of IAD is becoming increasingly important for improving production processes and preventing accidents at hydroelectric power plants.

The authors conduct a comparative analysis of key IAD methods, such as clustering, search for associative rules, classification, regression and time series analysis. When analyzing IAD methods, several aspects are taken into account - data processing speed, forecast accuracy, error tolerance and adaptability. It is concluded that the integrated use of various IAD methods can ensure maximum efficiency of their application at hydroelectric power plants.

Keywords: data mining, IAD methods, clustering, search for associative rules, classification, regression, time series analysis.

Введение

С развитием цифровизации и автоматизации процессов в энергетике интеллектуальный анализ данных становится все более востребованным на гидроэлектростанциях, поскольку благодаря нему появляется возможность решать множество различных задач на ГЭС. Эти задачи можно разделить на две группы: предсказательные и описательные.

Проблема интеллектуального анализа данных на гидроэлектростанциях актуальна, так как ИАД позволяет оптимизировать производственные процессы и предотвращать аварийные ситуации. Интеллектуальный анализ данных эффективно управляет большими объемами данных, что способствует более эффективной и безопасной работе ГЭС.

Целью исследования является изучение методов интеллектуального анализа данных и их возможное применение на гидроэлектростанциях.

Задачи исследования:

1. Изучить выделенные методы интеллектуального анализа данных;
2. Выбрать наиболее подходящие методы интеллектуального анализа данных для применения в работе ГЭС.

Основная часть

Понятие интеллектуального анализа данных.

Благодаря тщательному анализу данных и комплексной обработке, исследователи собрали огромное количество данных из различных источников. Однако просто наличие этих данных не имеет смысла без их анализа и обработки. Только посредством комплексной обработки и интерпретации данных можно выявить скрытые закономерности и извлечь ценные знания, которые могут стать основой для принятия критических решений и разрешению многочисленных задач.

Интеллектуальный анализ данных, известный как Data Mining сегодня играет роль не только уникального инструмента, но и целого направления, способного преобразить информацию в ценные знания. На первый взгляд, задача Data Mining кажется простой – найти в данных новую информацию. Однако, этот процесс скрывает в себе сложности, требующие учета множества факторов и особого подхода.

Понимание Data Mining в более широком смысле предполагает, что это концепция анализа данных, которая учитывает ряд ключевых особенностей:

1. Важно понимать, что в ходе работы с данными неизбежно возникают различные проблемы, такие как неточности, противоречия и огромные объемы информации;

2. Автоматизация процессов преобразования данных в знания может включать элементы интеллекта, что позволяет сделать обобщенные выводы из частных наблюдений;

3. Нестандартная автоматизация играет ключевую роль в преобразовании данных в информацию и знания [1].

Необходимость в автоматизации возникает из-за того, что ручное выполнение этих задач является не только трудоемким, но и невозможным для масштабирования и повышения эффективности.

Обзор выделенных методов интеллектуального анализа данных.

Существует множество различных способов классификации значительного количества методов Data Mining. Рассмотрим классификацию по типу получаемого результата: описательные и предсказательные.

Описательные задачи в Data Mining нацелены на улучшение понимания структуры и содержания анализируемых структуры и содержания данных [2]. Целью этих задач является не только выявление, но и систематизация скрытых закономерностей, присущих данным. Методы кластеризации и поиска ассоциативных правил – ключевые средства реализации таких задач.

Предсказательных задач решаются в два последовательных этапа. Сначала происходит определение структуры данных и построение модели предсказания, которая базируется на анализе уже имеющихся целевых значений. После этого модель применяется к новым данным для предсказания их результатов. [2]. Важно, чтобы построенные модели было максимально

точным. В предсказательных задачах основным предсказание результатов для тех случаев, для которых еще нет доступных данных. Сюда можно отнести методы классификации, регрессии и анализа временных рядов.

Кластеризация – это многомерная статистическая процедура, охватывающая сбор и обработку информации о множестве различных объектов. Главная цель кластеризации заключается в том, чтобы объединить объекты в группы или кластеры, которые максимально похожи между собой и отличаются от объектов в других группах. [3]. То есть, это разбиение элементов некоторого множества на кластеры (подмножества) по заданному критерию. Критерии кластеризации определяет человек, а не алгоритм, — этим она отличается от классификации.

Поиск ассоциативных правил – это метод машинного обучения, который используется для анализа больших наборов данных с целью выявления взаимосвязей между различными элементами. Этот метод позволяет выявлять правила между взаимосвязанными событиями, то есть правила типа "если событие А, то событие В" [4].

Классификация – процесс, в ходе которого исследователи выделяют набор признаков, которые характеризуют различные группы (классы) объектов в изучаемом наборе данных. Эти признаки позволяют отнести новый объект к тому или иному классу. Сущность классификации заключается в поиске отличительных признаков между классами за счет выявления определенных признаков или их сочетаний, которые являются разделяющими.

Регрессия - предполагает установление конкретного характера зависимости между исследуемыми переменными. Регрессионный анализ позволяет определить значение некоторого параметра в зависимости от известных характеристик этого объекта. Он дает возможность установить математическую модель, которая будет описывать характер влияния независимых переменных на зависимую переменную [5].

Временные ряды представляют собой последовательность статистических наблюдений, упорядоченных по времени и отражающих динамику развития изучаемого процесса

Анализ временных рядов позволяет находить основные закономерности в данных и прогнозировать их.

Работа с временными рядами включает в себя два ключевых аспекта:

- а.Понимание структуры временного ряда и его закономерностей;
- б.Разработка моделей для предсказания будущих значений [6].

Анализ методов интеллектуального анализа данных, применимых на ГЭС.

Рассмотрим ключевые параметры, которые являются наиболее важными при использовании методов интеллектуального анализа данных на гидроэлектростанциях. Важными критериями являются: точность прогнозирования, скорость обработки данных, устойчивость к ошибкам, способность к обучению и адаптации.

Точность прогнозирования: влияет на способность ГЭС принимать своевременные и корректные решения относительно плановых эксплуатационных процедур, технического обслуживания и ремонта.

Скорость обработки данных: в условиях постоянно меняющейся гидрологической ситуации и условий эксплуатации, скорость анализа данных становится важным фактором. Эффективный метод ИАД должен обеспечивать быстрое получение результатов для оперативного принятия решений.

Устойчивость к ошибкам: важный параметр для обеспечения стабильной работы. Методы интеллектуального анализа данных должны обеспечивать точное прогнозирование и оптимальное управление процессами даже в случае потенциальных искажений и аномалий в получаемых данных, чтобы снизить риск и обеспечить непрерывность работы станции.

Способность к обучению и адаптации: методы, которые используют машинное обучение, должны улучшать качество прогнозов по мере обучения и адаптироваться к изменяющимся условиям эксплуатации ГЭС без дополнительного вмешательства человека.

Таблица 1 – сравнение методов ИАД

	Точность прогнозирования	Скорость обработки данных	Устойчивость к ошибкам	Способность к обучению и адаптации
Кластеризация	Низкая	Высокая	Средняя	Средняя
Поиск ассоциативных правил	Низкая	Средняя	Низкая	Средняя
Классификация	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая
Регрессия	Высокая	Средняя	Средняя	Высокая
Временные ряды	Высокая	Низкая	Высокая	Средняя

Рассмотрим подробнее сравнение методов ИАД:

Точность прогнозирования

–Кластеризация только лишь группирует данные по сходству, но не дает точных прогнозов работы ГЭС;

–Поиск ассоциативных правил выявляет только зависимости между параметрами, но не показывает причинно-следственные связи в работе ГЭС;

–Классификация позволяет строить модели, точно предсказывающие режимы работы ГЭС;

–Регрессия позволяет строить модели, способные количественно прогнозировать параметры работы ГЭС;

–Временные ряды используют исторические данные для прогнозирования работы ГЭС.

Скорость обработки данных:

–Кластеризация позволяет быстро находить группы данных по характеристикам ГЭС.

–Поиск ассоциативных правил может занимать достаточно много времени при обработке больших объемов данных на ГЭС;

–Классификация позволяет достаточно быстро обрабатывать и анализировать большие объемы данных;

–Регрессионный анализ может быть быстрым, но скорость обработки данных зависит от их размера и сложности модели;

–Временные ряды, как правило, достаточно медленны при обработке больших объемов данных.

Устойчивость к ошибкам:

–Кластеризация может быть чувствительна к погрешностям в данных о работе ГЭС;

–Поиск ассоциативных правил могут оказаться ложными из-за случайных совпадений в данных ГЭС;

–Классификация устойчива к ошибкам в данных о режимах работы ГЭС;

–Регрессия: регрессионные модели работы ГЭС могут быть чувствительны к некорректным данным;

–Временные ряды: анализа временных рядов данных о работе ГЭС, как правило, устойчивы к случайным ошибкам.

Способность к обучению и адаптации:

–Кластеризация позволяет эффективно приспосабливаться к любым изменениям в параметрах работы ГЭС, быстро анализируя и группируя похожие данные;

–При поиске ассоциативных правил необходимо регулярно обновлять параметры модели в соответствии с изменениями в процессах ГЭС;

–Классификация: модели классификации способны обучаться на основе новой информации, получаемой в ходе эксплуатации ГЭС, что позволяет им точно предсказывать различные состояния и результаты работы;

–Регрессия: регрессионные модели работы ГЭС могут быть эффективно и быстро скорректированы для соответствия новым условиям и параметрам работы ГЭС;

–Временные ряды при работе с ГЭС являются гибким инструментом, который позволяет легко интегрировать новые данные и адаптироваться к изменениям в работе ГЭС.

Заключение

Таким образом, благодаря использованию специальных методов обработки данных, можно значительно улучшить работу гидроэлектростанций. Рассматриваемые методы, такие как кластеризация, ассоциативные правила и анализ временных рядов, имеют свои преимущества

и недостатки при применении на ГЭС. Классификация, регрессия и анализ временных рядов позволяют обеспечить высокую точность прогнозирования, что является важным фактором для оптимального управления различными процессами на станции. А кластеризация способна быстро обрабатывать большие объемы данных. При выборе определенного метода необходимо учитывать ряд параметров таких как точность прогнозирования, скорость обработки данных, устойчивость к ошибкам и способность к обучению и адаптации.

Сочетание различных методов ИАД может позволить достичь максимальной эффективности использования интеллектуального анализа данных на гидроэлектростанциях.

Список источников

1. Замятин, А.В. Интеллектуальный анализ данных [Текст] / А.В. Замятин. – 1-е изд. – Томск: Издательский Дом Томского государственного университета, 2020. – 196 с.
2. Барсегян А.А., Куприянов М.С., Степаненко В.В., Холод И.И. Методы и модели анализа данных: OLAP и Data Mining [Текст] / А.А. Барсегян, М.С. Куприянов, В.В. Степаненко, И.И. Холод . – 1-е изд. – Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2004. – 336 с.
3. Кластеризация. Обзор алгоритмов [Электронный ресурс] // Управление данными и информационные системы: [сайт]. URL: <https://seminar.at.ispras.ru/wp-content/uploads/2011/11/clustering4.pdf> (дата обращения: 19.02.2024).
4. Witten IH, Frank E Data Mining: Practical Machine Learning Tools and Techniques [Текст] / Witten IH, Frank E // PubMed Central. – 2006. – № 2. – С. 560.
5. Две типичные задачи Data Mining / [Электронный ресурс] // ScienceHunter : [сайт]. URL: <https://www.sciencehunter.net/Blog/story/dve-tipichnyie-zadachi-data-mining> (дата обращения: 12.04.2024).
6. Временные ряды / [Электронный ресурс] // Studfiles: [сайт]. URL: <https://studfile.net/preview/8948433/page:7/> (дата обращения: 19.02.2024).

К. М. Ложеницин¹, А. Д. Оплято¹, Д. А. Кожемякина¹

Научный руководитель:

А. В. Киселев¹ канд. техн. наук

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

МОДЕЛИРОВАНИЕ АСИНХРОНИЗИРОВАННОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА В СРЕДЕ MATLAB/SIMULINK

В статье представлено исследование асинхронизированного синхронного генератора (генератора двойного питания) посредством имитационного моделирования.

В среде Matlab выстроена схема электрической машины с рассчитанными ранее параметрами путем построения геометрической модели ее в программном комплексе Ansys Maxwell.

В совокупности модель генератора и других органов, таких как система, контроллер управления машиной, система возбуждения позволит изучить его характеристики с целью проработки вопроса о интеграции такого типа машин на малые гидроэлектростанции.

Ключевые слова: *асинхронизированный синхронный генератор, машина двойного питания, малая гидроэнергетика.*

K. M. Lozhenitsin¹, A.D. Oplyato¹, D. A. Kozhemyakina¹

Scientific supervisor:

A. V. Kiselev¹ Candidate of Technical Sciences

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

SIMULATION OF AN ASYNCHRONOUS SYNCHRONOUS GENERATOR IN MATLAB/SIMULINK

The article presents a study of an asynchronous synchronous generator (dual power generator) through simulation.

In the Matlab environment, a circuit of an electric machine with previously calculated parameters will be built by geometric modeling it in the Ansys Maxwell software package.

Together, the model of the generator and other organs, such as the system, the machine control controller, and the excitation system, will allow us to study its characteristics in order to study the issue of integrating this type of machine into small hydroelectric power plants.

Keywords: *asynchronous synchronous generator, dual power supply machine, small hydropower.*

Введение

В настоящий момент углеводородная энергетика обладает рядом проблем и противоречий, которые с каждым годом нарастают, и, безусловно, не за горами закат эпохи углеводородной энергетике.

Первая из причин – дорожает добыча углеводородов. Обусловлено это все больше нарастающей труднодоступностью этих ископаемых. Глубина залежей в породах, на дне океана увеличивается, близлежащие регионы выработали свой потенциал, осваиваются труднодоступные северные регионы.

Вторая причина заключается в том, что сколько бы не проводилось исследований с точки зрения экологии в такого рода генерации, всех вредных выбросов не избежать. Природа слишком долго стремилась к балансу углекислого газа в атмосфере, который мы в настоящее время нарушаем. Последствия такого нарушения человечество еще не ощутило в полной мере.

В-третьих – эффективность такого рода производства очень низка. Коэффициент полезного действия (КПД) тепловых электростанций (ТЭЦ) составляет 30%. Доля их генерации в мире составляет от 60% до 70%. Решением такой проблемы будет смещение баланса генерации в сторону возобновляемых источников энергии.

Россия имеет огромный гидроэнергетический потенциал, второй в мире. Однако территория страны велика, это составляет проблему с точки зрения протяженности электроэнергетической системы. Сложность как с прокладкой линий в отдаленные регионы, так и с их дальнейшим обслуживанием. Решением данной проблемы будет автономная генерация в лице малой гидроэлектростанции (ГЭС) близ потребителя, как самостоятельно, так и в составе гибридного энергокомплекса.

Сумма удельных капиталовложений на проект малой ГЭС несколько выше, чем на крупных собратьев, однако финансово обеспечить такие проекты проще, используя схемы банковского финансирования, услуги лизинговых компаний и прочее. Малые ГЭС не требуют сложных гидротехнических решений, больших водохранилищ. А современное оборудование, в частности, гидрогенератор, характеризуется полной автоматизацией и долгим сроком службы.

Проблематика

В настоящее время строятся и эксплуатируются ГЭС на уже давно зарекомендовавшем себя оборудовании.

Виды гидравлических турбин давно известны и до сих пор совершенствуются, но оно приведет лишь к доле возросшего КПД.

Говоря о генераторах, КПД ограничен лишь применяемыми материалами, определяющими потери полезной активной мощности в нем. Материалы же

подбираются исходя из целесообразности, чем-то средним между максимальным КПД, экономическим эффектом от применения того или иного материала и, собственно, затратами на него. С уже известными параметрами все известные материалы даже в случае открытия некоторого сплава, обладающего большей проводимостью, все же не дадут прибавки к эффективности, кратной целому проценту.

Но если изучить вопрос повышения эффективности энергетической установки на ГЭС несколько другим образом, кардинально поменяв вектор этого вопроса, то стоит проработать применение в качестве генератора асинхронизированную синхронную машину.

АСГ. Принцип действия

Асинхронизированный синхронный генератор (АСГ), или генератор двойного питания. Такие генераторы нашли применение в ветряных установках, вращающий момент которых меняется. Система возбуждения в таких генераторах представлена фазным ротором, в обмотку которого в зависимости от оборотов на данный момент подается ток возбуждения определенной частоты. Суммирующее магнитное поле при этом всегда будет иметь частоту 50 Гц.

Эффективность агрегата с АСГ повысится за счет лавирования нежелательных вибрационных режимов работы по турбине за счет изменения частоты ее вращения.

Так, при введении регулирования по оборотности агрегата можно достигнуть повышения эффективности в выработке до 3-9% [1]. Исследование применения переменной частоты вращения агрегата проводилось для таких ГЭС, как Новосибирская, Воткинская, Чебоксарская, они дали примерно такой же результат повышения эффективности. Например, таким образом выглядит эксплуатационная характеристика гидроагрегата Чебоксарской ГЭС (Рисунок 1).

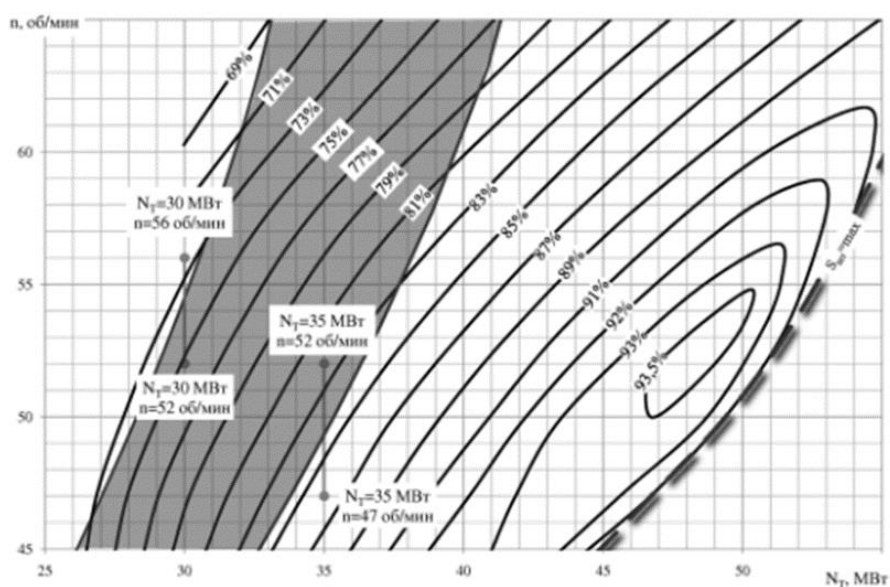


Рисунок 1 – Эксплуатационная характеристика ГА Чебоксарской ГЭС

Из характеристики видно, что, работая с одной мощностью, ГА может при изменении оборотности не попадать в зону нежелательной работы, что позволит работать с большим диапазоном мощностей при определенном диапазоне изменения частоты вращения, лавируя неблагоприятные режимы работы, а также продлить срок службы оборудования, не позволяя агрегату работать в зоне повышенных механических нагрузок и вибраций.

Опыт исследования данной темы

По изучению поднятой проблемы было проделано множество работ, главным образом по этой теме, по работе асинхронизированного синхронного генератора, работал Ботвинник М. М., выдвинув идею и впоследствии разработав основы теории такого рода машин [2].

Первая в мире обобщающая теоретическая работа в этой области была написана Михаилом Моисеевичем в 1960 году, опубликована сначала в СССР, а затем в Великобритании. Для практиков самым ценным стал опыт внедрения новых машин на Иовской, а позднее на Куйбышевской (ныне Волжской) ГЭС.

Также стоит отметить, что проводились испытания и опытно-промышленная эксплуатация в период с 1968 г. по 1972 г. на Кислогубской ПЭС уникальной асинхронизированной обратимой машины, генератора-двигателя (АСГД) мощностью 400 кВт, разработанного ВНИИЭ и НИИ «Электросила». Эксплуатация показала, что за счет регулирования частоты вращения можно добиться повышения КПД гидроагрегата на 5% [3].

Впоследствии «Электросила» спроектировала и испытала макетную установку асинхронизированного гидрогенератора мощностью 2,5 МВА в 2013 году [4].

Модель. Результаты расчета

Моделирование на основе теории работы машины и выстроенных для нее математических законов дает понимание, как будет работать натурная машина, как будут протекать те или иные процессы и каким образом выстроить ее режим работы для наибольшей ее эффективности.

Именно поэтому то или иное исследование необходимо производить с построением модели объекта и детального изучения его именно на модели.

Стоит упомянуть, что модель самого генератора в Matlab описывается параметрами, рассчитанными путем имитационного моделирования геометрии машины в программном комплексе Ansys MAXWELL для большей глубины изучения данной схемы и большей ее точности.

Итак, на основе рассчитанных ранее параметров в среде Ansys MAXWELL для генератора двойного питания была построена модель в среде Matlab (Рисунок 3). Расчетные параметры машины приведены на рисунке 2.

Simulation: Setup1 Performance

Design Variation: [] [✓]

Performance | Design Sheet | Curves

Data: Rated Operation

	Name	Value	Units	Description
1	Power Factor Angle	36.8699	deg	
2	Induced Voltage per Unit	1.05177		
3	RMS Stator Phase Voltage	600	V	
4	RMS Stator Phase Current	260.554	A	
5	Stator Thermal Load	29.9459	A ² /mm ³	
6	Stator Specific Electric Loading	74179.7	A_per_meter	
7	Stator Current Density	403694	A_per_m2	
8	RMS Rotor Phase Current	125.641	A	
9	Rotor Thermal Load	15.5431	A ² /mm ³	
10	Rotor Specific Electric Loading	43192.3	A_per_meter	
11	Rotor Current Density	359958	A_per_m2	
12	Rotor Current Lagging Stator Voltage	45.0683	deg	
13	Stator Ohmic Loss	8673.8	W	
14	Rotor Ohmic Loss	2370.69	W	
15	Iron-Core Loss	45004.9	W	
16	Mechanical Loss	37475	W	
17	Total Loss	93524.4	W	
18	Electrical Output Power	2880000	W	
19	Mechanical Input Power	2973530	W	
20	Efficiency	96.8548	%	
21	Rotor Speed	936.874	rpm	
22	Shaft Torque	30308.3	NewtonMeter	
23	Stator Power Factor	0.8		

Рисунок 2 – Окно с расчетными параметрами машины двойного питания в программе Ansys MAXWELL

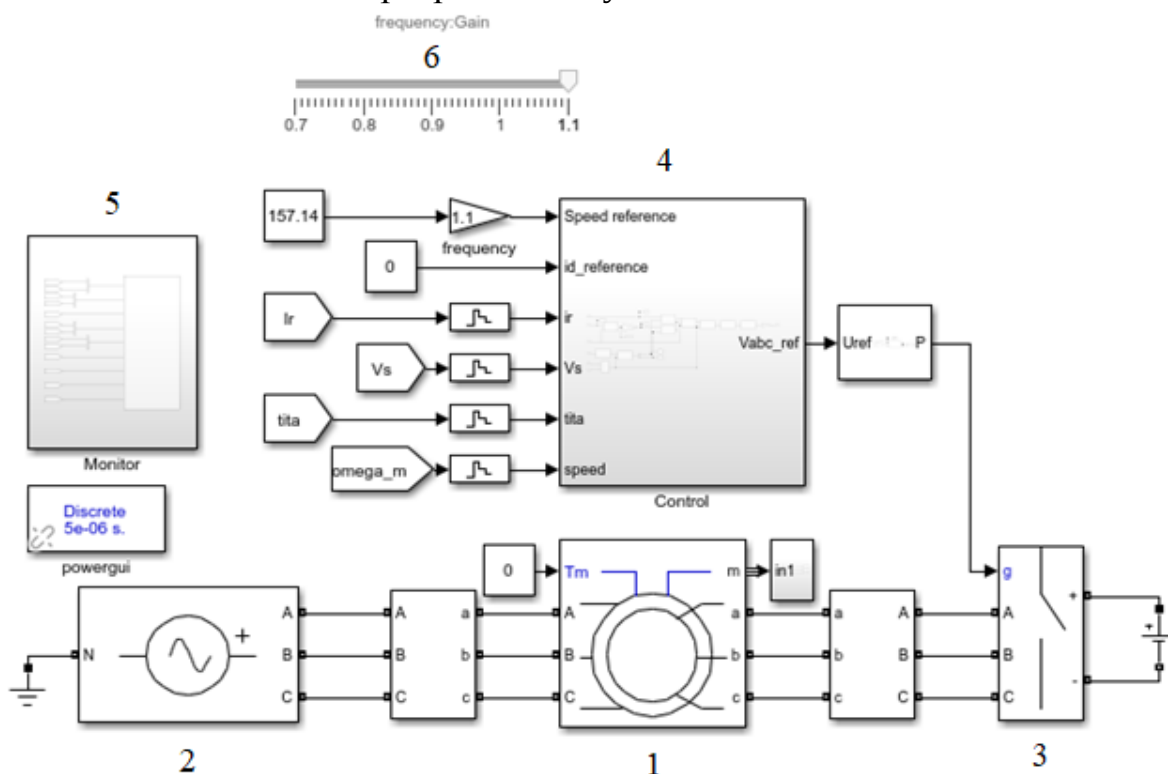


Рисунок 3 – Модель машины двойного питания в Matlab.

(1 – электрическая машина в виде генератора двойного питания, 2 – система, 3 – возбуждение, 4 – блок контроллера, 5 – блок с монитором, 6 – задание частоты машины)

Блок монитора с результатами расчета в виде графиков представлен на рисунке 4.

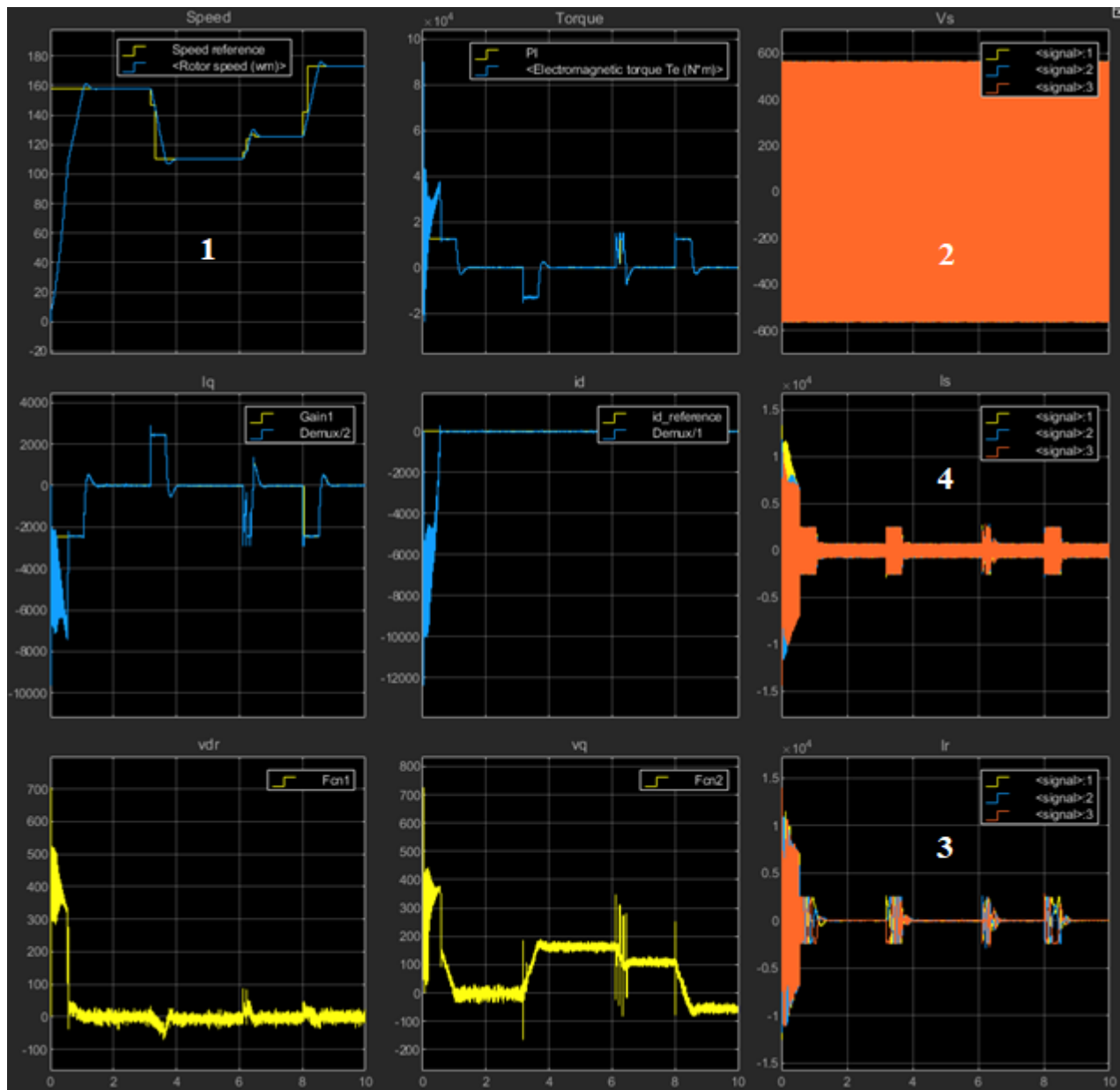


Рисунок 4 – Результаты расчета модели, представленные на графиках.
 (1 – график изменения частоты вращения машины в зависимости от уставки, 2 – график напряжения на выходе машины (время моделирования было принято 10 с. с целью лучшего фиксирования регулирования частоты, отчего по напряжения график имеет такой вид.), 3 – ток ротора, 4 – ток статора)

Заключение

В результате расчета были получены характеристики машины двойного питания, которые дают понять, что такого рода генератор способен работать при различной частоте вращения (в диапазоне от 70 - 110% номинальной частоты вращения), неизменно при этом выдавая заданную мощность.

Также стоит отметить, что применение переменной частоты вращения в отношении гидромашин имеет положительный характер не только со стороны выхода из зоны нестационарных режимов и увеличения выработки. С её помощью можно смягчать кавитационные ограничения, совмещать зоны оптимумов (по КПД) работы обратимых гидромашин, использовать её для устранения резонансной частоты агрегата.

Однако, некогда начатая, перспективная тема утратила внимание, которого она однозначно заслуживает, по данной теме проведено много как теоретической работы, так работы на практике, подтверждающих и оправдывающих применение асинхронизированной синхронной машины.

Применение данной схемы должно быть рассмотрено с учетом опыта работы той или иной станции в том или ином регионе, так как каждая станция индивидуальна, что конечно же касается и ее режима работы.

Список источников

1. Иванченко, И.П. Использование переменной частоты вращения для повышения эффективности работы гидротурбин / И.П. Иванченко, В.А. Щур // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2012. Т 14, № 1(2). – С. 658-661.
2. Ботвинник, М.М. Асинхронизированная синхронная машина. Основы теории / М.М. Ботвинник. – Москва-Ленинград : Государственное энергетическое издательство, 1960. – 69 с.
3. Демиденко, Н.А. Кислогубская ПЭС [Электронный ресурс] / Н.А. Демиденко // Научно-популярная энциклопедия «Вода России». Официальная энциклопедия. – Режим доступа: <http://water-rf.ru>. (дата обращения 07.04.2024).
4. Новожилов, В.Ю. ГАЭС с асинхронизированными генераторами – двигателями и преобразователями частоты среднего напряжения / В.Ю. Новожилов, Б.З. Дробкин, Г.А. Гоголев, М.В. Пронин, В.С. Третьяков, А.Г. Воронцов // Новое в российской энергетике / Информационное агентство «Энерго-пресс». – Москва, 2012. – № 7. – С. 5-20.

В. А. Адов^{1,2}

Научный руководитель:

А. А. Ачитаев¹ канд. техн. наук, доцент

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

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

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ДЛЯ СНЯТИЯ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ГЭС

В настоящее время Саяно-Шушенская ГЭС имеет сетевые ограничения схемы выдачи мощности, и решения данной проблемы подразумевают 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. В работе приведены промежуточные итоги исследовательской деятельности, выражающиеся в изучении сущности проблемы и ее доказательства проведенными расчетами, приведения опыта эксплуатации оценка перспектив, достоинств и недостатков исследуемого устройства.

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

V. A. Adov^{1,2}

Scientific supervisor:

A. A. Achitaev¹ Candidate of Technical Sciences, Associate Professor

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

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

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE POWER SYSTEM SUSTAINABILITY STOCK MONITORING SYSTEM TO REMOVE NETWORK LIMITATIONS OF THE HPP POWER DISTRIBUTION SCHEME

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. The article presents the intermediate results of research activities, expressed in the study of the essence of the problem and its proof by calculations, bringing operational experience, assessing the prospects, advantages and disadvantages of the device under study.

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

Под пропускной способностью электрической сети подразумевается технологически максимально допустимое значение мощности, которая может быть передана с учетом требований эксплуатации и параметров надежности функционирования электроэнергетических систем. Она зависит от следующих параметров:

- 1) Предельно допустимого тока по проводам линии;
- 2) Предела передаваемой мощности с учетом запаса устойчивости;
- 3) Предельных значений напряжений по концам ЛЭП.

Нормативные данные по запасам устойчивости приведены в таблице 1.

Различают наибольший переток активной мощности в сечении, удовлетворяющий всем требованиям к нормальным режимам, который называется максимально допустимым перетоком активной мощности (далее, МДП) и наибольший переток активной мощности в контролируемом сечении в вынужденном режиме, который называется аварийно-допустимым перетоком активной мощности (далее, АДП).

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	–	–
Вынужденный	0,08	0,10	–	–

В настоящее время расчет и расчетная проверка МДП осуществляется при эксплуатации энергосистем раз в полгода по контрольному замеру. 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.

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.

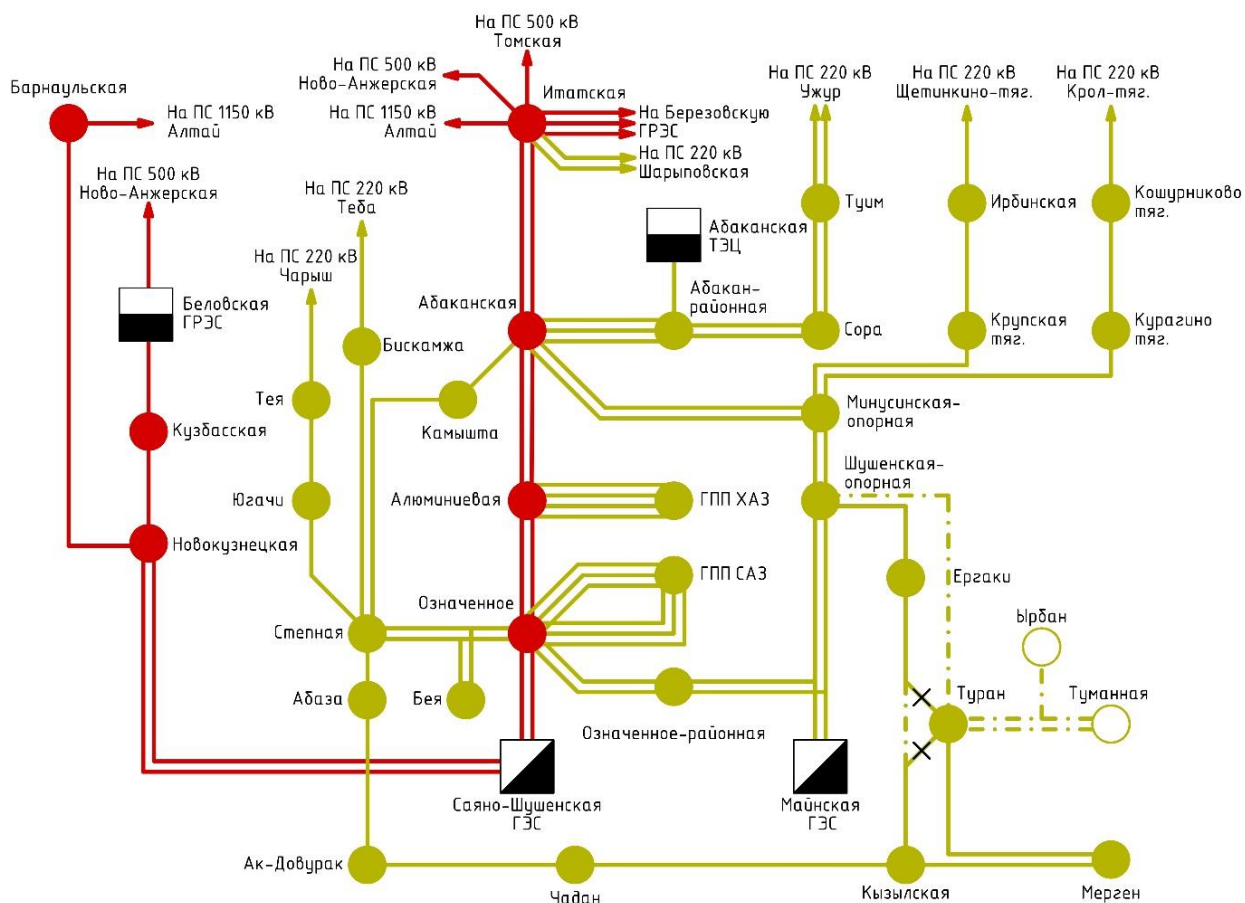


Рисунок 1 – Схема размещения станций и подстанций напряжением 220 кВ и выше

Для произведения расчета помимо параметров исследуемой сети необходимо учесть реконструкции энергообъектов, которые ведутся в настоящее время. В расчете учтены:

- 1) Реконструкция по установке 3АТ на подстанции 500 кВ «Означенное» для увеличения надежности электроснабжения Республики Тыва; технологическое присоединение новых потребителей суммарной мощностью 29,45 МВт;
- 2) Технологическое присоединение ООО «Голевская ГРК» мощностью 161 МВт к энергосистеме Республики Тыва;
- 3) Технологическое присоединение потребителей к энергосистеме Кемеровской области суммарной мощностью 435,2 МВт.

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

Таблица 2 – Расчет допустимых перетоков мощности

Вид перетока	Значения перетоков мощности, МВт		
	ремонт КВЛ 541, 542	ремонт КВЛ 543, 544	нормальная схема
АДП	5230	5831	5980
МДП с ЛАПНУ	4530	4230	5230
МДП без ЛАПНУ	3530	2181	3851

Полученные результаты незначительно отличаются от известных ранее, что может быть обусловлено учетом новых строящихся объектов электросетевого комплекса и недостроенными частями энергосистемы, в частности энергосистемы Республики Тыва и части объектов, заданных с помощью элементов внешней сети и нагрузки.

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.

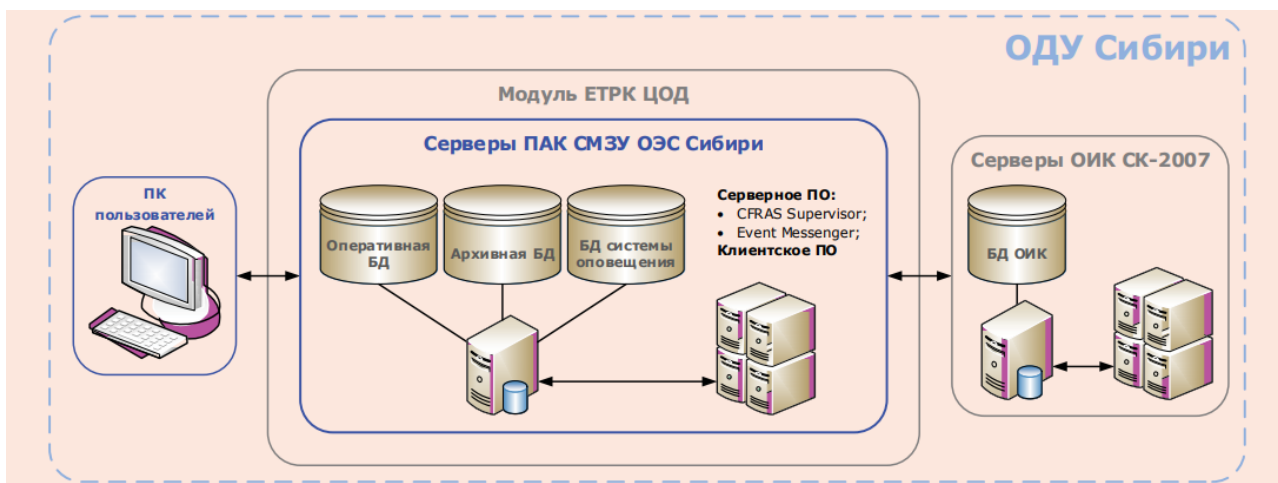


Рисунок 2 – Структурная схема ПАК СМЗУ ОЭС Сибири

Увеличение значений МДП при использовании ПАК СМЗУ по данным различных источников составляет от 50 до 800 МВт. На рис. 3 приведены значения МДП ПУР, МДП СМЗУ и фактических перетоков активной мощности в контролируемом сечении Кузбасс — Запад в один из характерных летних рабочих дней. Из рисунка видно, что эффект от увеличения пропускной способности указанного сечения весьма востребован и может использоваться при фактическом управлении электроэнергетическими режимами.



Рисунок 3 – Сравнение величин МДП, определенных в ПУР и рассчитанных СМЗУ для КС «Кузбасс-Запад» 18.07.2019

Несмотря на то, что применение СМЗУ при краткосрочном планировании способствует повышению наблюдаемости за схемно-режимными ситуациями необходимо отметить, что данный способ помогает

только более полным образом использовать пропускную способность, но не решает проблемы ограничений, связанных с нарушениями статической и динамической устойчивости.

2) Применение СМЗУ в составе централизованной системы противоаварийной автоматики (далее, ЦСПА). Как известно, настройка ЛАПНУ производится или на основании приема и запоминания дозировок, рассчитанных ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС, или на основании локальных настроек при потере связи с ПТК. Основной принцип предлагаемого способа заключается в том, что СМЗУ в цикле расчёта дополнительно должна рассчитывать оптимальную величину дозировки управляющих воздействий (далее, УВ) и передавать их по каналам связи к этим устройствам, что возможно позволит уменьшить убытки от реализации УВ, увеличить МДП в контролируемых сечениях, а также обеспечить необходимую надежность работы энергооборудования, так как уставки рассчитываются СМЗУ в режиме реального времени для текущей схемно-режимной ситуации.

Предполагаемая схема взаимодействий устройств представлена на рисунке 4.

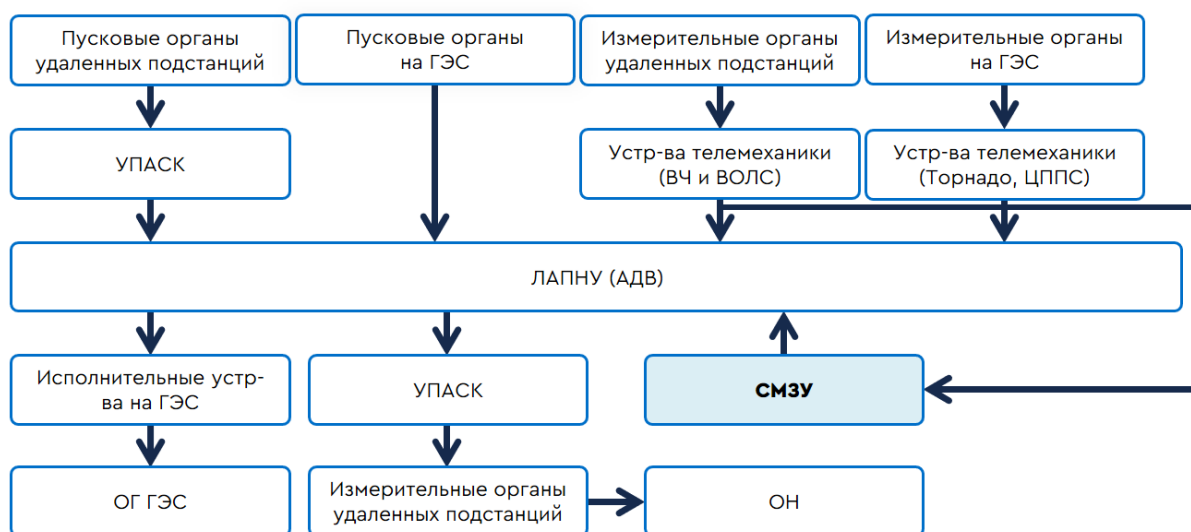


Рисунок 4 – Структурная схема работы СМЗУ с комплексом ЛАПНУ

Данные по применению СМЗУ подобным образом отсутствуют, и исследования в данной области на сегодняшний день считаются актуальными.

Таким образом, увеличение пропускной способности линий электропередачи является актуальной задачей, требующей индивидуальных подходов и методов реализации. Практический опыт применения СМЗУ в целях краткосрочного регулирования для более полного использования пропускной способности и повышения наблюдаемости имеет положительный эффект. Для доказательства положительного эффекта работы СМЗУ в

комплексе ЦСПА ОЭС необходима ее моделирование и проработка алгоритмов. Это и станет следующим этапом исследования в рамках магистерской диссертации.

Список источников

1. J. Zhao. A comprehensive on-line voltage stability assessment method based on continuation power flow. – 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009.
2. 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.
3. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
4. 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.
5. 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).

УДК 004.75*621.311.21

В. А. Кудинова¹, А. А. Ачитаев¹

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

ГИПЕРВЕКТОРНЫЕ СИСТЕМЫ. ИХ ПРИМЕНЕНИЕ НА ГЭС

Данная статья посвящена исследованию гиперконвергентных систем и их применению на гидроэлектростанциях. Рассмотрены основные принципы работы гиперконвергентных систем, их преимущества и возможности интеграции с существующей инфраструктурой энергетических объектов.

© Кудинова В. А., Ачитаев А. А., 2024

Ключевые слова: гиперконвергентные системы, интеграция, виртуализация, хранилище данных, вычислительные ресурсы, сетевые возможности, управление, автоматизация, облачные технологии, гибкость, масштабируемость, высокая производительность, снижение затрат, упрощенное управление, безопасность и кластеризация данных.

V. A. Kudinova¹, A. A. Achitaev¹

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

HYPERCONVERGENT SYSTEMS. THEIR APPLICATION AT HYDROELECTRIC POWER STATION

This article is devoted to the study of hyper convergent systems and their application in hydroelectric power plants. The basic principles of operation of hyper convergent systems, their advantages and possibilities of integration with the existing infrastructure of energy facilities are considered.

Keywords: hyperconvergent systems, integration, virtualization, data warehouses, computing resources, network capabilities, management, automation, cloud technologies, flexibility, scalability, high performance, cost reduction, simplified management, security and data clustering.

Введение

Гиперконвергентные системы являются одним из наиболее перспективных направлений в области информационных технологий, объединяя в себе вычислительные, хранилищные и сетевые ресурсы. Они представляют собой интегрированные решения, обеспечивающие более эффективное управление и использование ресурсов в сравнении с традиционными инфраструктурами.

Гиперконвергентные системы обладают рядом основных характеристик, таких как упрощенное управление, более высокая производительность, масштабируемость и гибкость. Они позволяют улучшить работу информационных систем, снизить затраты на обслуживание и повысить безопасность данных.

Актуальность темы для гидроэлектростанций (ГЭС) заключается в необходимости эффективного управления информационными ресурсами и данных, обеспечения надежности и безопасности работы систем. Применение гиперконвергентных систем на ГЭС позволит улучшить производительность систем управления и мониторинга, обеспечить более надежное хранение и обработку данных, а также снизить затраты на обслуживание и эксплуатацию информационных систем. Одним из ключевых преимуществ гиперконвергентных систем является возможность предиктивной диагностики.

Предиктивная диагностика объектов электроэнергетики - один из этапов перехода к Индустрии 4.0. Это метод основанный на анализе данных, который позволяет проанализировать изменение показаний датчиков в предыдущих периодах, построить математическую модель нормальной работы оборудования и выявлять аномалии в режиме реального времени, тем самым предотвращая аварии.

Предиктивная диагностика основана на следующих этапах:

- Мониторинг – организация сбора и обработки данных об оборудовании из разных систем его контроля.
- Моделирование – процесс замещения узлов оборудования, абстракцией реальности с ярко выраженными свойствами
- Диагностика – выявление отклонений фактических параметров оборудования, от смоделированных.
- Прогнозирование – расчёт возможных последствий от изменения параметров
- Реагирование – планирование воздействий на оборудование.

По мимо предотвращения аварий в будущем предсказательная диагностика может позволить автоматизировать процесс принятия решений и откроет новые горизонты в цифровизации производства. Всё это во многом произойдёт благодаря гиперконвергентным системам.

Гиперконвергентная архитектура

В архитектуре современного гиперконвергентного решения можно выделить три основных компонента, которые дополняют друг друга и позволяют достичь максимального эффекта при запуске различных бизнес-систем или предоставлении услуг другим компаниям.

- Гипервизор и виртуальные машины

Гипервизоры бывают разными, и в зависимости от потребностей компании можно использовать различные решения. Сегодня существуют проприетарные гипервизоры, такие как Microsoft Hyper-V или VMware vSphere, а также решения с открытым исходным кодом, например KVM с хорошим потенциалом и качественной архитектурой. В недавнем прошлом наша компания приняла решение создать свой собственный гипервизор именно на базе KVM. Тем самым удалось получить прирост производительности и эффективности утилизации ресурсов для целого ряда распространенных задач, а также обеспечить совместимость с open-source-экосистемой KVM.

- Контейнеры приложений

Популярные сегодня контейнеры приложений диктуют свои условия для современных ИТ-сред. Экономичность и эффективность этих миниатюрных систем обеспечивается благодаря тому, что контейнер содержит только необходимые для работы приложения библиотеки и компоненты. Контейнер намного «легче» виртуальной машины, и его удобнее перезапустить –

достаточно удалить старый и создать новый. За счет перехода на контейнеры приложений значительно сокращаются сроки разработки и внедрения ПО, но зато возникает потребность во внешнем хранилище данных, так как с контейнером уничтожается вся хранящаяся в нем информация.

- **Хранилище данных**

Программно-определяемое распределенное хранилище использует диски, установленные в ваших серверах – тех самых, которые работают с нагрузками и поддерживают виртуальные машины. Каждый новый диск встраивается в систему и становится элементом общей инфраструктуры. В связи с ростом популярности контейнеров такие хранилища начинают поддерживать интерфейсы для хранения данных вне зависимости от жизненного цикла контейнеров, которые с этими данными работают. Поскольку распределением данных по разным накопителям и серверам управляет специальное ПО, такие операции, как резервное копирование, осуществляются автоматически, обеспечивая высокую доступность данных, а для расширения емкости достаточно добавить новые диски в уже существующие системы.

Основные принципы работы гиперконвергентных систем

Первый принцип – объединение различных ресурсов в единую инфраструктуру. Гиперконвергентные системы объединяют серверы, сетевые устройства и хранилища данных в одной унифицированной платформе. Это позволяет упростить управление и обслуживание инфраструктуры, а также повысить эффективность использования ресурсов.

Второй принцип – использование виртуализации для управления ресурсами. Виртуализация позволяет создавать виртуальные экземпляры вычислительных ресурсов, сетевых устройств и хранилищ данных, которые могут быть легко масштабированы и управляемы через централизованный интерфейс. Это обеспечивает гибкость и удобство управления инфраструктурой.

Третий принцип – автоматизация процессов управления и масштабирования. Гиперконвергентные системы обладают возможностью автоматического мониторинга и управления ресурсами, что позволяет оптимизировать производительность и обеспечивать высокую доступность при минимальном вмешательстве администратора. Кроме того, автоматизация процессов масштабирования позволяет быстро адаптировать инфраструктуру к изменяющимся потребностям.

Построение гиперконвергентной инфраструктуры

Построение гиперконвергентной инфраструктуры включает в себя несколько ключевых этапов, которые отличаются от традиционных и конвергентных систем:

1. Выбор гиперконвергентной платформы: Первым шагом является выбор подходящей гиперконвергентной платформы, которая будет

интегрировать вычислительные, сетевые и хранилища данных ресурсы. Различные поставщики предлагают различные решения, поэтому необходимо провести анализ требований бизнеса и выбрать наиболее подходящую платформу.

2. Установка и настройка: После выбора платформы необходимо установить и настроить гиперконвергентную систему. Этот процесс обычно проходит быстрее и проще, чем установка традиционных систем, благодаря интегрированной архитектуре и автоматизированным процессам.

3. Управление и масштабирование: Гиперконвергентные системы обладают централизованным интерфейсом управления, который позволяет легко мониторить и управлять всеми ресурсами. Кроме того, масштабирование инфраструктуры также происходит автоматически или с минимальным вмешательством администратора.

Сравнение гиперконвергентных систем с традиционными и конвергентными системами можно провести по следующим критериям:

1. Интеграция ресурсов: Гиперконвергентные системы объединяют вычислительные, сетевые и хранилища данных ресурсы в единую инфраструктуру, что обеспечивает более простое и эффективное управление по сравнению с традиционными системами, где каждый ресурс управляется отдельно.

2. Масштабируемость: Гиперконвергентные системы обладают возможностью быстрого и автоматического масштабирования ресурсов в зависимости от потребностей бизнеса, что делает их более гибкими по сравнению с конвергентными системами.

3. Управление: Гиперконвергентные системы предлагают централизованный интерфейс управления, что упрощает процессы мониторинга, управления и обслуживания инфраструктуры по сравнению с традиционными системами.

В целом, гиперконвергентные системы представляют собой более современное и эффективное решение для построения ИТ-инфраструктуры, чем традиционные и конвергентные системы, благодаря интеграции ресурсов, автоматизации процессов и удобному управлению.



Рисунок 1 – Эволюция от традиционной системы к гиперконвергентной

Преимущества и ограничения гиперконвергентных систем

Преимущества гиперконвергентных систем:

- Сокращение расходов: Использование гиперконвергентных узлов избавляет компании от покупки и обслуживания отдельных устройств. Кроме того, для обслуживания и управления гиперконвергентными системами не нужно задействовать множество специалистов. Для контроля за единой консолью управления достаточно одного сотрудника.

- Лёгкое масштабирование: При использовании гиперконвергентных систем нет необходимости покупать и расширять число дисков, памяти и вычислительных мощностей. Вместо этого можно просто добавить новый модуль.

Ограничения гиперконвергентных систем:

- Требуется большой размер серверов, поскольку данных много
- Большой объём данных, которые тяжело передавать и анализировать

Для борьбы с ограничениями можно использовать кластеризацию данных. Кластеризация — это разбиение множества объектов на подмножества (кластеры) по заданному критерию, таким образом, чтобы каждый кластер содержал схожие объекты, а объекты разных кластеров как можно сильнее отличались друг от друга. На кластеры можно разделить по двум критериям: качественные (цвет, размер и т.д.) и меры расстояний (на сколько близко находятся объекты друг к другу).

Именно она помогает решить проблемы двух дефицитных ресурсов компьютера: память и быстродействие. Деление данных на кластеры позволяет увеличить скорость вычисления и уменьшить объём данных, хранимых в памяти. Так же некоторые методы кластеризации позволяют производить параллельные вычисления.

Экономическая выгода

Гиперконвергентные системы предоставляют ряд экономических преимуществ, которые делают их привлекательным выбором для организаций:

1. Снижение общих затрат: Гиперконвергентные системы объединяют вычислительные, сетевые и хранилища данных ресурсы в единую инфраструктуру, что позволяет снизить общие затраты на приобретение и обслуживание отдельных компонентов. Это позволяет сэкономить на закупке оборудования, лицензий и управлении.

2. Уменьшение затрат на обслуживание: Гиперконвергентные системы обладают централизованным интерфейсом управления, который упрощает процессы мониторинга, управления и обслуживания инфраструктуры. Это позволяет сократить время и затраты на администрирование системы.

3. Увеличение эффективности: Гиперконвергентные системы обеспечивают более эффективное использование ресурсов за счет интеграции

и автоматизации процессов. Это позволяет повысить производительность и улучшить отказоустойчивость инфраструктуры.

4. Простота масштабирования: Гиперконвергентные системы обладают возможностью быстрого и автоматического масштабирования ресурсов в зависимости от потребностей бизнеса. Это позволяет избежать излишних затрат на избыточные ресурсы и обеспечить гибкость в росте инфраструктуры.

Таким образом, гиперконвергентные системы представляют собой не только технологический прогресс, но и экономически выгодное решение для организаций, которые стремятся снизить затраты, повысить эффективность и обеспечить гибкость в развитии своей ИТ-инфраструктуры.

Применение на ГЭС

Кроме всего вышеперечисленного гиперконвергентные системы могут быть применены для ГЭС (гидроэлектростанций) с целью оптимизации и улучшения работы инфраструктуры данного типа энергетических объектов. Вот несколько способов, как гиперконвергентные системы могут быть использованы на гидроэлектростанциях:

1. Управление и мониторинг системы: Гиперконвергентные системы предоставляют централизованный интерфейс управления, который позволяет операторам ГЭС мониторить и управлять всей инфраструктурой станции из одного места. Это повышает эффективность контроля и управления работой станции.

2. Хранение данных: Гиперконвергентные системы обладают встроенным хранилищем данных, что позволяет хранить и обрабатывать большие объемы информации, например, данные о производстве энергии, техническом состоянии оборудования и т.д. Это помогает операторам ГЭС принимать обоснованные решения на основе анализа данных.

3. Обеспечение отказоустойчивости: Гиперконвергентные системы обеспечивают высокую отказоустойчивость благодаря резервированию ресурсов и автоматическому восстановлению после сбоев. Это критически важно для непрерывной работы гидроэлектростанции, чтобы избежать потерь энергии и обеспечить безопасность процессов.

Вывод

Исследование гиперконвергентных систем и их применение на гидроэлектростанциях позволяет сделать вывод о значительных преимуществах такого подхода. Гиперконвергентные системы обеспечивают высокую степень интеграции различных компонентов инфраструктуры, что способствует повышению эффективности управления и снижению затрат на обслуживание. Применение данных технологий на ГЭС позволяет улучшить отказоустойчивость системы, обеспечить более надежное энергоснабжение и оптимизировать производственные процессы.

Благодаря гиперконвергентным системам на гидроэлектростанциях можно добиться более эффективного использования ресурсов, увеличить

безопасность работы станций и снизить эксплуатационные расходы. Перспективы развития данного направления включают в себя дальнейшее усовершенствование технологий, адаптацию к изменяющимся условиям и требованиям современной энергетики.

Таким образом, применение гиперконвергентных систем на гидроэлектростанциях является важным шагом к повышению эффективности и надежности работы энергетических объектов. Развитие данного направления будет способствовать совершенствованию инфраструктуры, улучшению качества энергоснабжения и снижению рисков возникновения сбоев.

Список источников

1. Ю.М. Лисецкий Эволюция и особенности гиперконвергентных инфраструктур // Программные продукты и системы. 2019. № 4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/evolyutsiya-i-osobennosti-giperkonvergentnyh-infrastruktur> (дата обращения: 12.09.2023).
2. Тютляева Е.О., Одинцов И.О., Московский А.А., Мармузов Г.В. Тенденции развития вычислительных узлов современных суперкомпьютеров // Вестник ЮУрГУ. Серия: Вычислительная математика и информатика. 2019. № 3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tendentsii-razvitiya-vychislitelnyh-uzlov-sovremennyh-superkompyutеров> (дата обращения: 12.09.2023).
3. Силаков Д.В. Автоматизация обнаружения и анализа ошибок в гиперконвергентных системах // Труды ИСП РАН. – 2019. – № 4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/avtomatizatsiya-obnaruzheniya-i-analiza-oshibok-v-giperkonvergentnyh-sistemah> (дата обращения: 29.11.2023).
4. Терешкевич А.А., Векслер Д.О. Новые тенденции в развитии вычислительных комплексов и центров обработки данных. Конвергентная и гиперконвергентная инфраструктуры // Газовая промышленность. – 2016. – № 11 (745). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/novye-tendentsii-v-razvitiivychislitelnyh-kompleksov-i-tsentrov-obrabotki-dannyh-konvergentnaya-i-giperkonvergentnaya> (дата обращения: 10.01.2024).
5. Vladimir M. Solovyev, Aleksandr A. Belousov Administration of Virtual Data Processing Center over OpenFlow // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Математика. Механика. Информатика. – 2019. № 2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/administration-of-virtual-data-processing-center-over-openflow> (дата обращения: 21.02.2024).

И. А. Бояринцева¹

Научный руководитель

М. Ф. Носков¹ д-р техн. наук, профессор

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В РОССИИ НА ПРИМЕРЕ КРАСНОЯРСКОЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В статье рассмотрена возможность применения тепловых насосов в России. В качестве примера был выполнен расчет подбора оборудования для отопления машинного зала Красноярской ГЭС.

Ключевые слова: тепловой насос, Красноярская ГЭС, река Енисей, теплоснабжение, альтернативные источники тепла, геотермальное отопление, перспективы, экономия электроэнергии, экологичное отопление, низкопотенциальные источники.

I. A. Boyarintseva¹

Scientific supervisor:

M. F. Noskov¹ Doctor of Technical Sciences, Professor

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

PROSPECTS FOR THE USE OF HEAT PUMPS IN RUSSIA ON THE EXAMPLE OF THE KRASNOYARSK HYDROELECTRIC POWER PLANT

The article considers the possibility of using heat pumps in Russia. As an example, the calculation of the selection of equipment for heating the engine room of the Krasnoyarsk HPP was performed.

Keywords: heat pump, Krasnoyarsk HPP, Yenisei River, heat supply, alternative heat sources, geothermal heating, prospects, energy saving, eco-friendly heating, low-potential sources.

Тепловой насос (ТН) – прибор (устройство) позволяющий транспортировать тепло от низкопотенциального источника с повышением его температуры, используя свойства газов, в систему отопления (Рисунок 1). Данная установка может работать и в обратном направлении, транспортируя

тепло из помещения к низкопотенциальному источнику, что позволяет охлаждать помещение.

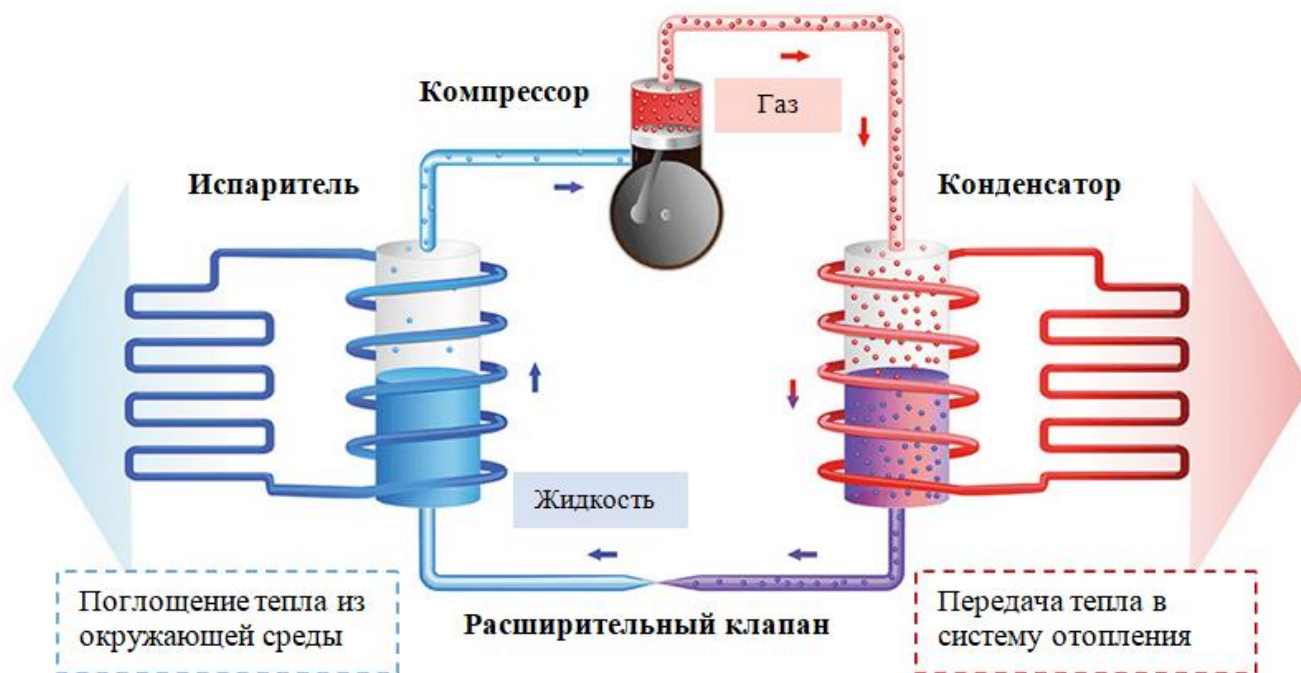


Рисунок 1 – Принцип действия теплового насоса в режиме отопления

Так тепловой насос может быть использован в качестве отопления и охлаждения, используя в качестве низкопотенциального источника тепло земли, воды или воздуха. Данное устройство затрачивает электроэнергию только на поддержание цикла повышения и понижения давления для хладагента внутри, который охлаждается и нагревается, подвергаясь внешнему воздействию, согласно циклу Карно.

Главными преимуществами теплонасосной установки (ТНУ) является ее экологичность, безопасность и экономия электроэнергии [1, стр. 433].

Основное распространение в качестве отопительной установки получили парокомпрессионные ТН мощностью до 0,5 МВт с поршневыми компрессорами. Существуют так же винтовые ТН установленной тепловой мощностью до 9 МВт и турбокомпрессорные – свыше 9 МВт. По данным за 2015 год в системах теплоснабжения эксплуатировалось более 18 млн крупных ТН в мире.

Самым крупным пользователем ТНУ к качеству источника отопления является Швеция, где по тем же данным общая установленная тепловая мощность ТН превысила 1200 МВт, а самый крупный из них имеет мощность 320 МВт [2, стр. 33].

Ярким примером является крупнейшая в мире теплонасосная станция общей установленной мощностью 325 МВт в Стокгольме (Швеция), работающая с 1986 года. В качестве низкопотенциального источника станция

использует воду Балтийского моря, температура которой в зимнее время колеблется в диапазоне $+2...+4^{\circ}\text{C}$, теплонасосные модули размещены на баржах, установленных в заливе моря.

Так Швеция отапливает свои дома используя в качестве низкопотенциального источника морскую или озёрную воду, бытовые или промышленные стоки. Таким образом при коэффициенте использования тепла около (COP) 2,5 имеет энергопотребление в два раза ниже по сравнению с прямым электронагревом.

В России использование тепловых насосов не столь распространено несмотря на большой потенциал в виду большого водного ресурса и энергопотребления. Причиной тому является факт ее новаторства и высокая стоимость, обусловленная отсутствием массового производства тепловых насосов, в особенности промышленных установок для отопления больших помещений.

В настоящее время изготовлением тепловых насосов в России занимаются три компании: Home Electro System (HES), Stemko, Brosk. Максимальная мощность этих установок составляет 66,0-88,9 кВт.

Ранее производством промышленных насосов большей мощности в России занималась компания ЗАО «Энергия», располагавшаяся в Красноярском крае, г. Красноярск. Данная компания заявляла о выпуске установок мощностью до 6 МВт [3, стр. 201].

Продукты ЗАО «Энергия» были успешно применены:

- В школе г. Карасук Новосибирской области – НТ-300 (НТ-теплообменное устройство);
- Установки НТ-500 используются в научном центре «Институт экологии» г. Красноярск;
- Две машины НТ-1000 были установлены в Новосибирской области;
- Четыре установки НТ-3000 – в Тюмени и Каунасе.

Однако данная организация была ликвидирована в 2012 году.

Рассмотрим возможность отопления машинного зала Красноярской ГЭС. Так как станция находится непосредственно на реке, нет необходимости в длинном пути транспортирования тепла с р. Енисей. Помещение машинного зала имеет большой объём, что предполагает высокие затраты на поддержание его в тепле на время отопительного периода.

Постоянная температура р. Енисей в средних слоях составляет $+4^{\circ}\text{C}$, что соответствует температуре уже использованной для работы станции в Стокгольме и позволяет использовать воду в качестве низкопотенциального источника тепла.

На станции уже присутствует система забора воды для собственных нужд гидроэлектростанции. Техническая вода, используемая для охлаждения оборудования, может быть использована в качестве низкопотенциального источника для ТНУ.

Чтобы правильно подобрать тепловой насос нужно определить мощность необходимую для отопления данного помещения.

Параметры машинного зала Красноярской ГЭС, следующие:

- Длина помещения L – 428,5 м;
- Ширина помещения b – 31 м;
- Высота помещения h – 20 м.

Исходя из этих данных легко получим площадь S , м^2 и объем помещения V , м^3 :

$$S = L \cdot b = 428,5 \cdot 31,0 = 13 \cdot 10^3 \text{ м}^2,$$

$$V = S \cdot h = 13 \cdot 10^3 \cdot 20 = 266 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Упрощенная формула для определения необходимого тепла имеет вид:

$$R = k \cdot V \cdot \Delta T,$$

где R – это необходимая тепловая энергия (ккал/час), для того чтобы получить значение в кВт/час необходимо разделить полученное значение на 860;

V – объем помещения, м^3 ;

T – разница между необходимой температурой воздуха внутри и снаружи помещения, $^{\circ}\text{C}$;

k – коэффициент теплопотерь здания, примем среднее теплоизоляцию – 1,0.

Рассчитаем мощность помещения для расчетной температуры зимнего периода для г. Красноярск -23°C . Температура промышленных помещений в зимний период составляет $+16^{\circ}\text{C}$ [4, стр. 4].

$$R = \frac{1,0 \cdot 266 \cdot 10^3 \cdot (16 - (-23))}{860 \cdot 1000} = 12,1 \text{ МВт/час.}$$

Так как в России на сегодняшний день нет производителей тепловых насосов высокой мощности, рассмотрим продукцию ближайшего торгового партнера – Китая.

Китайская компания AMRTA, основанная в 2011 году, занимается производством кондиционеров и тепловых насосов, в том числе промышленных. Среди их продуктов охлаждающий и нагревательный теплотермический тепловой насос с мощностью нагрева от 127 кВт до 2450 кВт (модель WW130~WW2500).

Рассмотрим применение насоса наибольшей мощности.

$$n = \frac{12,10}{2,45} = 4,9 \approx 5 \text{ шт.}$$

Следовательно, для отопления машинного зала Красноярской ГЭС по приближенному расчету потребуется пять теплонаносных установок, характеристики которой представлены в Таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика НТ-3000

	WW 2500
Теплопроизводительность, кВт	2450
Холодопроизводительность, кВт	2500
Компрессор	
Электропотребление при нагреве, кВт	831
Электропотребление при охлаждении, кВт	463
Габариты	
Длина, мм	4800
Ширина, мм	2400
Высота, мм	2500
Вес, кг	13000

Таким образом можно увидеть, что при использовании теплового насоса для отопления энергопотребление снижается в три раза, что позволяет экономить на электроэнергии.

Касательно недавних тенденций в развитии ТН можно отметить новые инвестиции, предназначенные для локализации предприятий, развития научно-исследовательских центров и обучения монтажников.

В 2022 году высокий спрос на тепловые насосы в Европе показала Польша. Было привлечено 600 млн. евро (59 млрд. руб) на производство перспективного оборудования.

В тот же год в Европе были установлены рекордные 3 миллиона тепловых насосов на фоне энергетического кризиса и «зеленого» перехода, который увеличил спрос на альтернативные источники тепла. По оценкам Daikin, к 2025 году эта цифра достигнет 3,5 млн.

Министерство энергетики США объявило о создании фонда в размере 250 млн. долларов (22 млрд. руб.) для ускорения производства тепловых насосов.

В Германии возникла нехватка специалистов по установке систем отопления, в виду строительства геотермальной системы, которая станет дополнением к централизованному теплоснабжению, на 2023 год запланировано 150 подключений потребителей к геотермальной энергии.

В Китае были установлены и показали свою эффективность сушильные камеры с тепловыми насосами для фермерского хозяйства, которые помогли сохранить больше урожая и облегчить его сбор в дождливый период [5].

В России так же присутствует тенденция к развитию ТН. Обзор показал, что объем российского рынка тепловых насосов увеличился, только производители из Китая (33% от всех продаж ТН) увеличили ввоз на рынок России тепловых насосов в 3,2 раза. Объем рынка тепловых насосов в денежном эквиваленте демонстрирует уверенный и стабильный рост, что выглядит привлекательно с точки зрения инвестирования [6].

Подведем итоги: тепловые насосы являются альтернативным, экологически безопасным способом отопления и широко применяются в зарубежных странах. Главным недостатком оборудования являются существенные капиталовложения. ТНУ позволяют экономить электроэнергию на отопление, используя водные, причем как непосредственно воду из источника, так и техническую воду, уже использованную ранее.

Также стоит отметить повсеместность использования ТН так как в качестве источника тепла может быть использован не только водный ресурс, но также тепло земли и воздуха.

В данной статье в качестве примера было подобрано оборудование для отопления машинного зала Красноярской ГЭС. Однако, ТНУ могут быть использованы для отопления любых помещений как жилых, так и промышленных.

Список источников

1. Бояринцева, И.А. Использование водных ресурсов для теплоснабжения в городе Красноярск / И.А. Бояринцева // Гидроэлектростанции в XXI веке : Сборник материалов X Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов и школьников, Саяногорск; Черемушки, 24-28 апреля 2023 года / Саяно-Шушенский филиал СФУ. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2023. – С. 432-437.
2. Кологривых А.С., Семенов А.С. Обзор мирового и российского рынков теплонасосных установок // Материалы V Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум». URL: <https://scienceforum.ru/2013/article/2013008385> (дата обращения 31.03.24)
3. Гапо Е.Г., Тепловые насосы в современной промышленности и коммунальной инфраструктуре / Е.Г. Гапо, С.А. Козлов, В.С. Пузаков, Р.Н. Разорёнов, Н.И. Свершиков, М.В. Степанова // Информационно – методическое издание. – М.: Издательство «Перо», 2016 г. – 204 с.
4. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха: приняты и введены в действие с 01.01.2004 г. Постановлением Госстроя России от 26 июня 2003 г. № 115. – Москва, 2004. – 60 с.
5. Тепловые насосы. Дайджест мировых новостей № 34. Группа компаний ИНСОЛАР. – Апрель 2023 г. – С. 17

6. 2023: Обзор рынка тепловых насосов демонстрирует небывалое увеличение емкости рынка. Маркетинговое агентство ROIF Expert. – URL: <https://www.sostav.ru/blogs/32702/38816> (дата обращения 31.03.24).

СЕКЦИЯ 4

Контроль технического состояния, ремонт, реконструкция и техническое перевооружение энергетических объектов

УДК 62-7

О. А. Юдин¹, Д. В., Чаплыгин¹, Н. П. Караблин¹
Филиал АО «Институт Гидропроект» – «НИИЭС»¹

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ КРЕСТОВИН ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ ГЭС МЕТОДОМ КОЭРЦИТИВНОЙ СИЛЫ

В данной работе представлены результаты исследований состояния крестовин гидрогенераторов Новосибирской и Воткинской ГЭС методом коэрцитивной силы. Установлены результаты влияния усиления конструкции крестовины. Выполнен анализ значений коэрцитивной силы при различных режимах работы гидроагрегата, а также на этапе монтажа. Отмечены этапы проведения предстоящих исследований метода.

Ключевые слова: коэрцитивная сила, ГЭС, гидрогенератор, крестовина, дефектообразование, неразрушающий контроль, напряженно-деформированное состояние.

INVESTIGATION OF THE CONDITION OF HYDROELECTRIC POWER PLANT CROSSPIECES BY THE COERCIVE FORCE METHOD

О. А. Yudin¹, D. V. Chaplygin¹, N. P. Karablin¹
Branch of JSC «Institute of Hydroproject» – «NIIES»¹

This paper presents the results of studies of the state of the cracks of the hydrogenerators of the Novosibirsk and Votkinsk hydroelectric power plants by the method of coercive force. The results of the effect of strengthening the structure of the crack are established. The analysis of the values of the coercive force at different operating modes of the hydraulic unit, as well as at the installation stage, was performed. The stages of the upcoming research of the method are marked.

Keywords: coercive force, hydroelectric power plant, hydrogenerator, crosspiece, defect formation, non-destructive testing, stress-strain state.

В настоящее время контроль состояния металла конструктивных элементов основного оборудования ГЭС осуществляется только по выявленным дефектам (трещинам), при этом оценка физико-механических свойств и остаточного ресурса металла, как правило, не проводится.

Таким образом, определение возможности дальнейшей эксплуатации оборудования производится на основании статистики повреждаемости элемента, что не позволяет осуществлять прогноз изменения технического состояния оборудования.

В целях поддержания работоспособности оборудования, эксплуатация которого осуществляется за пределами нормативного срока службы, для расчета механической прочности несущих конструкций - возникают потребности в определении физ. мех свойств фактического состояния металла, в местах где взятие образцов/проб не представляется возможным.

Известные методы неразрушающего контроля напряжений (рентген, ультразвук (УК), тензометрирование и другие) не позволяют измерить фактическое напряженно-деформированное состояние (НДС) несущих конструкций гидроагрегатов в местах зарождения дефектов, обусловленных действием рабочих нагрузок.

Оценить фактическое состояние дефектных и преддефектных узлов/элементов возможно на этапе ранней диагностики и анализе показаний коэрцитивной силы контролируемого элемента конструкции.

Коэрцитивная сила H_c – значение напряженности магнитного поля, необходимое для полного размагничивания ферро- или ферритмагнитного вещества.

Современный метод неразрушающего контроля (магнитной структуроскопии), основанный на измерении коэрцитивной силы (КС), демонстрирует возможности анализа напряженно-деформированного состояния для любых стальных конструкций. Оценка изменчивости коэрцитивной силы при изменении напряжений в стальных конструкциях позволяет следить за техническим состоянием стальных конструкций, подверженных статическим и динамическим нагрузкам [1].

Исследование состояния крестовины ГГ №6 Новосибирской ГЭС

В процессе эксплуатации гидроагрегат №6 неоднократно модернизировался. Однако, нижняя грузонесущая крестовина (НГК) гидрогенератора (ГГ) 6 заменам и модернизациям не подвергалась, на протяжении всего периода эксплуатации с 1959 г.

С марта 2019 года на НГК ГГ-6 выявлены трещины на сварных швах несущих элементов конструкции НГК: лапах и центральной части.

Анализ истории эксплуатации и результаты обследования несущих конструкций в 2020 г. показал, что доминирующим механизмом разрушения для НГК является накопление усталостных повреждений, которое приводит к образованию и росту количества усталостных трещин [2].

В период с 2021 по 2023 гг. было отмечено существенное снижение интенсивности трещинообразования как на ГГ-6, так и на других ГГ станции.

В целях снижения уровня эксплуатационных напряжений и, соответственно, увеличения ресурса металлоконструкций выполнено усиление конструкции НГК путем приварки дополнительных ребер в 2021 г.

Во время обследования крестовины в 2023 г. проведен замер КС в 144 к.т.

Сравнительный анализ замеров коэрцитивной силы за 2020 и 2023 годы показал увеличение по всем контрольным точкам, что свидетельствует о накоплении усталостных напряжений в металле НГК. Максимальные значения КС наблюдаются на элементах центральной части НГК (рисунок 2), где в 3 контрольных точках показания близки к предельному значению и соответствуют параметрам критического режима эксплуатации. Остальные элементы НГК со значениями КС в 124 контрольных точках соответствуют безопасному режиму эксплуатации.

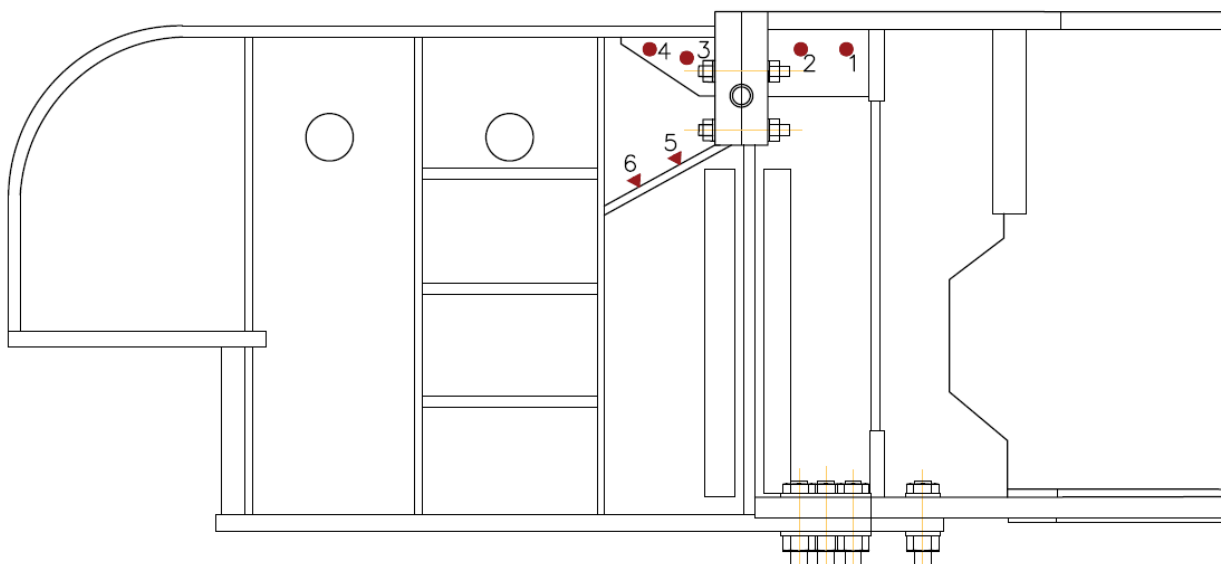
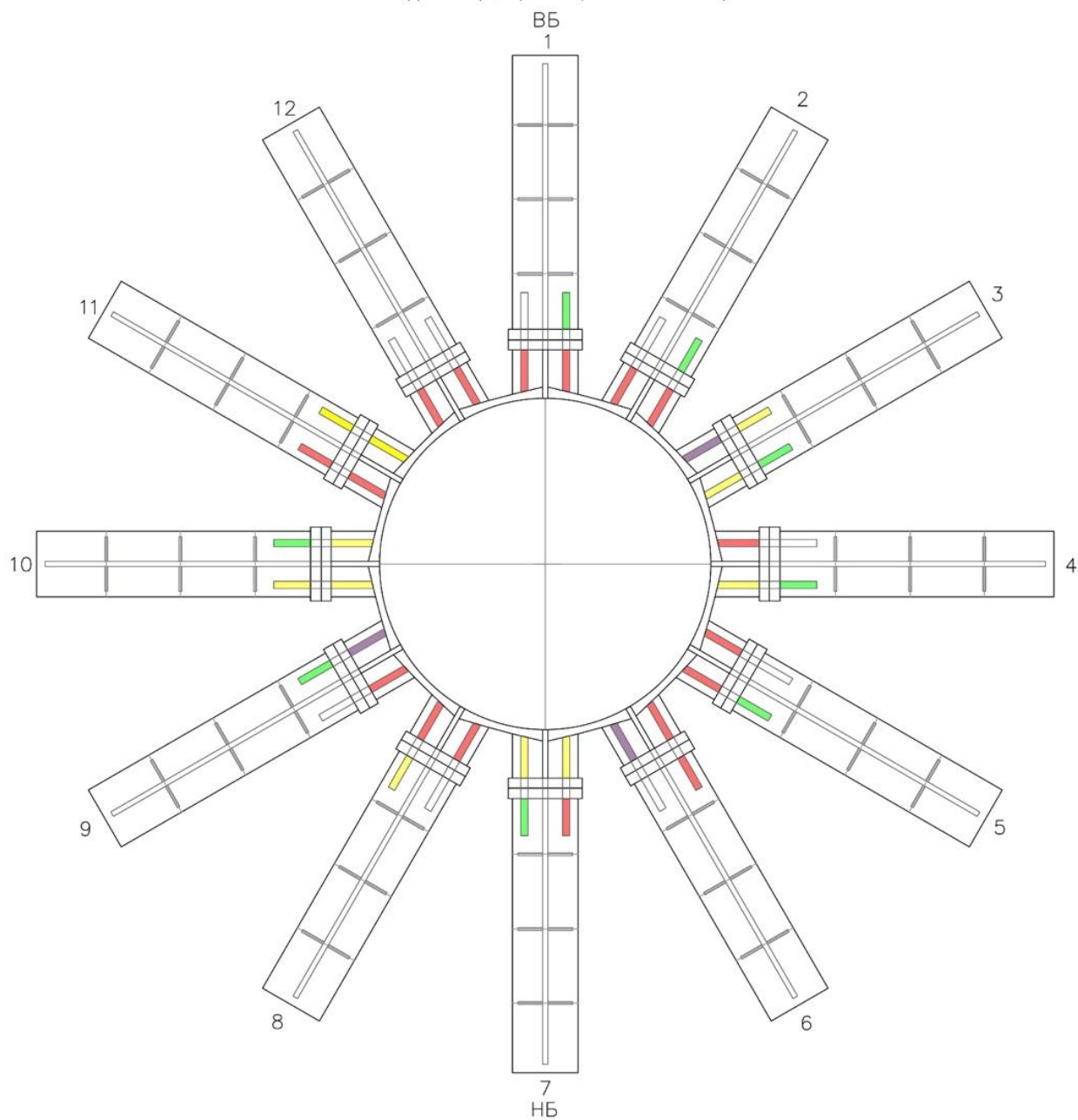


Рисунок 1. Схема контрольных точек для измерения КС элементов НГК Новосибирской ГЭС

Обследование, проведенное в 2023 году, выполнялось с целью определения динамики дефектообразования НГК и подтверждения эффективности конструктивных изменений НГК от предыдущего обследования.

Для доказательства достоверности исследований 2020 и 2023 гг., дополнительно были проведены замеры КС на НГК ГГ-1, как агрегата с наименьшим трещинообразованием на данный период. По итогам, зафиксированы меньшие значения КС на идентичных конструктивных элементах НГК ГГ-1 по сравнению с ГГ-6. Что подтверждает качество проведения исследований и соответствие полученных значений КС количественному показателю дефектов [3].

Формуляр показаний МКС элементов крестовины ГГ—
(ребер, ребер—косынок)



Условные обозначения значений МКС :

- в пределах 1,1–1,8 А/см (отсутствуют напряжения конструкции)
- превышение в 2 раза
- превышение в 3 раза
- превышение в 4 раза
- превышение в 5 раз

Рисунок 2. Показания коэрцитивной силы на элементах НГК

Исследование состояния крестовин Воткинской ГЭС

В марте 2024 г. проведен замер КС верхних крестовин ГГ-2, ГГ-4, ГГ-7 в 384 контрольных точках (к.т.). в различных режимах работы.

Крестовина ГГ-4 находится в эксплуатации 8 лет, крестовина ГГ-7 4 года, крестовина ГГ-2 новая. Для крестовин ГГ-4 и ГГ-7 выполнены замеры при остановленном агрегате и находящимся в сети, для крестовины ГГ-2 после ее сборки на монтажной площадке.

На рисунке 3 представлена схема расположения контрольных точек.

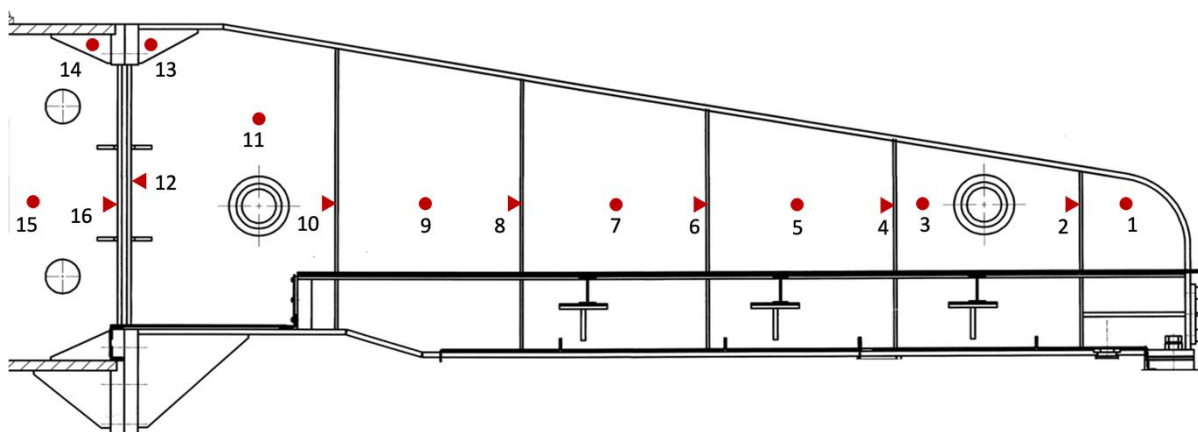


Рисунок 3. Схема контрольных точек для измерения КС элементов крестовин Воткинской ГЭС

Верхняя крестовина ГГ состоит из 12 лап и центральной части, соединение сварно-болтовое, служит для передачи нагрузок от верхнего генераторного подшипника.

На Воткинской ГЭС верхние крестовины ГГ не являются грузонесущими. Подпятник передает вес ГА на опору крышки турбины, а не на крестовину как на Новосибирской ГЭС. Данное различие следует учитывать, так как оно определяет отсутствие опорных нагрузок на крестовину.

После проведения замеров КС во всех указанных контрольных точках, определены точки с повышенными значениями КС. Данные точки совпадают с наиболее нагруженными конструктивными элементами крестовины (ребра, косынки). Выполнено усреднение полученных значений КС в контрольных точках с повышенными значениями для каждой крестовины.

На рисунке 4 представлен график усредненных значений КС.

Выводы

В результате проведенных замеров КС на крестовинах Воткинской ГЭС, повышенных значений не выявлено. При анализе полученных результатов установлено, что значения КС крестовин ГГ-2 и ГГ-7 находятся в относительно

равных диапазонах, в отличие от значений на ГГ-4. Исходя из данных рисунка 4 видно возрастание значений КС на ГГ-4, что может свидетельствовать о накопленных напряжениях в конструкции за 8 лет эксплуатации.

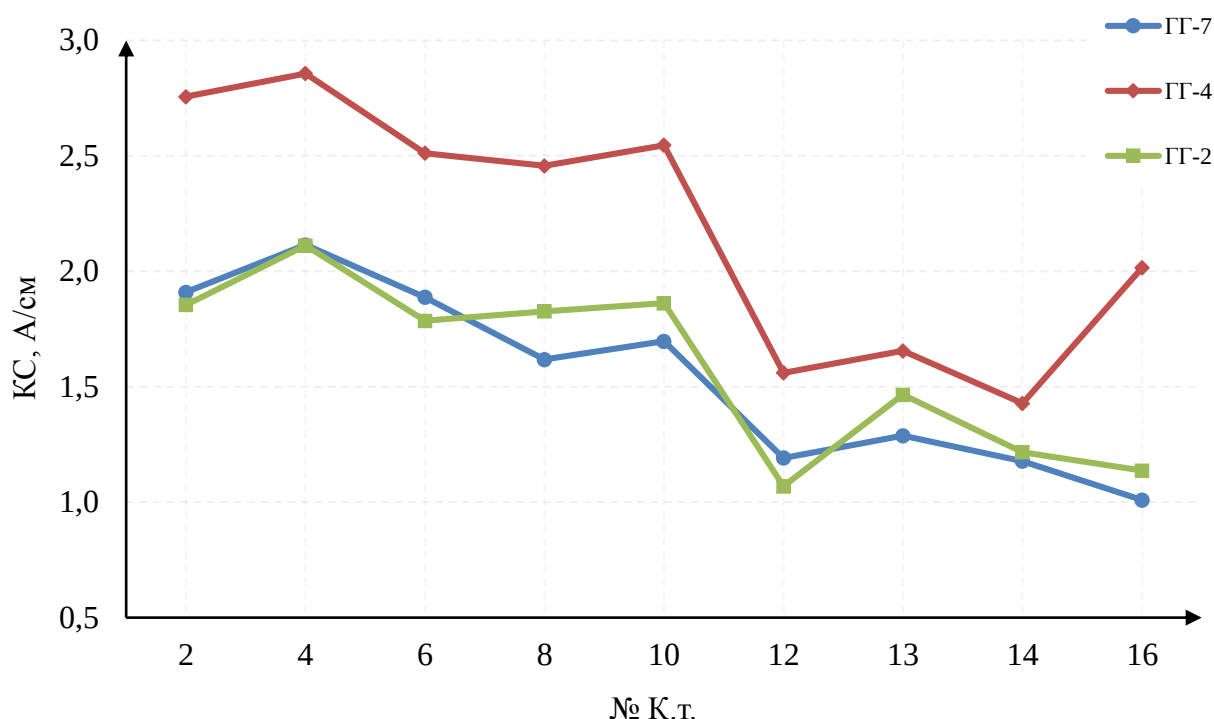


Рисунок 4. График усредненных значений КС крестовин ГГ

На основании проведенных исследований, возникает потребность в дальнейших исследованиях для установления взаимосвязи показателей КС, механической нагрузки и срока эксплуатации.

Для этого необходимо проведение исследования состояния конструкций ГГ:

- анализируя виды дефектов и количество повреждений на конструкциях ГА ГЭС;

- мониторинг значений КС при различных стадиях/режимах работы ГА, в том числе на стадии сборки, монтажа, под воздействием собственного веса агрегата (без воды), на переходных режимах работы (пуск/останов) и в установившемся режиме (номинал);

- анализ значений КС на новом оборудовании и на аналогичном находящемся в эксплуатации;

- испытания образцов с аналогичными марками сталей в лабораторных условиях, совместно с другими методами контроля, для установления зависимостей между магнитными и механическими значениями/параметрами.

Список источников

1. ГОСТ Р 58599-2019. Техническая диагностика. Диагностика стальных конструкций. Магнитный коэрцитиметрический метод. Общие требования. – Москва: Стандартинформ, 2019. – С. 4-7.
2. СТО 17330282.27.140.001-2006. Методика оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций. – ОАО РАО «ЕЭС России», 2006. – С. 64-96.
3. Научно-технический отчет «Инструментальное обследование и расчет механической прочности несущих конструкций гидрогенератора ст. № 6 филиала ПАО «РусГидро» – «Новосибирская ГЭС». – С. 11-49.

УДК 627.8

Э. А. Сеньков¹

Научный руководитель:

А. А. Камзолкин²

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

АО НИЦ СтаДиО²

ПЛОСКИЕ АВАРИЙНО-РЕМОНТНЫЕ ЗАТВОРЫ ГЭС. ВОПРОСЫ МЕХАНИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ОПТИМИЗАЦИИ, РЕШАЕМЫЕ С ПОМОЩЬЮ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

В настоящее время существуют несколько учебных методик расчетов металлоконструкций (МК) плоских затворов разной степени подробности и обучающей ценности. Выполнение расчетов по ним развивают инженерные навыки и знания о функциях и схеме работы плоских затворов. Однако конструкция затвора и его поведение под нагрузкой несколько сложнее, чем балочная клетка, описанная в методиках. В настоящей работе показаны особенности, возникающие в напряженно-деформационном состоянии (НДС) конструкции затвора, если производить оценку его прочности численными методами с помощью метода конечных-элементов (МКЭ). Актуальность работы обоснована существующими отказами и авариями гидромеханического оборудования (ГМО) на отечественных гидроузлах.

Ключевые слова: *Описание положения, функций и конструкции затвора; анализ методических, нормативных и руководящих документов; ручной инженерный расчет; конечно-элементный анализ.*

E. A. Senkov¹

Scientific supervisor:

A. A. Kamzolkin²

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

JSC NIC Studio²

FLAT EMERGENCY REPAIR VALVES OF HPP. ISSUES OF MECHANICAL SAFETY, OPTIMIZATIONS SOLVED USING A NUMERICAL MODEL BY THE FINITE ELEMENT METHOD

Currently, there are several educational methods for calculating metal structures (MC) of flat valves of varying degrees of detail and educational value. Performing calculations on them develops engineering skills and knowledge about the functions and operation of flat valves. However, the design of the shutter and its behavior under load is somewhat more complicated than the beam cage described in the methods. This paper shows the features that arise in the stress-strain state (SSS) of the gate structure if its strength is evaluated by numerical methods using the finite element method (FEM). The relevance of the work is justified by the existing failures and accidents of hydromechanical equipment (HMO) at domestic hydroelectric facilities.

Keywords: *description of the position, functions and design of the shutter; analysis of methodological, normative and guiding documents; manual engineering calculation; finite element analysis.*

Описание положения, функций и конструкции затвора

На первом этапе проектирования аварийно-ремонтного затвора производился выбор типа затвора на основании его принципов и условий работы.

Из-за стесненных условий в месте установки был выбран плоский затвор. Он обеспечивает надежное перекрытие водопропускного отверстия при минимальных габаритах в горизонтальной проекции.

Опорно-ходовая часть выбрана колесного типа, так как именно она обеспечивает минимальную вероятность отказа при опускании на порог в текущую воду. Требования к надежности механизма опорно-ходовых частей продиктованы задачами аварийного затвора, описанными выше.

Металлоконструкции затвора выполнены из двух секций, для уменьшения жесткости на кручение. Это позволяет более равномерно передать нагрузки на опорно-ходовую часть, обеспечить надежную работу уплотнения, обеспечить удобство монтажа и ремонта затвора.

Таким образом, окончательный выбранный тип аварийно-ремонтного затвора: **плоский, колесный, двухсекционный.**

Аварийно-ремонтные затворы (АРЗ) и системы привода гидроэлектростанции выполняют функции аварийных и ремонтных затворов и устанавливают их перед водозабором водоводов.

Конструкция аварийно-ремонтного затвора показана на рисунке 1.

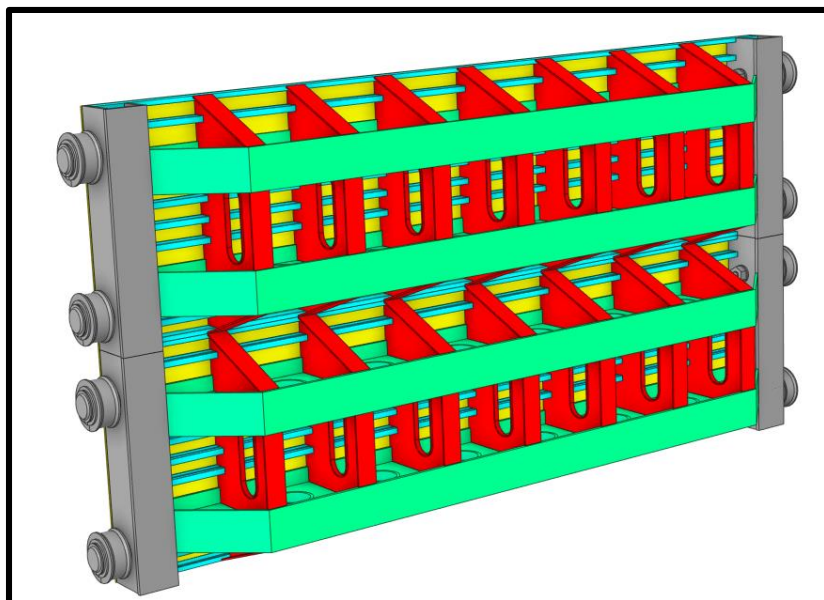


Рисунок 1. 3D модель плоского аварийно-ремонтного затвора.

1 – ригель, 2 – диафрагма, 3 – стрингер, 4 – обшивка, 5 – опорные стойки.

Анализ методических, нормативных и руководящих документов

Для поиска информации по проектированию затворов были рассмотрены и проанализированы различные методические пособия и нормативные документы, из которых был выбран: Стандарт предприятия (СТП) 00117794-2-11-9 «Механическое оборудование и специальные стальные конструкции гидротехнических сооружений», по которому и проводился расчет допустимых напряжений для элементов конструкции аварийно-ремонтного затвора: ригели, стрингеры, обшивка. Поскольку данный нормативный документ использовался для проектирования реальных затворов структурными подразделениями и дочерними предприятиями, аппарат управления АО «Трест Гидромонтаж» и ПКТБ «Запорожгидросталь», которые в дальнейшем использовались на ГЭС и является профессиональной инженерной документацией в отличие от методических пособий.

Ручной инженерный расчет элементов конструкции АРЗ

Расчет гидростатического давления воды считаем от ФПУ поскольку проектируемый затвор является аварийно-ремонтным и согласно документу «Стандарт предприятия» СТП 00117794-2-11-95 на странице 8 в пункте 2.5 говорится, что ремонтные затворы должны быть проверены на действие

гидростатической нагрузки при форсированном подпорном уровне (с учетом ветровых изменений уровня) в особых сочетаниях.

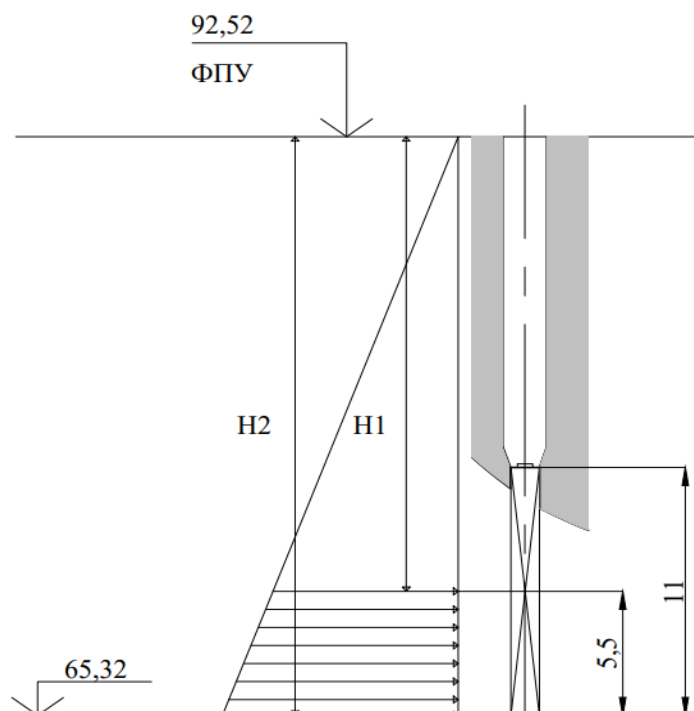


Рисунок 2. Эпюра гидростатического давления воды на нижнюю секцию

Находим общую нагрузку гидростатического давления воды на нижнюю секцию:

$$P_i = p \cdot h \cdot g$$

$$P_1 = H_1 \cdot p \cdot g = 21,7 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 212877 \text{ Па}$$

$$P_2 = H_2 \cdot p \cdot g = 27,2 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 266832 \text{ Па}$$

где H_1, H_2 – высота столба жидкости

$$Q = (P_1 + P_2) \cdot \frac{H}{2} = (212877 + 266832) \cdot \frac{5,5}{2} = 1319200 \text{ Па} \cdot \text{м}$$

где Q – вся нагрузка на секцию затвора, на 1 м погонный длинны

H – высота секции

Для секции затвора принимаем два ригеля поскольку высота секции не большая и тогда давление на ригель будет вычислено по формуле:

$$Q_{\text{ригель}} = \frac{Q}{2} = 659600 \text{ Па} \cdot \text{м}$$

где $Q_{\text{ригель}}$ – давление на один ригель

Ригели проектируются исходя из принципа равнонагруженности т.е. каждый ригель должен воспринять половину нагрузки Q .

Находим максимальный изгибающий момент, действующий на ригель. Вычисляем по данной формуле:

$$M_{\text{max}} = \frac{Q_{\text{риг}} \cdot L_{\text{риг}}^2}{8} = \frac{659600 \cdot 20,7^2}{8} = 35329001 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

где $Q_{\text{ригель}}$ – гидростатическое давление на ригель.

$L_{\text{ригель}}$ – расчетный пролет, расстояние между осями.

Так же необходимо вычислить нормальные напряжение в сечении ригеля.

Формула нормальных напряжений:

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{M_{\text{max}}}{W} \leq [\sigma]$$

Расчет металлоконструкций и деталей машин на статическую прочность при действии только нормальных или только касательных напряжений (осевое растяжение, сжатие, смятие, сдвиг, кручение, чистый изгиб) производится по формуле:

$$\sigma \leq \frac{R_n \cdot c \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} = [\sigma]$$

где σ – наибольшее расчетное напряжение в опасном сечении;

R_n – нормативное сопротивление материала (см. СТП пп. 5.1 и 5.2);

c – коэффициент перехода от основных к производным сопротивлениям материала (см. СТП п. 5.3);

γ_m – коэффициент надежности по материалу (см. СТП п. 5.4);

γ_n – коэффициент надежности по назначению (см. СТП пп. 5.6...5.8)

γ_c – коэффициент условий работы (см СТП п. 5.5);

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение.

Находим допустимое напряжение:

$$[\sigma] = \frac{R_n \cdot c \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} = \frac{225 \cdot 10^6 \cdot 1,05 \cdot 1}{1,05 \cdot 1,4} = 161 \text{ МПа}$$

Рассчитаем требуемый момент сопротивления сечения ригеля при допустимом напряжении.

$$W_d = \frac{M_{\max}}{[\sigma]} = \frac{35329001}{161 \cdot 10^6} = 0,22 \text{ м}^3$$

Для проектирования поперечного сечения ригеля использовалась специализированная программа AutoCAD. При помощи данной программы был спроектирован ригель, найден момент инерции и от него был вычислен момент сопротивления ригеля.

Результат выбора поперечного сечения ригеля так же представлен на рисунке 3.

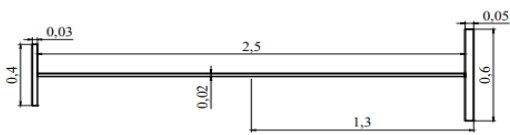
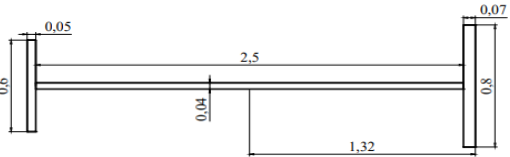
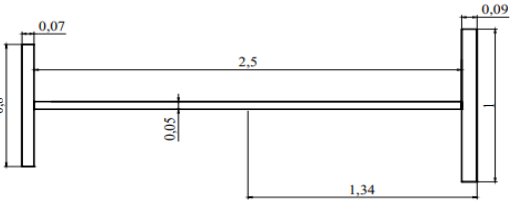
Номер ригеля	Поперечное сечение ригелей	Момент сопротивления ригеля	Выбор ригеля
№1		$W = 0,068 \text{ м}^3$ $W > W_d - 0,068 < 0,22 \text{ м}^3$	✗
№2		$W = 0,14 \text{ м}^3$ $W > W_d - 0,14 < 0,22 \text{ м}^3$	✗
№3		$W = 0,225 \text{ м}^3$ $W > W_d - 0,225 > 0,22 \text{ м}^3$	✓

Рисунок 3. Проектирование поперечного сечения ригелей

Прочие элементы конструкции (обшивка, стрингеры) считались аналогичным способом. В рамках статьи расчет этих элементов не приводится.

Численный анализ напряженно-деформированного состояния, выполненный с помощью метода конечных элементов

На основании подобранных сечений была создана пространственная твердотельная модель пролетной конструкции затвора, произведено разбиение конструкции на конечные элементы и рассчитано методом КЭ в программе Ansys (Рисунок 4). Расчет выполнен в нелинейно-упругой постановке с учетом больших деформаций. Для достижения достоверности оценки напряженного состояния использовались узловые элементы второго порядка SOLID186 задач механики деформируемого твердого тела с квадратичным описанием внутренних перемещений.

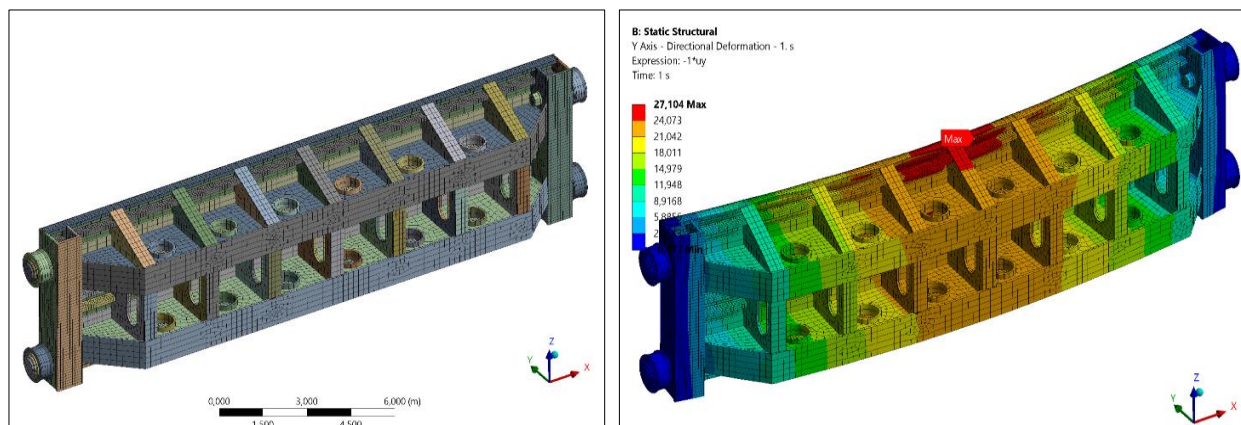


Рисунок 4. Конечно-элементная (КЭ) сетка и полные деформации затвора (масштаб деформаций увеличен в 43 раза)

На рисунке 4 показано общее деформирование нижней секции затвора под действием гидростатического давления воды на уровне ФПУ.

Максимальные деформации возникают в середине секции затвора, где прогиб составляет 27 мм.

На рисунке 5 показано напряженное состояние отдельных элементов конструкции затвора в виде эквивалентных напряжений по Мизесу.

Если оценивать деформирование затвора и напряженное состояние ригелей, можно отметить, что цель ручного подбора конструкции затвора достигнута: ригели нагружены равномерно, в центре пролета конструкции (в месте максимального изгибающего момента) напряжение незначительно ниже допускаемых. Однако в стенке ригеля, в области примыкания к опорной стойке, появляются напряжения превышающие допускаемые. Связано это с работой ригеля на поперечную силу при передаче нагрузки с ригеля на опорную стойку. Существуют также превышения напряжений в стрингерах в узлах сопряжения с диафрагмами и в стенках опорных стоек в местах установки опорно-ходовых частей.

Безусловно, обладая этой информацией можно отредактировать несущую конструкцию затвора и добиться удовлетворения напряженного состояния уровню допускаемых напряжений. А в случае концентраторов учесть пластическую физически нелинейную работу материала стали.

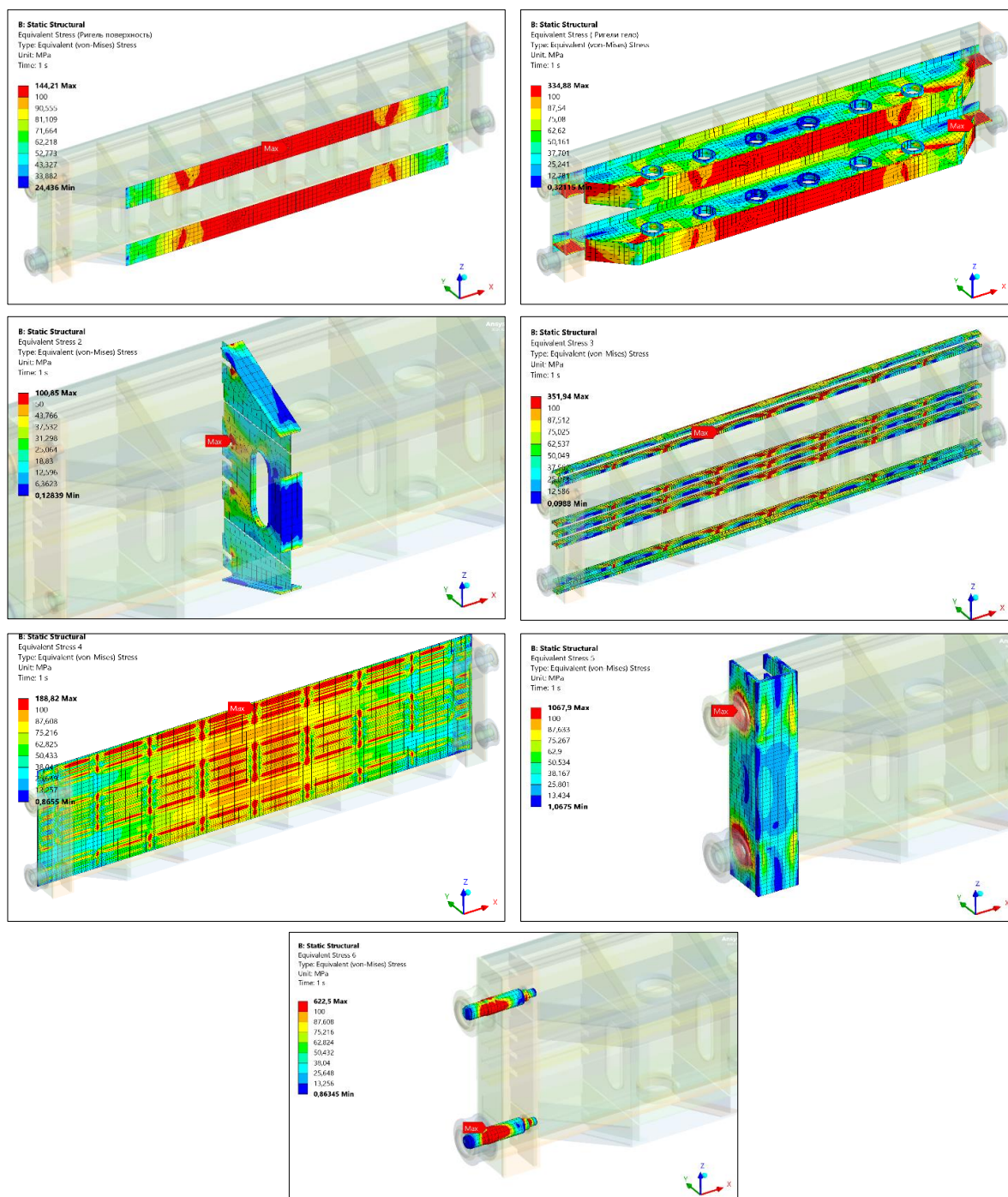


Рисунок №5. Результаты расчета НДС

Видится целесообразным в учебном методическом пособии рекомендовать, кроме ручного расчета, выполнение численного анализа конструкций гидромеханического оборудования. Это позволит установить взаимосвязь между разными типами расчетов, избежать ошибок, более полно оценить напряженно-деформированное состояние и получить практический навык расчетов, используемых в современном проектировании конструкций.

Выводы:

1. Описан выбор типа затвора, опорно-ходовых частей.
2. Выполнен анализ нормативной литературы и методических пособий.
3. Представлены методы расчета сечений стальных конструкций.
4. Создана трёхмерная твердотельная модель затвора на основе рассчитанных сечений основных элементов. Выполнен расчет методом конечных элементов. Даны рекомендации по корректировке учебных пособий.
5. Подтверждены расчетные предпосылки аналитических методов расчета элементов конструкции затвора. В месте с тем необходимо отметить, что аналитические методы недостаточно полно описывают НДС конструкции. Для всесторонней оценки НДС необходимо пространственное моделирование несущей конструкции затвора.

Список источников

1. РД ГМ-01-02. Механическое оборудование и специальные стальные конструкции гидротехнических сооружений / АО «Трест гидромонтаж»; Введ. 21.03.2002. – <https://textarchive.ru/c-1531655.html> (дата обращения: 1.03.2002).
2. Затворы гидротехнических сооружений : пособие для студентов специальности 1-70 04 01 «Водохозяйственное строительство» / В.В. Надольский, В.В. Рогач. – Минск: БНТУ, 2019. – 72 с.
3. В.Я. Мартенсон. Справочник монтажника механического оборудования гидротехнических сооружений / В.Я. Мартенсон, Б.А. Николаев, В.Н. Панин, Ю.Я. Павшинский; под ред. В.Я. Мартенсона. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 264 с.

УДК 621.22-185

А. А. Ключач¹, М. Ф. Носков¹, С. О. Кадочников¹

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

НЕДОСТАТКИ СТАЦИОНАРНЫХ СИСТЕМ ВИБРОКОНТРОЛЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ

Рабочая полоса частот датчика по параметру вибрационного смещения не охватывает Диапазон частот 0,1-200 Гц. Нет такого вибрационного датчика. Технически мы не можем получить полную картину вибрационного состояния гидроагрегата и, согласно нормам, определить его оценку.

© Ключач А. А., Носков М. Ф., Кадочников С. О., 2024

Поэтому частотную полосу 0,1-2 Гц предлагается отдельно контролировать с помощью датчиков пульсации давления. Для этого необходимы нормы допустимых пульсаций.

Ключевые слова: гидроэлектростанция, гидрогенераторы, амплитудно-частотная характеристика, виброперемещение, кавитация.

A. A. Klyukach¹, M. F. Noskov¹, S. O. Kadochnikov¹
Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

DISADVANTAGES OF STATIONARY VIBRATION CONTROL SYSTEMS FOR HYDRAULIC MACHINE

The operating frequency band of the sensor with respect to the vibration displacement parameter does not cover the frequency range 0.1-200 Hz. There is no such vibrating sensor. Technically, we cannot get a complete picture of the vibration state of the hydraulic unit and, according to the norms, determine its assessment. Therefore, the frequency band 0.1-2 Hz is proposed separately to be monitored by pressure pulsation sensors. This requires the norms of permissible pulsations.

Keywords: hydroelectric power station, hydro generators, amplitude-frequency characteristic, vibration displacement, cavitation.

Проблемы измерения колебания вала гидроагрегатов.

Датчики применяемые в настоящее время для стационарных вибросистем показаны на рисунке 1. Это емкостные и вихретоковые.



Рисунок 1 – Датчики

Проблема 1. Установка емкостных датчиков.

Попытка установить датчик на нижнем подшипнике (турбинном) вертикального гидроагрегата, не получилась. Несколько капель воды вылетевших из-под уплотнения подшипника, на рабочую часть датчика, меняют показания прибора. К примеру, было 300 мкм стало 700 мкм. Все просто. Изменились диэлектрические свойства среды.

Основной трудностью при установке датчика на верхнем (генераторном) подшипнике это найти место установки. Завод изготовитель не проектирует для измерительного пояса, участок поверхности вала, колебания которого подлежит измерению. Место важно. Чем удаленнее измерительная дорожка от горизонтальной оси подшипника, тем ошибка измерения будет больше. Поэтому датчики измеряющие колебания вала пришлось устанавливать внутри корпуса подшипника (рисунок 2).



Рисунок 2 – Место установки датчика

Осциллограмма, полученная с датчика установленного в ванне подшипника между сегментами, имеет качественный вид, без помех. Датчик при этом помещается полностью в масло. Но, обратили внимание. После пуска агрегата размах колебаний несколько минут держится на определенном уровне, а затем идет увеличение процентов на двадцать. Режим агрегата при этом не меняется. Что происходит с подшипником? Понять не могли. Пока не посмотрели на масло в указателе уровня в подшипнике. При пуске оно было чистое без включений. После появилось много, много воздушных пузырьков. И наш емкостного типа датчик изменил показания. В результате оказалось, что это не самое идеальное место для установки датчика. Погрешность в измерения вносит аэрация масла (воздушные пузырьки) которая изменяет свойства среды между датчиком и валом. Агрегат пускается и показания биения вала по мере увеличения количества пузырьков изменяются. Попытка установить датчик выше уровня масла приводит к более резкому увеличению уровня сигнала. По причине попадания капель масла, конденсата на измерительную часть датчика.

Опыт установки вихретоковых датчиков.

Установка на турбинном подшипнике. Это удачное решение. Показания соответствуют. Надежно работают. Характеристика идеальная.

Установка на генераторном подшипнике. Опять проблемы. В вал – наставку выполнены четыре канавки и там проложены шины токоподвода к

полюсам вспомогательного и главного генератора (рисунок 3). И при подаче, изменении тока возбуждения изменяется внешнее магнитное поле. В результате на вихретоковом датчике наводится помеха от магнитного поля вращающихся шин токоподвода.

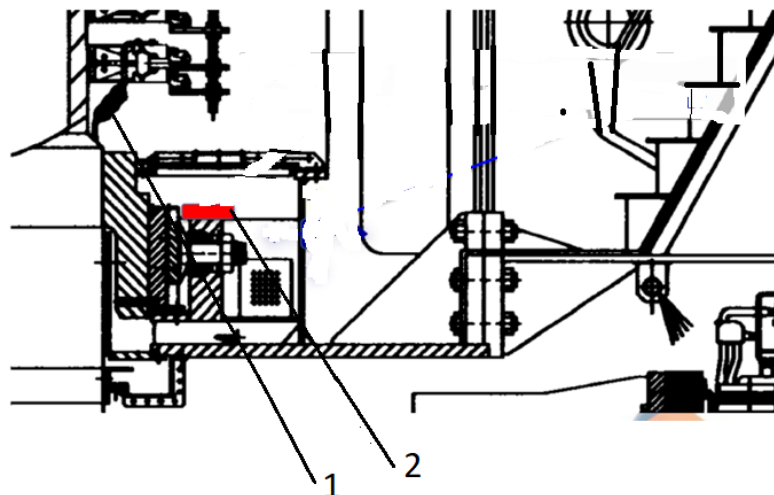


Рисунок 3 – Установка датчика на генераторном подшипнике

Осциллограммы, снятые на СШГЭС и на Красноярской ГЭС приведены на рисунке 4. Информационный сигнал искажает помеха, совпадающая по частоте. Типичная траектория центра вала показана на годографе, представленном на рисунке 5.

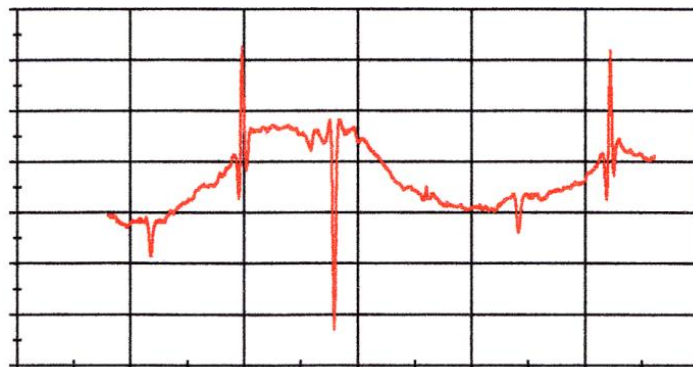
На холостом ходу агрегата (генератор возбужден) наблюдается искажение осциллограммы колебания вала помехой (рисунок 6). На холостом ходу агрегата (генератор не возбужден), годограф соответствует реальному сигналу выделено желтым цветом на рисунке 7.

Вывод. Необходимо возвращаться к установке емкостного датчика вне подшипника. Место установки должен указать завод изготовитель подшипника.

Проблема 2. Измерения вибраций опорных узлов гидроагрегатов.

В ПАО «РусГидро» разработаны «Временные методические указания по мониторингу и контролю вибрационного состояния гидроагрегатов, оснащенных стационарными системами вибродиагностики». В разные годы нормы были представлены в «Методиках испытаний по определению вибрационного состояния гидроагрегатов ГЭС» [1] –[5]. ГОСТ Р 70810-2023 Гидроэлектростанции. Гидроагрегаты. Эксплуатационный контроль вибрационного состояния опорных узлов.

Красноярская ГЭС
Колебания вала



Саяно-Шушенская ГЭС
Колебания вала

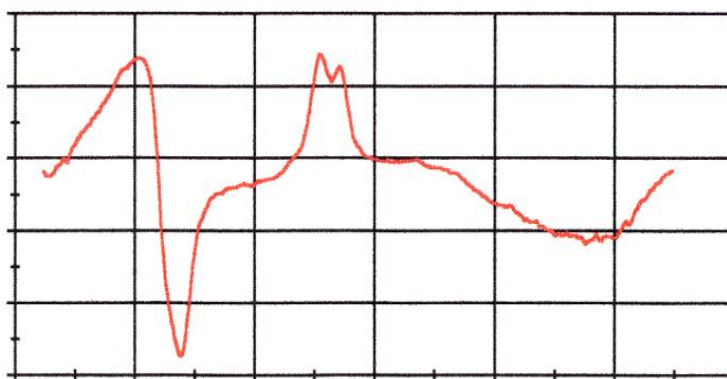


Рисунок 4 – Осциллограммы, записанные вихретоковыми датчиками

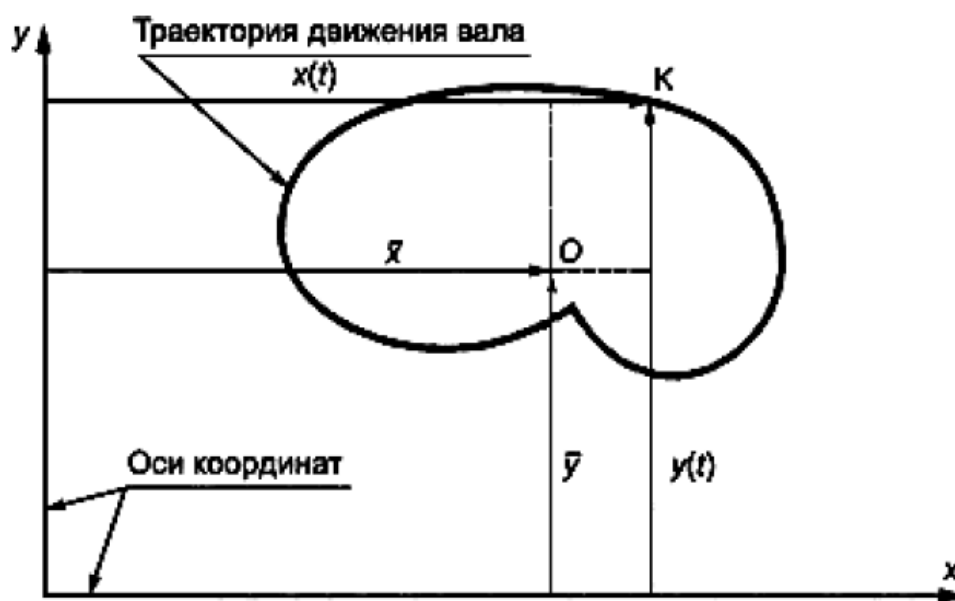


Рисунок 5 – Годограф траектории центра вала

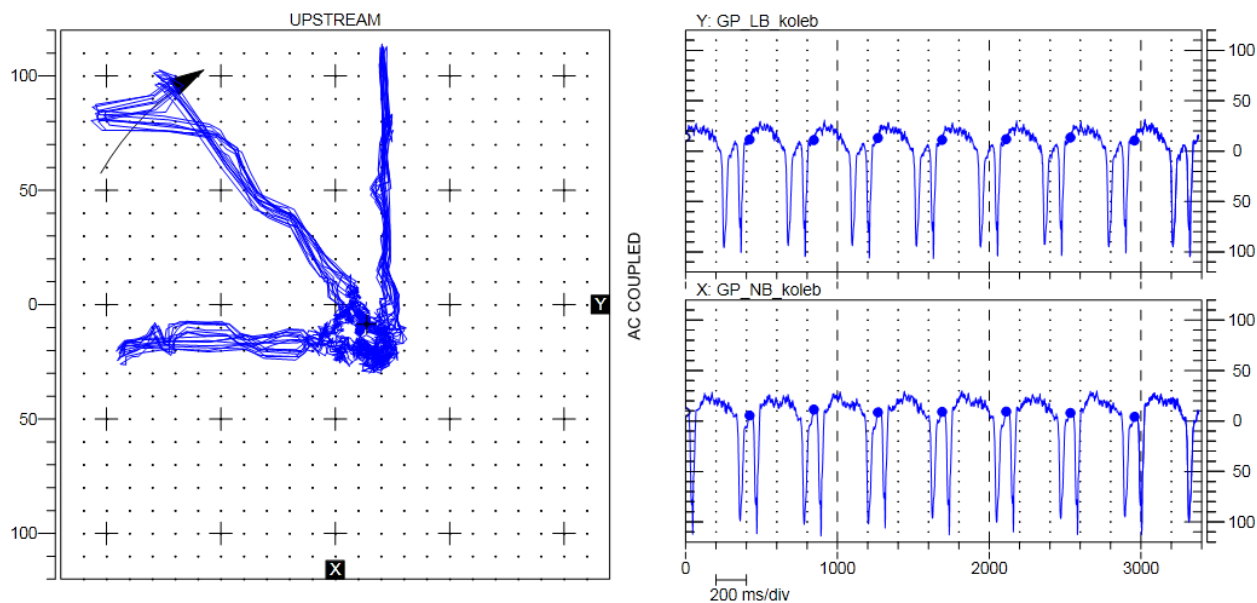


Рисунок 6 – Осциллограммы колебания вала

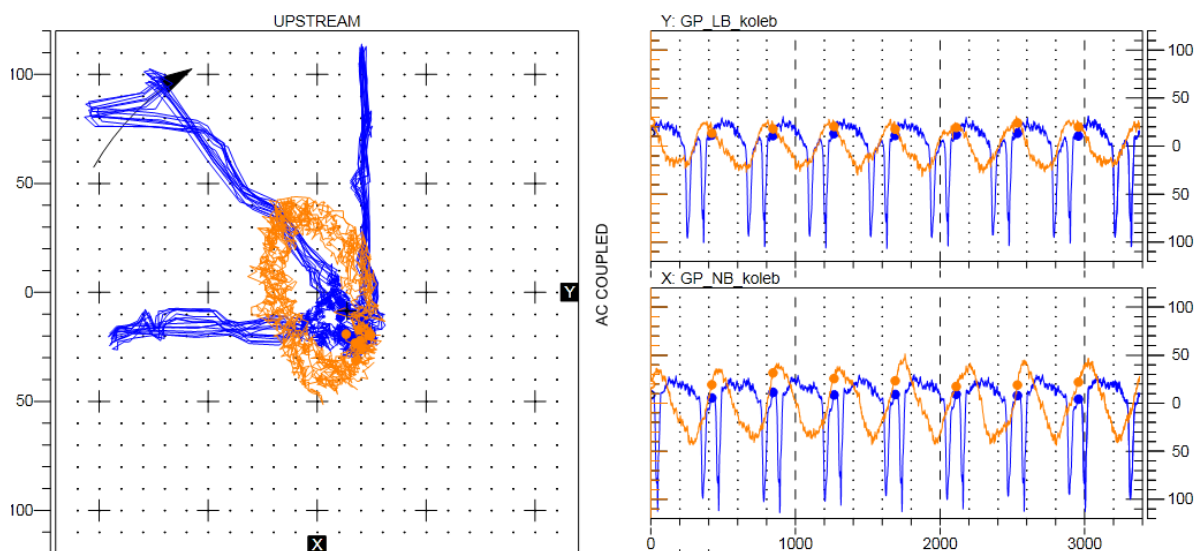


Рисунок 7 – Годограф агрегата на холостом ходу
(генератор не возбужден - желтый, возбужден - синий)

Нормы не отвечают современным требованиям. Созданные в прошлом веке критерии копировались через 10 лет и сохранились в наше время. Единственным изменением это расширение критериев по амплитуде размаха вибраций.

В результате требования контроля вибрационного состояния гидроагрегатов не учитывают основные конструктивные особенности гидроагрегатов:

1. Тип рабочего колеса.
2. Диаметр.
3. Напор.
4. Режим работы.
5. Разброс конструктивных и энергокавитационных параметров.

Анализ амплитудно-частотного спектра показывает, что не всегда корректно выполнять оценку уровня вибраций по среднему значению. Существуют режимы работы гидроагрегатов (как правило, при высоких напорах), где полоса частот –I, частотной характеристики гидроагрегата (рисунок 8) заполнена помехами.

Это говорит о том, что существуют проблемы оценки вибрации опорных узлов.

Проблема 1. В гидроэнергетике России принят параметр измерения вибрации -виброперемещение. Датчиками для абсолютных измерений опорных узлов гидроагрегата применяются акселерометры (виброускорение) и велосиметры (виброскорость). Эти датчики имеют нижний предел измерений рабочих диапазонов частот 0,2 Гц и 0,5 Гц соответственно. Для перевода в виброперемещение требуется двукратное интегрирование параметра виброускорение и однократного-виброскорость. Интегрирование может быть выполнено в аналоговой или цифровой форме. Но, после интегрирования нижний предел рабочих частотных диапазонов датчиков при измерении виброперемещений составляет 2 Гц.

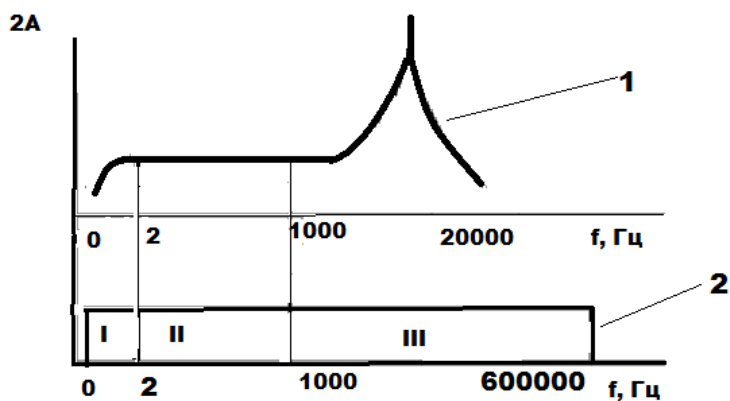


Рисунок 8 – Совмещенная амплитудно-частотная характеристика датчика пьезоакселерометра (ускорение) (1) и частотная характеристика гидроагрегата (2).
I – «полоса помех»; II – рабочая полоса датчика; III – полоса частот содержащая кавитационные возмущающие силы

В исследованиях фирмы ОРГРЭС по теме «Использование современной виброаппаратуры для контроля вибрационного состояния гидроагрегатов», указывается, «аппаратура не должна иметь искажений при наличии ударных и

высокочастотных (свыше 200 Гц) воздействий со стороны объекта, вибрация которого измеряется (например, крышка турбины). Однако, на практике оказалось, что большинство датчиков не пригодно для измерения вибрации на гидроагрегатах ГЭС. Причина этого свойства измерительных каналов, использующих в качестве датчиков пьезоакселерометры, которые воспринимают виброускорение.

На низких частотах 0,2-2 Гц сигнал настолько слаб, что «тонет» в шумах и помехах, которые всегда присутствуют при измерениях вибрации на гидротурбине. Поскольку всё нормирование вибрации на гидроагрегатах осуществляется в виброперемещениях, необходимо двойное интегрирование, являющееся источником дополнительных погрешностей. Все это является источником ошибок при измерениях на частотах близких к обратным частотам гидроагрегатов и приводит к неудовлетворительным результатам при измерениях.

ОРГРЭС производила проверки и испытания приборов различных фирм на многих ГЭС, при этом часто результат испытания приборов был неудовлетворительный. Так при вибрации (размаха виброперемещений) на обратной частоте гидроагрегата порядка 100 мкм, что в пределах норм, проверяемые приборы показывали 300-500 мкм, что является недопустимым состоянием. При этом показания таких приборов были неустойчивы.

При определенных напорах в измерительный процесс добавляются искажения, вызванные совпадением частоты резонанса датчика и частот кавитационных процессов, толчков в проточной части агрегата.

Исследования ОРГРЭС рекомендуют применять датчики ИВП фирмы ООО «ИР ЛИИ СПб» или ДВП фирмы ООО «НПФ ВИБРОН».

Проблема 2.

Измерения вибрации гидроагрегатов, как правило, проводят в полосе 1 – 200 Гц. Анализируя амплитудно-частотный спектр вибросигнала (виброперемещение) с полосой частот измерения от 1 до 200 Гц, мы охватываем информационные частоты:

1. Обратную и двойную обратную частоты.
2. Частоту колонн статора.
3. Частоту лопаток направляющего аппарата.
4. Полосную частоту.
5. Собственные частоты узлов агрегата (при наличии в этой области)

При этом опыт измерений показывает - попытка снизить нижнюю границу измерений низких частот (даже до $f = 0,6$ Гц) и измерить колебания «жгута» приводит к таким размахам вибрации, которые не могут быть в турбине (применялись пьезоакселерометры, велосиметры). Соответственно в отчетах анализ полосы 0,2 - 2 Гц, как правило, замалчивается.

В этой полосе «полосе помех» нас интересует вклад в вибрации агрегата пульсаций давления с частотой жгута, пульсаций потока, нестационарности в

проточной части турбины, собственные частоты проточной части, пульсации высоких частот. Такой инструментальный контроль был бы хорошим помощником в отыскании слабых мест агрегата. Решением проблемы эксплуатационного контроля «полосы помех» считаем применение датчиков пульсации давления.

Величина помехи зависит от напора, режима нагрузки, кавитационных свойств гидроагрегата.

Предлагаемые решения проблемы.

Рекомендации фирмы Брюль и Кьер [2]. При работе в области низких частот нежелательное влияние высокочастотных колебаний резонанса акселерометра можно устранить при помощи механических фильтров. Установка демпфирующих прокладок между объектом измерения и датчиком. Такие фильтры не помогают.

Следующим решением выделение рабочей полосы фильтрами. При этом возникает следующая проблема.

Проблема 3. Некорректно снятые данные в «области помех» искажают общий сигнал, и оценки состояния по среднему уровню приводят к грубым ошибкам. Рассмотрим это на примерах. При оценке состояния агрегата по общему уровню требуется среднее значение вибросигнала. Существующие нормы не указывают полосу частот вибросигнала для контроля состояние агрегата. А это очень важно!

Измерим среднее значение одного и того же вибросигнала в разных диапазонах частот. Пример 1. На рисунке 9 указан сигнал виброперемещения в полосе частот 0,2 – 200 Гц.

Измерительный канал, использует в качестве датчика пьезоакселерометр, который воспринимает виброускорение. Для получения виброперемещения в канале предусмотрено двойное интегрирование аналогового сигнала.

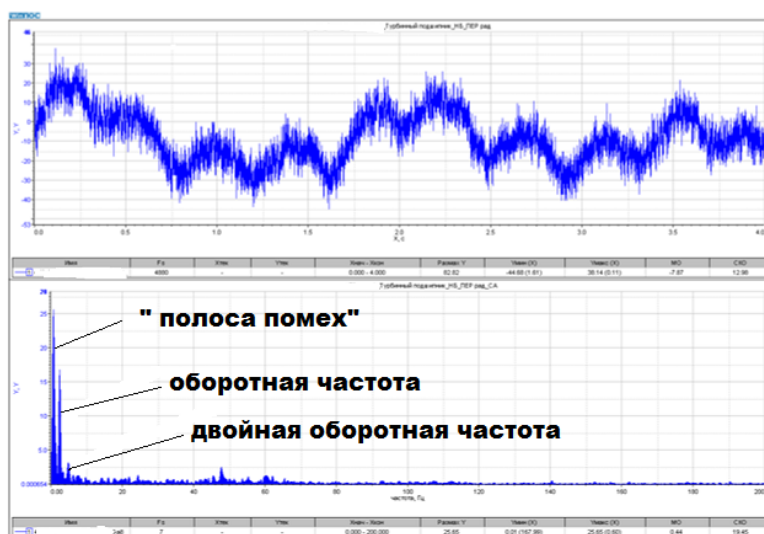


Рисунок 9 – Сигнал виброперемещения в полосе частот 0,2 – 200 Гц

Вибросигнал неустойчив. Среднее значение размаха амплитуды колебаний составляет 70 мкм.

Пример 2. Рассмотрим этот же вибросигнал в полосе от 2 до 200 Гц (рисунок 10).

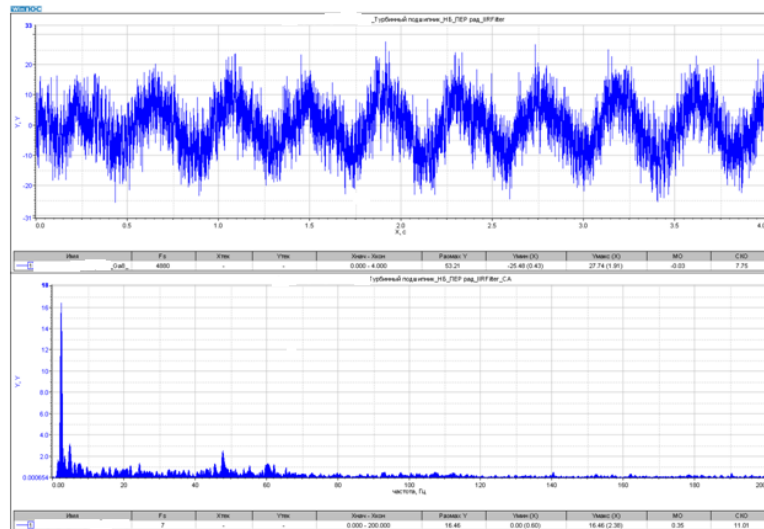


Рисунок 10 – Сигнал виброперемещения в полосе частот 2 – 200 Гц

Вибросигнал устойчив. Среднее значение размаха амплитуды колебаний составляет 40 мкм. «Полоса помех» вырезана фильтром.

Пример 3. Рассмотрим этот же вибросигнал в полосе от 10 до 200 Гц (рисунок 11).

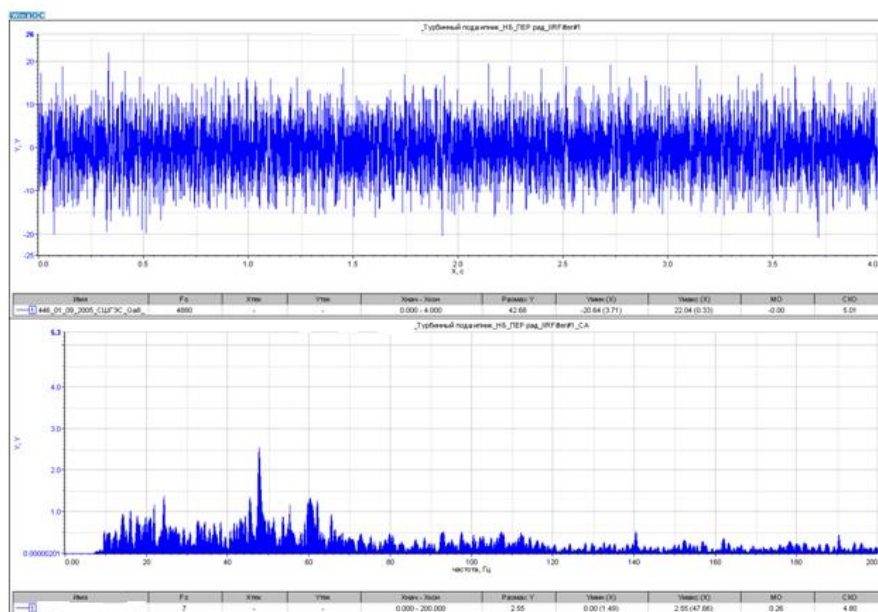


Рисунок 11 – Сигнал виброперемещения в полосе частот 10 – 200 Гц

Вибросигнал устойчив. Среднее значение размаха амплитуды колебаний составляет 20 мкм. Замечательный вибросигнал, жаль, что контролирует мало информационных частот.

Получено три результата обработки одного и того же вибросигнала, наиболее приближен к истине результат 2, если не учитывать полезные частоты «полосы помех».

В датчиках ИВП, ДВП применяются эти два приема. Фильтры и жидкостное или механическое демпфирование его колебательной системы. Удары вырезаются.

Выделение полезных составляющих из общей суммы зарегистрированных сигналов или максимальное подавление шумов и помех в информационном сигнале при сохранении его полезных составляющих является одной из основных задач первичной обработки сигналов (результатов наблюдений).

Дело в том, что оценки вибрационного состояния оборудования (по общему уровню) по показаниям датчиков с неудовлетворительными техническими характеристиками связана, по-видимому, с незнанием и непониманием разработчиками природы гидравлических и кавитационных нагрузок в гидротурбинах, зависящих от режима работы турбины.

Выводы.

Предлагается разделить на полосы частотную характеристику гидромашины и создать нормы по эксплуатационному контролю вибрационного состояния для каждой полосы.

1. Рабочая полоса частот датчика по параметру виброперемещение не охватывает диапазон частот 0,1 - 200 Гц. Такого вибродатчика нет. Технически мы не можем получить полную картину вибрационного состояния гидроагрегата и соответственно по нормам определить его оценку. Поэтому, полосу частот 0,1 - 1 Гц предлагается отдельно контролировать датчиками пульсации давления. Для этого потребуются нормы допустимых пульсаций.

2. Оценивать по амплитудно-частотной характеристике вибросигнала. В полосе частот 1 - 200 Гц оценку вибраций производить по составляющим гармоник и по среднему сигналу. Размах среднего сигнала рассчитывать по формуле:

$$d = \sqrt[2]{d_o^2 + d_{2o}^2 + d_{лон}^2 + d_{лп}^2 + d_k^2 + d_{пол}^2},$$

где учитывается размах оборотной вибрации, двойной оборотной, лопастной, лопаточной, колебаний колон статора, полюсной частоты, собственных частот (при наличии).

Выполнив такую выборку, мы получим одновременно фильтр от помех в сигнале и выжимку в виде суммы возмущающих сил соответствующих определенной частоте. Эти частоты изучены. В случае выявления новых добавлять их в ряд.

Список источников

1. Методика испытаний по определению вибрационного состояния гидроагрегатов ГЭС. – М. – СПО ОРГРЭС, 1974.
2. Эксплуатационный циркуляр Ц-04-84(Э). О контроле вибрационного состояния гидроагрегатов. – М. – 1984.
3. Эксплуатационный циркуляр Ц-04-96(Э). О контроле вибрационного состояния гидроагрегатов. – М. – 1996.
4. РД 34.31.303-96. Методические указания по эксплуатационному контролю вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегатов: Утверждены Департаментом науки и техники 23.05.96. – <https://www.hydropower.ru/> (дата обращения 1.03.2024).
5. СТО 17330282.27.140.001-2006. Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций. Приложение «И». – <https://www.hydropower.ru/> (дата обращения 1.03.2024).
6. Использование современной виброаппаратуры для контроля вибрационного состояния гидроагрегатов СПО ОРГРЭС, 2002. – <https://www.hydropower.ru/> (дата обращения 1.03.2024).
7. Измерение и анализ механических колебаний. – М.: Технический Центр Компании Брюль и Кьер, 2007. – 41 с.
8. МЭК 994:1991. Указания по натурным измерениям вибраций и пульсаций в гидравлических машинах (турбинах, насосах ГАЭС и насос-турбинах). - <https://www.hydropower.ru/> (дата обращения 1.03.2024).
9. Завьялов, П.С. Анализ пульсационных характеристик высоконапорных радиально-осевых гидротурбин / П.С. Завьялов, А.В. Бондаренко, А.М. Гришин // Гидравлические машины. – ХПИ. – вып.18. – 1984. – с. 94-97.
10. Прокопенко, А.Н. Определение жесткостей подшипников гидроагрегата во всем диапазоне режимов / А.Н. Прокопенко, Л.Л. Смелков // Труды ОАО «НПО ЦКТИ». – 2002. – вып. 291. – С. 107-111.
11. Смелков, Л.Л. Принципы построения норм на вибрацию гидроагрегатов / Л.Л. Смелков, И.П. Иванченко, Ю.И. Рабин, А.Н. Прокопенко // Тяжелое машиностроение. – Вып. 8. – М. – 1991. – С. 28-31.
12. Problems of hydraulic machine evaluation according to the tests results
To cite this article: A. Klyukach and M. Noskov 2018 IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 456 012048.

А. М. Жуковская¹, Е. А. Крылова¹

Научный руководитель:

А. А. Ачитаев^{1,2} канд. техн. наук, доцент

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

ООО «Гармоникс»²

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРЕДИКТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС

Предиктивная диагностика основного оборудования гидроэлектростанций (ГЭС) поддерживает надёжность и эффективность работы энергетических систем. В данной статье мы рассмотрим различные методы анализа, используемые для предсказания потенциальных отказов и оптимизации технического обслуживания оборудования ГЭС. Мы рассмотрим современные технологии и подходы, которые помогают оперативно выявлять проблемы и предотвращать аварийные ситуации на гидроэлектростанциях.

Ключевые слова: *предиктивная диагностика, гидроэлектростанции, ГЭС, анализ, методы моделирования SVM, метод моделирования на основе подобия SBM, математическое моделирование, прогнозирование, квантильный метод, ультразвуковая и тепловизионная диагностика, мониторинг.*

A. M. Zhukovskaya¹, E. A. Krylova²

Scientific supervisor:

A. A. Achitaev¹ Candidate of Technical Sciences, Associate Professor

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

ООО «Harmonix»²

ANALYSING METHODS OF PREDICTIVE DIAGNOSTICS OF THE MAIN EQUIPMENT OF HYDROELECTRIC POWER PLANTS

Predictive diagnostics of major hydroelectric power plant (HPP) equipment supports the reliability and efficiency of power systems. In this article, we will review various analysis methods used to predict potential failures and optimise maintenance of HPP equipment. We will review current technologies and approaches that help to promptly identify problems and prevent accidents in hydroelectric power plants.

Keywords: *predictive diagnostics, hydroelectric power plants, HPPs, analysis, SVM modelling methods, SBM similarity-based modelling method, mathematical modelling, prediction, quantile method, ultrasonic and thermal imaging diagnostics, monitoring.*

Предиктивная диагностика – это инновационный подход к обслуживанию оборудования, который позволяет прогнозировать отказы и неисправности до их возникновения на основе анализа данных и использования современных технологий, таких как искусственный интеллект, аналитика данных и т.д. Этот метод значительно повышает эффективность обслуживания, снижает риски простоев (снижает время простоя оборудования) и аварийных ситуаций.

Предиктивная диагностика основана на применении современных технологий и алгоритмов машинного обучения для наблюдения за состоянием оборудования и прогнозирования возможных сбоев. А традиционная диагностика, в свою очередь, обычно включает в себя ручную проверку состояния оборудования и анализ статистических данных.

В отличие от традиционной диагностики, предиктивная диагностика предполагает анализ больших объемов данных, чтобы выявить скрытые закономерности и предсказать возможные отказы.

Это позволяет оперативно предпринимать меры по предотвращению проблем и увеличивает надежность работы энергетических систем. Так же увеличить срок службы оборудования, оптимизировать производственные процессы и повысить безопасность работы энергетических установок.

Ниже приведены пункты с основными направлениями диагностики и некоторыми примерами их использования на станциях.

1. Мониторинг состояния гидроагрегатов: системы мониторинга и диагностики могут использоваться для непрерывного контроля состояния гидроагрегатов, а точнее турбины, генераторы, подшипники и другие ключевые компоненты. Анализ данных проводится для выявления потенциальных проблем, таких как износ, и для принятия мер по предотвращению возможных поломок. Данные могут быть различные: вибрации, температура, давление, расход воды и другие характеристики. Первые признаки неисправности обнаруживаются путем выявления отклонений в работе оборудования от цифровой модели его нормального состояния.

2. Диагностика – выявление с помощью экспертов или программных алгоритмов причин отклонений фактических параметров оборудования от смоделированных параметров;

3. Моделирование – использование статистических методов моделирования для создания моделей узлов оборудования. С помощью него

можно заранее изучить риски аварий, чтобы принять меры по их предотвращению и обеспечить безопасную эксплуатацию;

4. Прогнозирование – исходя из информации о текущем состоянии оборудования и его функционировании, специалисты имеют возможность применять методы машинного обучения и статистические модели с целью предсказания вероятных отказов и выхода оборудования из строя. Тем самым заранее спланировать профилактическое обслуживание и замену деталей, с целью минимизировать время простоя и повысить надежность оборудования;

5. Реагирование – планирование воздействий на оборудование [1, с. 9]

Фундаментом для разработки и аналитике данной системы служат исторические данные и данные реального времени. На их основе происходит сравнение и получают статистические модели, из которых, в свою очередь, происходит предсказание вероятных результатов работы диагностируемого оборудования.

На начальном этапе построения модели получают достаточный объём исторических данных с датчиков, установленных на объекте диагностирования. В идеальных условиях данные должны быть предоставлены за период от полугода до года и состоять из показаний со всех датчиков, а также всех производственных параметров. [2, с. 366]

В наше время для предиктивной диагностики оборудования широко применяются методы математического моделирования и анализа данных. Это позволяет оценить вероятность различных сценариев развития событий, определить оптимальное время для проведения ремонтных работ и принять решения на основе объективных данных. Рассмотрим два метода:

1. Метод моделирования SVM (Support Vector Machine)

За рекомендовался не только для мониторинга отдельных агрегатов, но и для сложных комплексов и парков оборудования. При этом метод SVM он обладает рядом преимуществ перед другими методами, среди которых следует отметить то, что для его реализации требуются сравнительно небольшие вычислительные ресурсы, а переобучение моделей может производиться моментально, в процессе мониторинга онлайн.

Одним из примеров внедрения автоматизированной системы предиктивной диагностики (АСПД) можно считать Братскую ГЭС, на 9-м гидроагрегате которой совсем недавно закончили установку данной системы. Которая отслеживает более 200 параметров и сравнивает их с штатным режимом работы, заложенным в алгоритмы. При обнаружении изменений значений параметров гидроагрегата заблаговременно подаётся сигнал персоналу ГЭС. И по результатам работы тестовой модели SVM был определён момент начала развития аномалий в узле за 50 дней до обнаружения фактического повреждения [1, с. 13]

2. SBM (Stokhastic Block Model) – метод моделирования на основе подобия

Метод предназначен для анализа работы технического оборудования на предмет отклонений от нормальной работы. Модель работы строится на нормальных параметрах режима работы оборудования. Основа метода – матрица допустимых состояний оборудования. Составляется из сочетаний параметров, встречающихся в истории наблюдений. Многомерность равна количеству параметров модели.

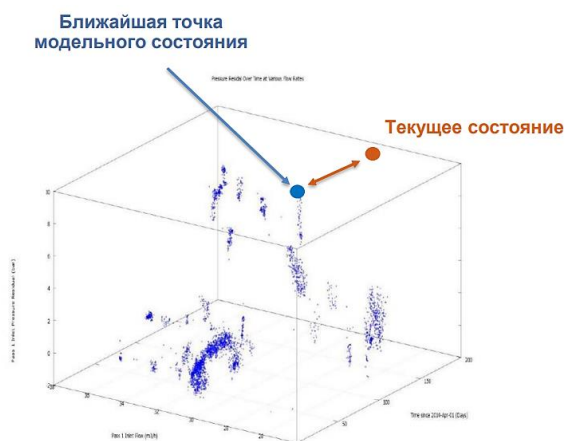


Рисунок 1 – Пример векторов, описывающих текущее состояния системы, на матрицу «нормальных» состояний системы

Любая новая точка набора измерений определяется в многомерном пространстве в виде вектора. По степени его удалённости от модели определяется наличие отклонения.

На станции данный метод может помочь в анализе потоков энергии и определении наиболее эффективных путей передачи энергии, выявлении узких мест в системе, идентификации возможных проблем или улучшений.

3. Квантильный метод

Данный метод может быть применен в службе по планированию обслуживания и ремонта на гидроэлектростанции. Он позволяет оценить вероятность возникновения отказа оборудования или системы на основе статистических данных и анализа квантилей распределения. Помогает определить критические точки, на которых вероятность отказа оборудования становится значительно выше. Что в свою очередь помогает разработать оптимальные планы обслуживания и ремонта, учитывая риски и вероятность отказов.

Также квантильный метод может быть использован для определения необходимых запасов запасных частей и материалов, чтобы минимизировать время простоя оборудования в случае отказа.

4. Многокритериальный эволюционный алгоритм с адаптивным референтным вектором (MaOEA-ARV)

MaOEA-ARV, данный алгоритм может определять несколько критериев, которые используются для оценки состояния ГЭС. К примеру, это могут быть критерии, связанные с эффективностью работы оборудования, минимизация затрат, надежностью системы, безопасностью и экономическими показателями.

MaOEA-ARV могут использоваться для оптимизации работы гидроэлектростанций в режиме реального времени с учетом текущих условий и требований.

5. Ультразвуковая и тепловизионная диагностика

Данные могут быть применены в службе по техническому обслуживанию и диагностике оборудования на гидроэлектростанции.

Ультразвуковая диагностика используется для обнаружения утечек, трещин, износа и других дефектов в различных системах и оборудовании, таких как турбины, насосы, трубопроводы и т.д. Этот метод позволяет выявить проблемы на ранней стадии и предотвратить возможные аварии.

Тепловизионная диагностика, в свою очередь, позволяет обнаружить перегревы, неравномерное распределение температуры, неплотности и другие аномалии в работе оборудования. Этот метод особенно эффективен для мониторинга работы электрических систем, подшипников, изоляции и других элементов.

Все эти методы помогают в предупреждении и диагностики проблем с оборудованием до выхода из строя. Это помогает компаниям сократить время простоя оборудования, повысить надежность и производительность при одновременном снижении затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание.

Так же важно отметить, что предиктивная диагностика требует комплексного подхода и взаимодействия специалистов различных областей – инженеров, гидрологов, программистов и других. Только таким образом можно обеспечить надежную работу сооружений, минимизировать риски аварий и обеспечить их долгосрочную эксплуатацию.

Система предиктивной диагностики реагирует на развитие дефекта значительно быстрее, чем АСУТП, что обеспечивает дополнительное время для анализа ситуации и принятия необходимых мер.

Таким образом, предиктивная диагностика может значительно повысить надежность, эффективность и безопасность работы гидроэлектростанций.

Список источников

1. Гидроэлектростанции в XXI веке: Сб. материалов X Всерос. науч.-практ. конф. молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов и школьников: 24-28 апреля 2023 г. [Текст]: сборник / Саяно-Шушенский филиал, Сибирский федеральный университет; отв. за выпуск А.В. Толмачев. – Саяногорск; Черемушки: СШФ СФУ, 2023. – 466 с.

2. Брюхова, А.А. Проблемы предиктивной диагностики и анализа / А. А. Брюхова, Т. Н. Костюнина // Технические науки. – 2023. – № 7. – С. 335-338. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-predektivnoy-diagnostiki-i-analitiki> (дата обращения: 31.03.2024).

УДК 621.313.322-82

А. М. Грек¹

Научный руководитель:

А. А. Ачитаев¹ канд. техн. наук, доцент

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС

В статье рассматривается применение методов машинного обучения для диагностирования технического состояния основного оборудования Саяно-Шушенской ГЭС.

Ключевые слова: диагностика, машинное обучение, дефект, обмотка статора, тепловой контроль.

A. M. Grek¹

Scientific supervisor:

A. A. Achitaev¹ Candidate of Technical Sciences, Associate Professor

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

APPLICATION OF MACHINE LEARNING METHODS FOR DIAGNOSING THE MAIN EQUIPMENT OF THE SAYANO-SHUSHENSKAYA HPP

The article discusses the application of machine learning methods for diagnosing the technical condition of the main equipment of the Sayano-Shushenskaya HPP.

Keywords: diagnostics, machine learning, defect, stator winding, thermal control.

В настоящее время активно развивается применение машинного обучения [1] для диагностирования технического состояния оборудования ГЭС. При этом реальных примеров выявления дефектов с помощью машинного обучения очень мало, поскольку дефекты происходят достаточно редко в силу специфики оборудования.

Рассмотрим применение машинного обучения для диагностирования основного оборудования Саяно-Шушенской ГЭС на реальном дефекте.

Дефект произошел в системе охлаждения обмотки статора гидрогенератора, который заключался в закрытой задвижке в напорном коллекторе системы охлаждения обмотки статора, из-за чего по одной из ветви не протекал дистиллят для охлаждения обмотки, вследствие чего обмотка статора стала перегреваться. Аварийный останов гидроагрегата примем за точку начала отсчета времени.

С момента включения в сеть до аварийного останова гидроагрегата прошло 45 минут. При достижении предупредительной уставки $K1$ системой теплового контроля был выдан предупредительный сигнал. Через 5 минут после этого была достигнута аварийная уставка $K2$, вследствие чего был произведен аварийный останов гидроагрегата. График температуры обмотки статора представлен на рисунке 1.

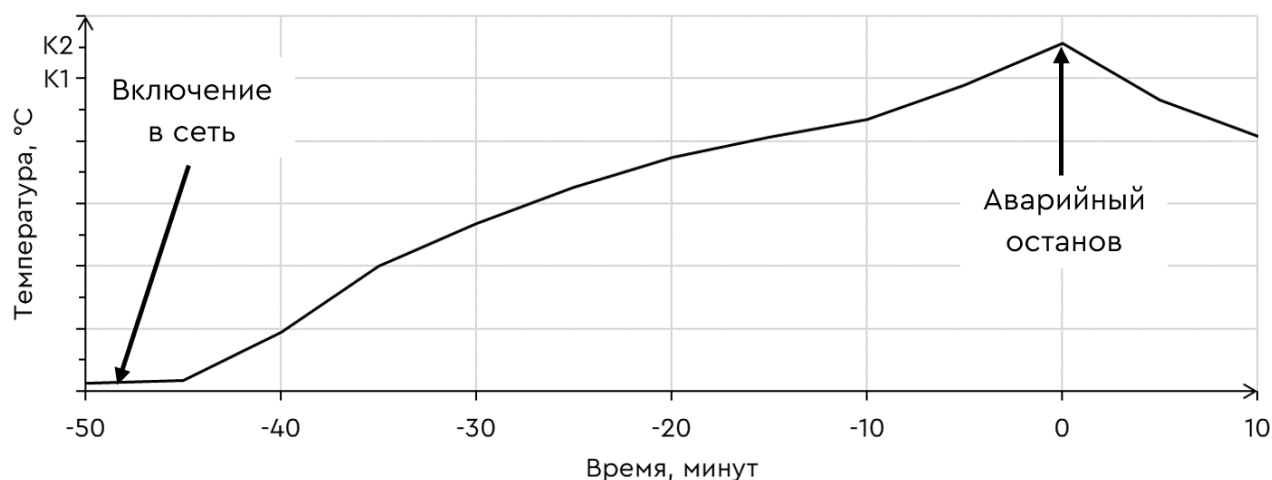


Рисунок 1 – График температуры обмотки статора

При возникновении и развитии дефекта главная проблема заключалась в отсутствии времени на реагирование и принятие решения для предотвращения дальнейшего развития дефекта и последующего аварийного останова, поскольку между предупредительным и аварийным сигналами прошло всего 5 минут.

Рассмотрим несколько вариантов решения этой проблемы.

При анализе сигналов из АСУТП было выявлено, что между сигналом «Средняя температура обмотки статора» и «Максимальная температура

обмотки статора» в течение года наблюдалась некоторая невязка, которая не превышала значения $K3$, но при возникновении дефекта невязка увеличилась в несколько раз, что видно из рисунка 2.

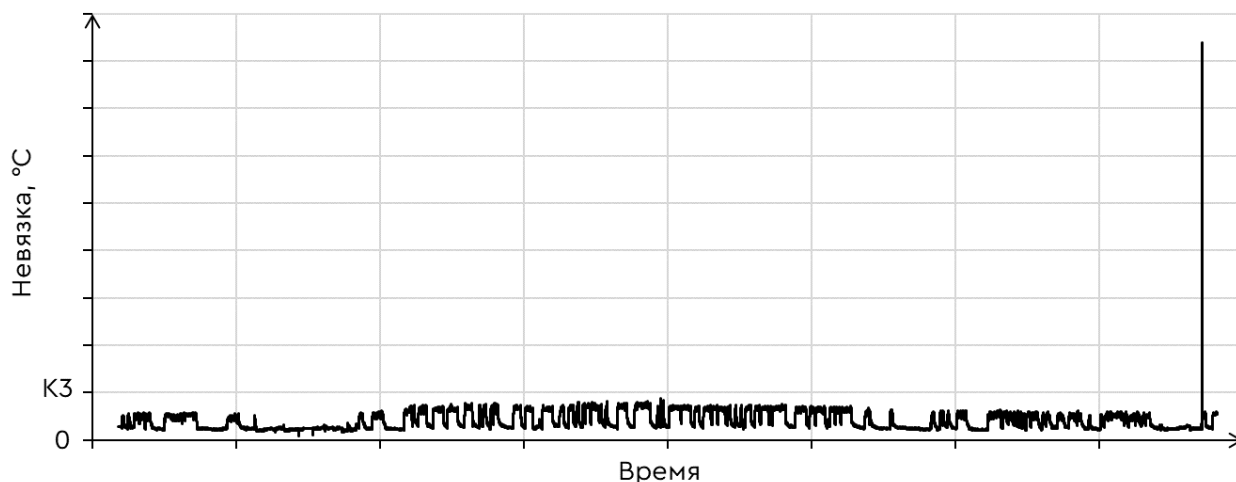


Рисунок 2 – Невязка в течение последнего года

Тогда первым вариантом решения проблемы является создание алгоритма, который будет отслеживать разницу между средней и максимальной температурой обмотки статора гидрогенератора. При превышении некоторой заданной уставки оперативному персоналу будет выводиться предупреждающий сигнал.

В данном случае, если принять уставку равной значению $K3$, то дефект был бы обнаружен за 40 минут до аварийного останова, что видно из рисунка 3.

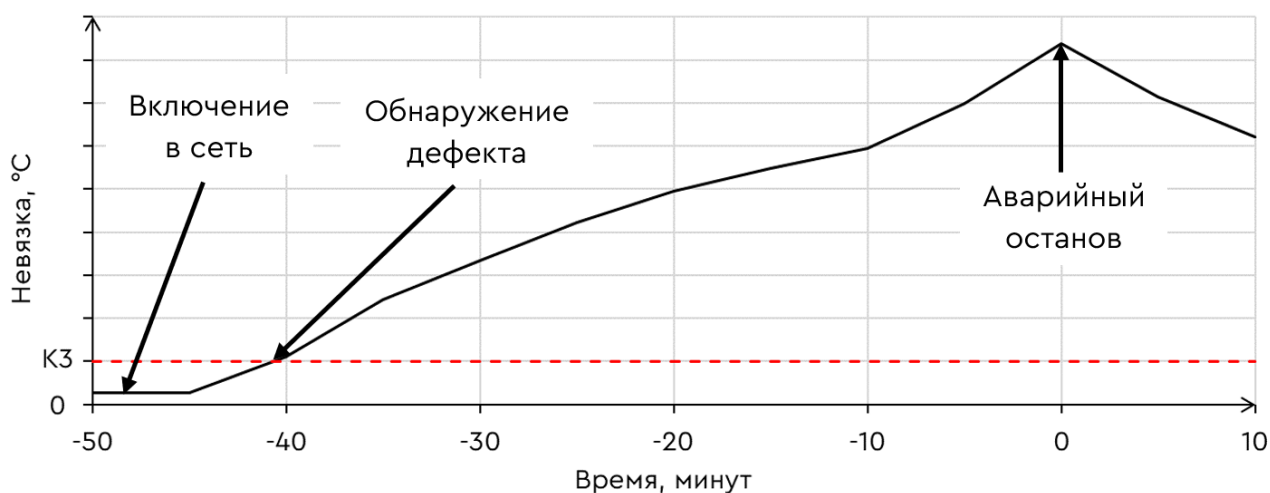


Рисунок 3 – Результат работы алгоритма

Преимуществом данного алгоритма является простота в реализации. Недостатком является то, что при общем повышении температуры обмотки статора данный алгоритм не сработает, поскольку и средняя, и максимальная температура обмотки статора будут расти пропорционально, и разница между ними увеличиваться не будет.

Работа алгоритма при пуске ГА при отсутствии дефекта представлена на рисунке 4.

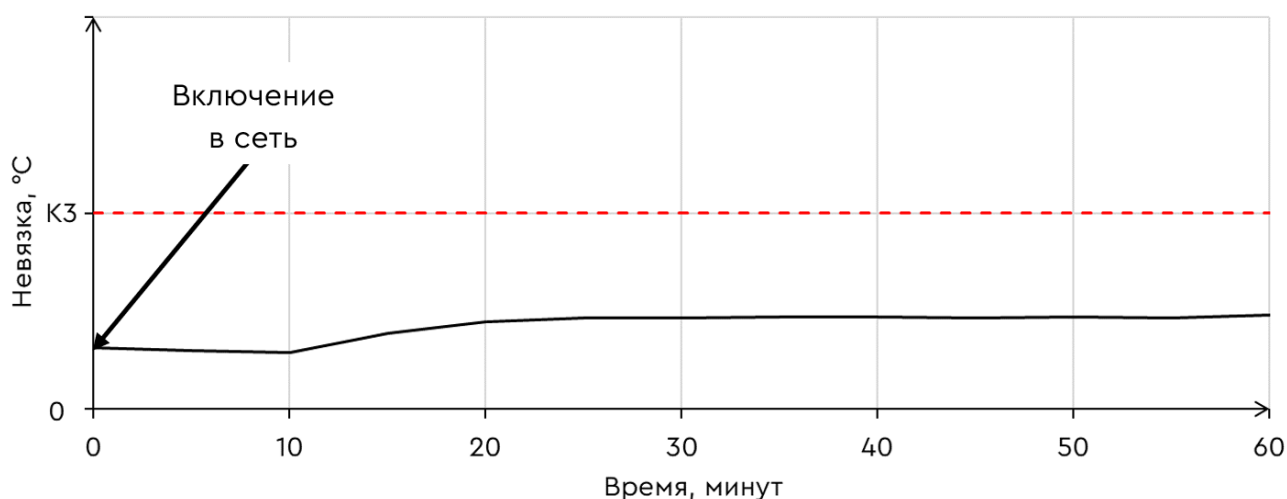


Рисунок 4 – Результат работы алгоритма при отсутствии дефекта

Вторым вариантом решения проблемы является создание модели машинного обучения на основе исторических данных о работе оборудования. В этом случае модель обучается максимально точно описывать допустимое состояние оборудования, и в случае возникновения любого дефекта, при котором будет наблюдаться отклонение в параметрах, данная модель выдаст предупреждающий сигнал.

В данном случае была создана модель линейной регрессии, написанная на языке программирования Python [2] с использованием библиотеки Scikit-learn [3]. В общем случае могут использоваться и другие методы машинного обучения, например, нейронные сети. Модель была обучена на наборе данных размеров в 1 год. В качестве признаков использовались режимные параметры: напор, квадрат тока статора, активная и реактивная мощность статора, а также температурные параметры: температура воды на входе в теплообменники. В качестве таргета использовалась максимальная температура обмотки статора. К набору данных были применены фильтры для отстраивания на 8 часов от включения агрегата в сеть и отстраивания от 1-й и 2-й зоны работы.

Средняя абсолютная ошибка в процентах (MAPE) [4] на обучающем наборе данных составила 2,16 %. В качестве уставки было выбрано значение максимального расхождения между моделью и фактическими значениями температуры обмотки статора.

При использовании такой модели машинного обучения дефект можно было бы обнаружить за 35 минут до аварийного останова, что видно из рисунка 5, где черная линия – фактические значения температуры, красная сплошная линия – модельные значения, а красная пунктирная линия – уставка.

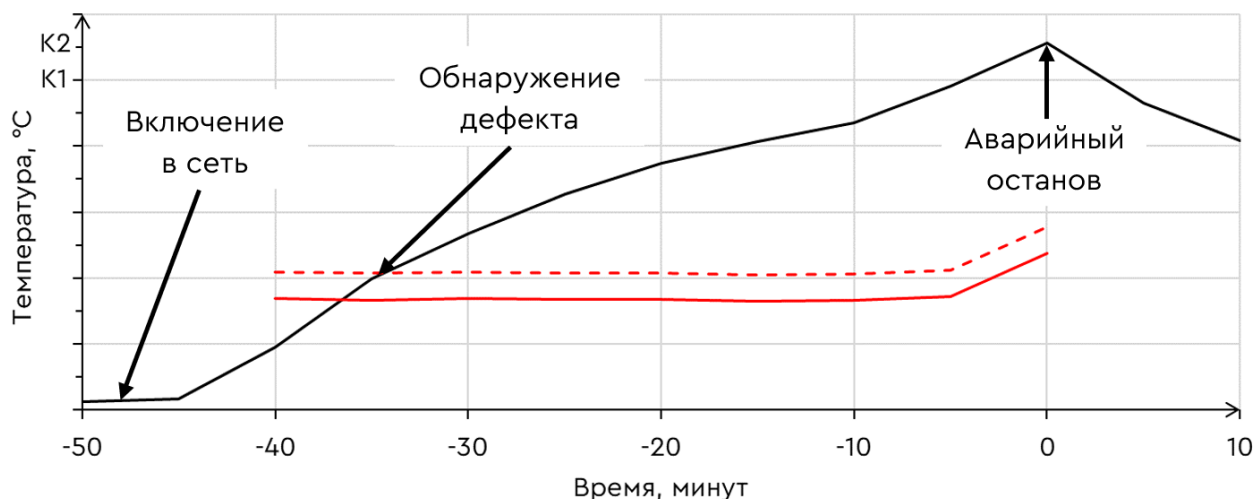


Рисунок 5 – Результат работы модели машинного обучения

Преимуществом такого решения является то, что алгоритм выдает предупреждение на основе исторических данных о работе оборудования, учитывая при этом взаимосвязи между параметрами. Также подобный подход можно масштабировать на другие узлы ГА, в результате чего совокупность подобных моделей может стать основой системы предиктивной диагностики. Недостатком же такого решения является сложность в реализации.

Работа модели машинного обучения при пуске ГА при отсутствии дефекта представлена на рисунке 6.

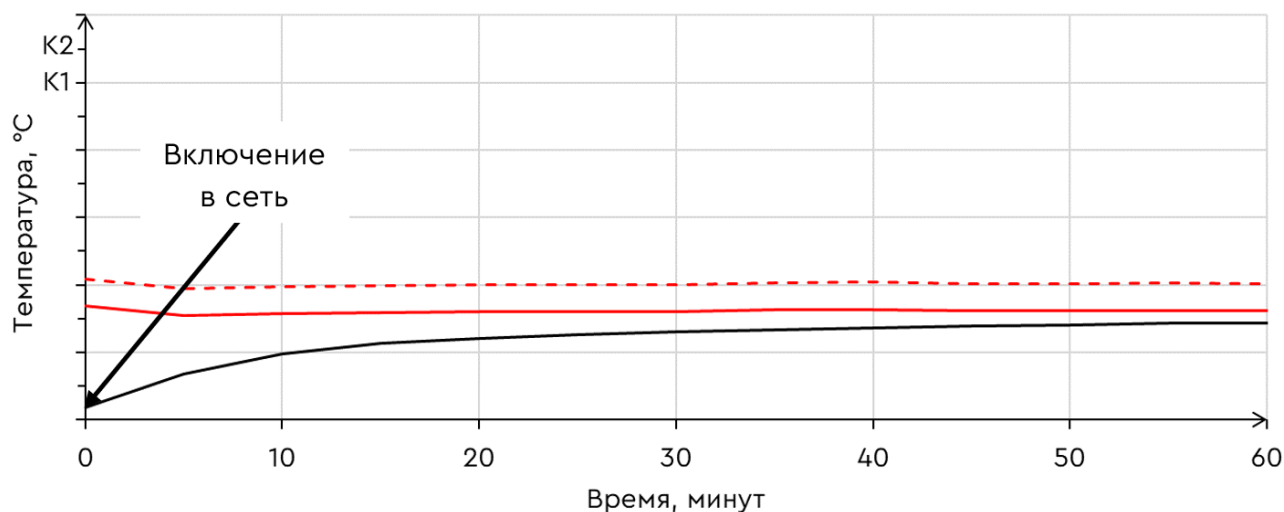


Рисунок 6 – Результат работы модели при отсутствии дефекта

Выводы

Оба варианта диагностирования оборудования, представленные в статье, работоспособны, при этом предпочтительнее вариант с использованием машинного обучения, поскольку в таком случае учитываются исторические данные и взаимосвязи между параметрами, а также данный алгоритм может послужить частью будущей системы предиктивной диагностики. Но поскольку реализация алгоритма с использованием машинного обучения более сложная, то в настоящее время можно внедрить алгоритм, отслеживающий невязку между средней и максимальной температурой обмотки статора.

В общем случае использование любого алгоритма позволяет выиграть порядка 35 – 40 минут, в течение которых оперативный персонал мог бы принять решение в отношении дальнейшей работы ГА, например, провести осмотр, в ходе которого дефект мог быть обнаружен и устранен. Если же при осмотре дефект не был бы найден, то оперативный персонал мог бы принять решение для планового останова ГА, тем самым не допустив аварийного останова ГА.

Список источников

1. Машинное обучение // Википедия : [сайт]. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Machine_learning (дата обращения: 15.02.2024)
2. Welcome to Python.org // Python.org : [сайт]. URL: <https://www.python.org> (дата обращения: 16.02.2024).
3. User guide: contents – scikit-learn 1.4.1 documentation // scikit-learn: machine learning in Python : [сайт]. URL: https://scikit-learn.org/stable/user_guide.html (дата обращения: 17.02.2024).
4. Оценка качества в задачах классификации и регрессии // Викиконспекты : [сайт]. URL: https://neerc.ifmo.ru/wiki/index.php?title=Оценка_качества_в_задачах_классификации_и_регрессии (дата обращения: 15.02.2024).

В. М. Овсянников¹

Академия водного транспорта Российского университета транспорта¹

**ОПИСАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА ЖУКОВСКОГО
С УЧЕТОМ СЛАГАЕМЫХ ВЫСОКОГО ПОРЯДКА МАЛОСТИ
УРАВНЕНИЯ НЕРАЗРЫВНОСТИ ЭЙЛЕРА**

Эйлер в 1752 году вывел дифференциальное уравнение неразрывности, которое содержит члены высокого порядка малости по времени деформации контрольной фигуры. Он уничтожил эти члены использованием предельных переходов стремления времени к нулю. Эта статья исследует физический смысл членов высокого порядка малости. Использование членов высокого порядка малости в волновом уравнении приводит к описанию генерации волн плотности и давления. Учет члена третьего порядка малости приводит к возникновению гидравлического удара Жуковского в трехмерном течении. Большая амплитуда вибраций ротора гидравлической турбины ГЭС может создать силу давления гидравлического удара, которая равна весу ротора турбины.

Ключевые слова: гидравлический удар, вибрации, уравнение неразрывности, члены высокого порядка малости, нелинейность компонент скорости по координатам.

V. M. Ovsyannikov¹

Department of Waterways, Ports and Hydraulic Structures Russian University of Transport¹

**DESCRIPTION OF ZHUKOVSKY'S HYDRAULIC SHOCK,
TAKING INTO ACCOUNT THE TERMS OF THE HIGH ORDER
OF SMALLNESS OF THE EULER CONTINUITY EQUATION**

Euler in 1752 derived a differential continuity equation that contains terms of a high order of smallness in the deformation time of the control figure. He annihilated these terms by using limit transitions as time tends to zero. This article explores the physical meaning of the terms of the high order of smallness. The use of terms of a high order of smallness in the wave equation leads to a description of the generation of density and pressure waves. Taking into account the term of the third order of smallness leads to the occurrence of the Zhukovsky hydraulic shock in a three-dimensional flow. The large amplitude of vibrations of the hydraulic turbine

rotor of a hydroelectric power station can create a hydraulic shock pressure force that is equal to the weight of the turbine rotor.

Keywords: *water hammer, vibrations, continuity equation, terms of high order of smallness, non-linearity of velocity components in coordinates.*

Введение

Общепринятое уравнение неразрывности жидкости из трех слагаемых всегда вызывало подозрения о его неполноте. В самом деле, классический вывод содержит шесть деформаций контрольной фигуры, вырезанной из движущейся жидкости. Это три деформации сжатия или расширения вдоль каждой из трех осей декартовой системы координат и три деформации сдвига вдоль этих осей. Приравнивание объема начальной, исходной фигуры и фигуры, получившейся в результате шести деформаций, дает уравнение сохранения количества вещества и производную от него по времени – уравнение неразрывности. Полное уравнение неразрывности должно отражать величины шести деформаций и содержать не менее шести членов, а оно содержит только три слагаемых оператора дивергенции

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \quad (1)$$

Здесь u, v, w – компоненты скорости вдоль осей x, y, z .

1. Появление в уравнении неразрывности членов высокого порядка малости при нелинейности поля скорости по координатам

О наличии в уравнении неразрывности членов высокого порядка малости писал Н. Е. Жуковский. В его магистерской работе о построении эллипсоида деформаций имеются слова, что уравнение неразрывности из трех слагаемых, которое мы все используем, выведено «с точностью до величин второго порядка малости», т. е. с их неучетом. Это написано в учебнике Кочин Н. Е., Кибель И. А., Розе Н. В. «Теоретическая гидромеханика» [1, с. 10].

Проведенные мной в 2006 г. геометрические построения по пути вывода уравнения неразрывности, указанному Н. Е. Жуковским, дали уравнение неразрывности, содержащее еще 12 дополнительных слагаемых высокого порядка малости по времени деформации контрольной фигуры. Было выведено уравнение неразрывности для несжимаемой жидкости и для сжимаемой. Вскоре уравнение неразрывности для несжимаемой жидкости с членами высокого порядка малости было обнаружено в первом варианте классической работы Эйлера 1752 г. «Principia motus fluidorum» (Принципы движения жидкости) [2, с. 11].

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} + (t - t_0) \left[\frac{\partial(u, v)}{\partial(x, y)} + \frac{\partial(v, w)}{\partial(y, z)} + \frac{\partial(w, u)}{\partial(z, x)} \right] + (t - t_0)^2 \frac{\partial(u, v, w)}{\partial(x, y, z)} = 0 \quad (2)$$

Здесь u, v, w - компоненты скорости вдоль осей x, y, z ; $t - t_0$ - интервал

времени деформации контрольной фигуры; $\frac{\partial(u, v)}{\partial(x, y)}$ и $\frac{\partial(u, v, w)}{\partial(x, y, z)}$ якобианы

поля скорости второго и третьего порядка соответственно.

Эйлер предельными переходами устремления времени к нулю исключил члены второго и третьего порядка малости из уравнения неразрывности, не выяснив их физического смысла. Как показали исследования последних лет, члены высокого порядка малости описывают возникновение вибраций жидкости при движении, возникновение уединенной возрастающей волны давления и проявление свойств жидкого гироскопа при вращательном движении. Волны могут образовываться только в сжимаемой жидкости. Уравнение неразрывности для сжимаемой жидкости с учетом членов высокого порядка малости было выписано мной в 2006 г.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial z} + (t - t_0) \rho \left[\frac{\partial(u, v)}{\partial(x, y)} + \frac{\partial(v, w)}{\partial(y, z)} + \frac{\partial(w, u)}{\partial(z, x)} \right] + \\ + (t - t_0)^2 \rho \frac{\partial(u, v, w)}{\partial(x, y, z)} = 0 \end{aligned} \quad (3)$$

Здесь ρ - плотность. Учет членов с приращением времени в первой степени показал, что круговое и винтовое движение жидкости не может не сопровождаться вибрациями. Жидкость не может вращаться, как твердое тело, не пульсируя. В экспериментах по круговому вращению жидкости это проявляется, как уход центра вращения с геометрической оси емкости.

В гидротурбине объем жидкости превышает объем ротора. Масса вращающейся воды тоже велика по сравнению с массой вращающегося ротора. Поэтому вибрации воды, возникающие за счет членов с якобианами второго порядка, передаются вращающемуся ротору и подшипникам его крепления.

Интенсивность возникающих вибраций вычисляется из решения волнового уравнения, полученного методом Лайтхилла акустической аналогии с учетом уравнения неразрывности (3)

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} - \left(\frac{1}{c_0^2} \right) \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = \rho_0 \left[\frac{\partial(u, v)}{\partial(x, y)} + \frac{\partial(v, w)}{\partial(y, z)} + \frac{\partial(w, u)}{\partial(z, x)} \right] +$$

$$+(t-t_0)\rho_0 2 \frac{\partial(u,v,w)}{\partial(x,y,z)} \quad (4)$$

Здесь c_0 – скорость звука, ρ_0 – термодинамическая плотность, p – звуковое давление. Интенсивность периодических синусоидальных колебаний зависит от суммы якобианов второго порядка

$$\frac{\partial(u,v)}{\partial(x,y)} + \frac{\partial(v,w)}{\partial(y,z)} + \frac{\partial(w,u)}{\partial(z,x)}$$

2. Физические свойства жидкого гироскопа

Проявление гироскопических свойств вращающейся жидкостью стала понятна широким кругам научной общественности с появлением на улицах моноколес. Гироскоп в виде моноколеса сильно сопротивляется изменению положения оси вращения. Ось отклоняется в направлении, перпендикулярном к направлению на нее силового воздействия.

Для поворота спортсмен переносит вес своего тела на одну сторону оси вращения. Ось моноколеса вместо отклонения в вертикальной плоскости, куда давит вес спортсмена, поворачивается в горизонтальной плоскости и направление движения спортсмена меняется. В вертикальной же плоскости возникает огромная сила сопротивления воздействию. Подобной явление происходит в гидротурбине ГЭС при возникновении больших вибраций оси ротора. Вращающаяся жидкость, сопротивляясь отклонению оси вращения, создает большое противодействие. Это давление, распространяясь по закону Паскаля равномерно по всем направлениям, создает гидроудар, способный выбросить в машинный зал ротор турбины и электрогенератора.

Н. Е. Жуковский в 1897 г. предложил алгебраическую формулу одномерного гидравлического удара для расчета величины повышения давления в трубопроводе, возникающего при очень быстром закрытии задвижки. В результате этого волна высокого давления бежит вверх по трубопроводу до насоса и может испортить его.

Учет слагаемого с якобианом третьего порядка в уравнении неразрывности позволяет получить в неоднородной части волнового уравнения слагаемое, описывающее возникновение гидроудара в сложном трехмерном течении. Покажем это.

3. Математическое описание возможности возникновения гидроудара при вращательном движении жидкости

Исключим из неоднородного волнового уравнения

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} - \left(\frac{1}{c_0^2} \right) \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = \rho_0 \left[\frac{\partial(u,v)}{\partial(x,y)} + \frac{\partial(v,w)}{\partial(y,z)} + \frac{\partial(w,u)}{\partial(z,x)} \right] +$$

$$+(t-t_0)\rho_0 2 \frac{\partial(u,v,w)}{\partial(x,y,z)} \quad (4)$$

лишние члены, оставив член с производной второго порядка по времени и неоднородный член с якобианом третьего порядка, учитывающий трехмерность течения. Получим обыкновенное дифференциальное уравнение

$$-\left(\frac{1}{c_0^2}\right) \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = (t-t_0)\rho_0 2 \frac{\partial(u,v,w)}{\partial(x,y,z)}$$

Для возникновения ударной волны надо иметь трехмерное течение, чтобы якобиан третьего порядка малости был отличен от нуля. Отличие от нуля якобиана третьего порядка может происходить, например, при больших вибрациях подшипника, крепящего ротор, рассмотренных в предшествующем разделе. Пусть основное вращение жидкости происходит в плоскости x, y с компонентами скорости u, v . Третья компонента скорости w вдоль оси z будет нарастать по линейному во времени закону по времени и по координате

$$w = \varepsilon z(t-t_0), \quad \varepsilon = \text{const.}$$

Определитель, соответствующий якобиану третьего порядка для вращения вокруг оси z с простейшей трехмерностью течения, будет иметь вид

$$\begin{vmatrix} 0 & -\omega & 0 \\ \omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \varepsilon(t-t_0) \end{vmatrix} = \varepsilon \omega^2 (t-t_0) = (t-t_0) \omega^2 \frac{\partial^2 w}{\partial z \partial t}$$

Для упрощенного волнового уравнения

$$-\left(\frac{1}{c_0^2}\right) \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = (t-t_0)^2 \rho_0 2 \omega^2 \varepsilon$$

Решение

$$p = -\left(\frac{1}{6}\right) c_0^2 \rho_0 \omega^2 \varepsilon (t-t_0)^4, \quad (5)$$

имеет вид степенной функции 4-го порядка, возрастающей во времени. Здесь ε - угловое ускорение отклонения оси ротора от вертикального положения, обеспечивающее линейное по времени изменение трехмерности течения за счет изменения компоненты скорости w

$$w = \varepsilon z(t - t_0)$$

Вот это повышение давления и может рассматриваться ударной волной. Появление ударной волны на фоне гармонических колебаний, может быть показано методом Даламбера бегущих волн при сохранении в волновом уравнении (4) всех членов.

Оценим возможное повышение давления в волне гидравлического удара в модельной задаче аварийной ситуации вращения ротора турбины гидроэлектростанции с большими вибрациями оси вращения и выбросом ротора в машинный зал.

Пусть нижний опорный подшипник ротора не совершает вибраций, а верхний, находящийся на $z = 5$, м выше, вибрирует с частотой $\nu = 1.6$, *гц* и периодом колебаний $T = 1/\nu = 1/1.6 = 0.62$, *сек*, а четвертью периода 0.15, *сек*. Примем половину размаха колебания оси на высоте верхнего подшипника равной 1, *мм*. Угол колебания будет составлять 0.001/5, *рад*. Угловое ускорение оси при колебаниях составит

$$(0.001/5) / [(0.15, \text{сек})^2] = 0.01, \text{сек}^{-2}$$

В формуле возникновения трехмерного течения

$$w = \varepsilon z(t - t_0)$$

коэффициент ε имеет размерность углового ускорения. Ввиду неопределенности поля скорости вращательного движения вокруг вибрирующей оси для оценки картины возникновения уединенной ударной волны положим коэффициент ε равным 0.01, *сек*⁻².

Площадь круга S с диаметром, равным диаметру рабочего колеса, равна 44.3, *м*². Вес выброшенной в машинный зал ударной волной конструкции составляет

$$G = m g = 1687000, \text{кг} \cdot 9.8, \text{м/сек}^2 = 16.87 \cdot 10^6, \text{Н}$$

Для подъема конструкции достаточно создания волнового давления уединенной ударной волны

$$G / S = 16.87 \cdot 10^6, \text{Н} / 44.3, \text{м}^2 = 3.8 \cdot 10^5, \text{Па}$$

по всей поверхности круга. Подставим в формулу (5)

$$p = -\left(\frac{1}{6}\right) c_0^2 \rho_0 \omega^2 \varepsilon (t - t_0)^4$$

числовые значения $p = 3.8 \cdot 10^5$, Па; угловую частоту вращения $\omega = 6.28 \cdot 1.6$, $гц = 10$, рад/сек; плотность воды $\rho_0 = 1000$, $кг/м^3$; скорость распространения звука $c_0 = 1450$, м/сек; $\varepsilon = 0.01$, $сек^{-2}$ и получим уравнение относительно интервала времени $t - t_0$. Разрешив относительно неизвестной величины, найдем $t - t_0 = 0.183$, сек. Эта величина меньше периода обращения рабочего колеса, составляющего $T = 1/\nu = 0.62$, сек.

Таким образом, показано, что по полному уравнению неразрывности, выведенному Эйлером с сохранением членов третьего порядка малости, можно получить образование уединенной ударной волны, давление которой через 0.183, сек. достаточно для поднятия веса вращающейся в агрегате конструкции и возрастающей пропорционально времени в 4-ой степени.

Расчет представлен в материалах конференции FAPM-2020, опубликованных в журнале [3, с. 55].

4. О необходимости изучения и преподавания в ВУЗах работы Эйлера «Principia motus fluidorum»

Первоначальный вариант работы Эйлера 1752 г. переведен ([2], с. 11) с латыни на различные языки. Его изучение дало объяснение еще ряду аварийных ситуаций. Результаты доложены на двух Всероссийских съездах по Механике, происходивших в Казани и в Уфе.

Разработан курс лекций по учету членов высокого порядка малости уравнения неразрывности в задачах гидродинамики, электродинамики, гидроакустики и предлагается для изучения в ВУЗах.

Более полное изучение и использование в инженерных расчетах полного вида уравнения неразрывности необходимо для работы с современной развивающейся техникой и для понимания некоторых природных явлений.

Заключение

В областях течения с линейным изменением компонент скорости по координатам уравнение неразрывности жидкости имеет общепринятый вид из трех слагаемых оператора дивергенции вектора скорости, приравняваемых к нулю.

В областях течения с нелинейным изменением компонент скорости по координатам, но линейным лагранжевым законом движения жидкой частицы по времени, уравнение неразрывности жидкости, согласно геометрическим расчетам Эйлера, получает дополнительные члены второго и третьего порядка малости по времени.

Дополнительные члены уравнения неразрывности генерируют звук, вибрации, неустойчивость и гидроудары Жуковского.

Изучение дополнительных членов уравнения неразрывности по ставшей классической работе Эйлера «Principia motus fluidorum» необходимо вводить в программу ВУЗов.

Список источников

1. Кочин Н.Е., Кибель И.А., Розе Н.В. Теоретическая гидромеханика. Часть I, Л. – М. : ОГИЗ, 1941. – 348 с.
2. Эйлер Л. Принципы движения жидкостей. Перевод начальных разделов доклада 1752 г. в Берлинской АН / пер. с латинского Е.В. Ивановой и В.М. Овсянникова. – 4-е изд., доп. – М.: Спутник плюс. 2020. – 203 с.
3. Овсянников В.М. Возникновение периодических волн и уединенной волны в турбине гидроэлектростанции // Международная научная конференция «Фундаментальные и прикладные задачи механики». Москва, 2-4 декабря 2020 г. Материалы конференции. Часть 2. Инженерный журнал: наука и инновации, № 4, 2021. – С. 55-62.

УДК 621.313.12

З. Е. Шевкунов^{1,2}

Научный руководитель:

А. А. Ключач¹

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет¹

АО «Богучанская ГЭС»²

КОНТРОЛЬ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ В ИЗОЛЯЦИИ ГИДРОГЕНЕРАТОРА. АППАРАТУРА В СИСТЕМЕ ЕГО ДИАГНОСТИКИ

Обеспечение надежного режима работы крупных гидрогенераторов в электроэнергетической системе с высокой долей гидроэлектростанций является основным показателем надёжности и устойчивости энергосистемы в целом. Одним из важных параметров надёжной 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, надёжный режим работы, контроль в изоляции, датчики, наблюдения.*

Z. E. Shevkunov^{1,2}

Scientific supervisor:

A. A. Klukach¹

Sayano-Shushensky branch Siberian Federal University¹

JSC «Boguchanskaya HPP»²

CONTROL OF PARTIAL DISCHARGES IN HYDROGENERATOR INSULATION. EQUIPMENT IN ITS DIAGNOSTICS SYSTEM

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.*

Обеспечение надежного режима работы крупных гидрогенераторов (далее – ГГ) в электроэнергетической системе с высокой долей гидроэлектростанций является основным показателем надёжности и устойчивости энергосистемы в целом. Важным параметром при обеспечении надёжной работы электрооборудования является контроль его текущего технического состояния. Частичный разряд (далее – ЧР) в обмотке статора – это электрический разряд в пустоте между проводником и заземленным сердечником. Система измерения ЧР является значимым параметром при диагностике изоляции высоковольтного электрооборудования [1].

На сегодняшний день считается, что всё многообразие ЧР в ГГ можно свести к ЧР в трёх областях:

1. Паза пакета статора, где частичные разряды возникают на участке изоляции «фаза – земля» и «фаза – фаза», т.е. между стержнями обмотки и сталью пакета статора или же между двумя стержнями обмотки, принадлежащими разным фазам обмотки;

2. Участок вывода стержня обмотки статора, где возникают поверхностные разряды на участке изоляции «фаза – земля». Здесь разряды возникают на фазном напряжении и чаще всего обусловлены проблемами полупроводящего покрытия в изоляции стержня;

3. Лобовые части стержня обмотки статора, где частичные разряды возникают на участке изоляции «фаза – фаза». Здесь они всегда возникают под воздействием линейного напряжения между фазами обмотки [2].

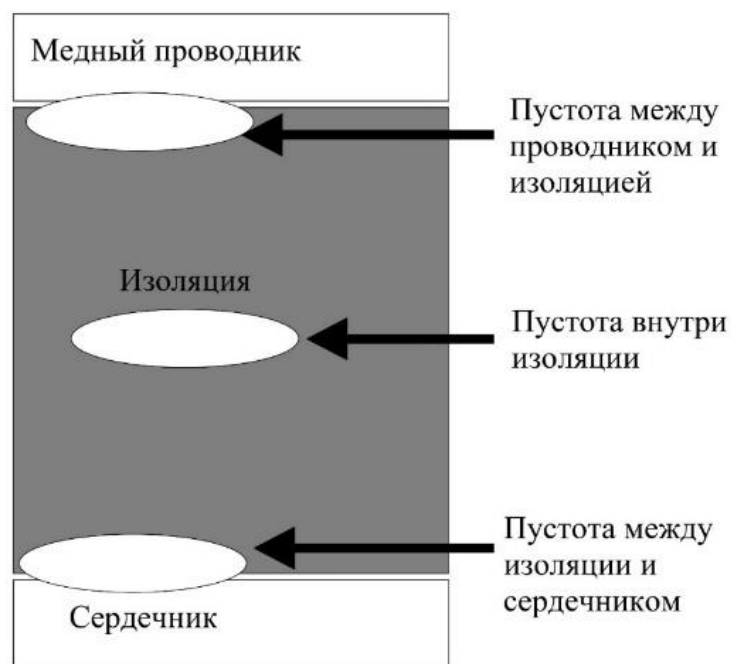


Рисунок 1 – Возможные пустоты между проводником и сердечником.

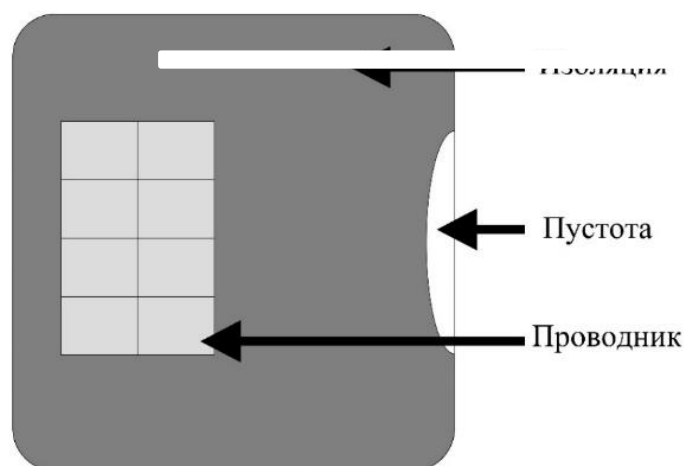


Рисунок 2 – Пустота на поверхности проводника.

Традиционные методы контроля состояния изоляции электрооборудования требуют вывода оборудования из эксплуатации и, зачастую, приводят к ухудшению свойств изоляции и не позволяют получать оперативную информацию о состоянии генератора в процессе эксплуатации, влечет за собой значительные экономические убытки. Альтернативный метод, который получает всё большее распространение, метод регистрации частичных разрядов в изоляции электромашины, работающей в штатном режиме. Онлайн измерения ЧР регистрируются при воздействии на вращающуюся машину всех факторов: тепловых, электрических,

механических и окружающей среды. Эти испытания обладают следующими преимуществами:

- распределение напряжения по обмотке соответствует рабочему режиму;
- измерения проводятся при рабочей температуре;
- действуют номинальные механические силы [3].

Измерения во время эксплуатации могут дать нам намного больше информации о состоянии изоляции, так как мы можем регистрировать разряды в режиме реальной нагрузки [4].

В качестве датчиков могут использоваться:

- отводы температурных датчиков сопротивления, уже установленных в обмотке статора;
- электромагнитные антенны;
- регистрация частичных разрядов при помощи высокочастотных трансформаторов тока (RFCT);
- конденсаторы связи.

Измерение и анализ специфического поведения ЧР могут быть эффективно использованы для контроля качества новых обмоток и их компонентов и для раннего обнаружения недостатков изоляции.

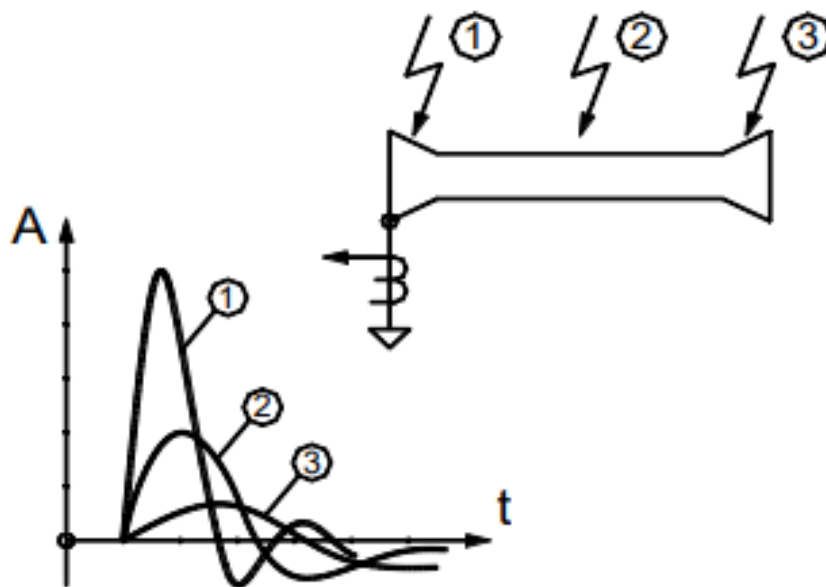


Рисунок 3 – Зависимость амплитуды сигнала от места возникновения ЧР на форму регистрируемого заряда.

Выполнение онлайн измерений ЧР требует установки в различных местах датчиков. Они могут быть установлены внутри корпуса машины, на нулевых выводах обмотки или вблизи шинпровода. Тип датчика определяет место и технику его установки.

Современные устройства для мониторинга частичных разрядов позволяют:

- в автоматизированном режиме измерять ЧР непрерывно или с определенной периодичностью;
- получать удаленный доступ к данным измерений;
- выполнять измерения при определенных условиях эксплуатации с целью получения дополнительной диагностической информации;
- исключать риск ложных показаний путем отделения электромагнитных помех в процессе измерений.

Таблица 1 – Сводная таблица технико-экономических параметров и свойств систем мониторинга с датчиками различного типа

№	Тип датчика	Диапазон частот, МГц	Влияния помех	Чувствительность	Количество датчиков	Стоимость системы
1	RFCT	0,5-15,0	Высокий	Средняя	3 и более	Средняя
2	СС	10,0 -80,0	Высокий	Средняя	3 и более	Высокая
3	HF антенна	10,0 -100,0	Средний	Высокая	6 и более	Высокая
4	UHF антенна	80,0 -1500,0	Низкий	Высокая	3	Выше среднего

Таким образом, можно сказать, что наблюдения позволяют в общем определить существование проблемы в изоляции статора. Контроль и измерения являются необходимой частью в области мониторинга гидроагрегата, так как возможно предотвратить аварийное отключение машины или аварию, которое за собой повлечет экономические убытки. В дальнейшем, работа будет заключаться в анализе и контроле ЧР при помощи моделирования ЧР в высоковольтной изоляции и методом конечных элементов с учетом связи между источником питания и объектом исследования,

Выводы:

1. Одним из важных параметров надёжной работы гидрогенераторов является снижение ЧР в обмотках статора и ротора гидрогенератора. ЧР в обмотке статора – это электрический разряд в пустоте между проводником и заземленным сердечником;

2. Благодаря онлайн-мониторингу ЧР могут быть предотвращены разрушительные аварии в машине, которые возникают в трех областях: пазы пакета статора, участок вывода стержня обмотки статора, лобовые части стержня обмотки статора;

3. Онлайн измерения получают всё большее распространение и регистрируются при воздействии на вращающуюся машину всех факторов: тепловых, электрических, механических и окружающей среды;

4. ЧР могут контролироваться по разным диапазонам частот: LF, HF, UHF;

5. Выбор типа датчика зависит от места положения в ГГ и его чувствительности.

Список источников

1. Султонов Ш.М. Анализ частичных разрядов в обмотках статора гидрогенератора при появлении влаги на её поверхности // Политехнический вест. – 2019. – № 1. – С. 78-82.
2. Бобоев Ш.А. Особенности наблюдения частичных разрядов в работающих гидрогенераторах // Сборник трудов конф. – 2023. – С. 9-12.
3. Диагностика изоляции обмоток турбо и гидрогенераторов на основе измерений и обработки частичных разрядов / В.Л. Рассовский, В.А. Титко, В.Л. Шматков // Гидроэнергетика Украины. – 2011. – С. 25-29.
4. ГОСТ IEC/TS, 2015: Машины электрические вращающиеся. Измерения частичного разряда на изоляции статорной обмотки включенных в сеть вращающихся электрических машин, 2007 [Электронный ресурс]. URL: https://www.elec.ru/library/gosts_e69/gost-iects-60034-27-2-2015/ [дата обращения 03.02.2024].

Научное издание

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ

Сборник материалов
XI Всероссийской научно-практической конференции

Саяногорск; Черемушки, 21–23 мая 2024 г.

Компьютерная верстка: А. А. Чабанова
Усл. печ. л. 22.78.

Подп. в печать 26.06.2024. Заказ 385. Тираж 100 экз.

Сибирский федеральный университет
Саяно-Шушенский филиал СФУ
655619, Республика Хакасия, г. Саяногорск, рп. Черемушки, д. 15
Тел./факс (39042) 3-40-61