

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

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ

Сборник материалов
IX Всероссийской научно-практической конференции
молодых ученых, специалистов, аспирантов,
студентов и школьников

Саяногорск; Черемушки, 11–14 мая 2022 г.



Саяногорск; Черемушки
СШФ СФУ
2022

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 IX Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 11–14 мая 2022 г. / отв. за вып. *А. В. Толмачев*. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2022. – 210 с. : ил.

ISBN 978-5-7638-4739-0

Представлены материалы докладов участников IX Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов и школьников «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 978-5-7638-4739-0

© Саяно-Шушенский филиал
СФУ, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

А. А. Москвитин

О ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДОВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ
В ИНФОРМАЦИОННО-ДИАГНОСТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ,
СИСТЕМАХ КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС 7

СЕКЦИЯ 1

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС

В. Е. Кожемякин

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ
НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС 13

И. А. Лукуц, А. М. Волошин, А. В. Широков, А. В. Сидорова

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ БЛОКИРОВКИ ВИБРОЗАЩИТ ГИДРОАГРЕГАТА
ПРИ СЕЙСМОСОБЫТИИ 22

Ю. А. Секретарев, А. А. Горшунюв

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА
ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ И МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ 28

А. А. Веретнов, Е. Д. Рыбалко

ОРГАНИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ
ПАРАМЕТРОВ ТУРБИННОГО МАСЛА НА ГЭС 36

М. Я. Иванков, А. С. Чернов

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ВОЗДУШНОГО ЗАЗОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ 45

А. М. Жуковская

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ 47

О. А. Угдыжекова

АВТОМАТИЗАЦИЯ МАЛЫХ ГЭС 50

И. В. Коваленко, В. А. Тремясов

ПРИМЕНЕНИЕ ФАКТОРНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ПРИ АНАЛИЗЕ НАДЕЖНОСТИ
ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СХЕМЫ УСТЬ-ХАНТАЙСКОЙ ГЭС 56

Д. А. Парыгин

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ДЕФОРМИРОВАННОГО
СОСТОЯНИЯ ОСНОВАНИЯ РУСЛОВОЙ ЧАСТИ ПЛОТИНЫ
САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС 63

СЕКЦИЯ 2
НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

<i>В. А. Дружинин</i> ОПТИМИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ОГРАНИЧЕНИЙ КАСКАДА ВЫГСКИХ ГЭС	69
<i>Д. С. Глашев</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКТИВНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ С МАЛЫМИ ГЭС	74
<i>А. А. Сысоев, А. А. Проскурина, Н. В. Лазарева, М. Г. Тягунов</i> КОМПЛЕКС ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ СТРОИТЕЛЬСТВА ГЭС	81
<i>А. С. Бондаренко</i> ИССЛЕДОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	89
<i>Р. А. Беляев, С. Н. Удалов</i> ФОРМИРОВАНИЕ АВТОНОМНОЙ ГИБРИДНОЙ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОДОРОДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ	93
<i>Д. В. Балябина</i> ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЙНСКОЙ ГЭС-2. АНАЛИЗ ИМЕЮЩИХСЯ ДАННЫХ.....	99
<i>О. З. Халимов</i> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПРЕПОДАВАНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ «ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ».....	103
<i>Д. П. Евсеев, В. В. Лапасова</i> ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ В СТРОИТЕЛЬНОЙ КОМПАНИИ	109
<i>К. А. Карпов</i> ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ГИДРОТУРБИН МАЙНСКОЙ ГЭС.....	116
<i>А. Н. Егоров</i> ПРИМЕНЕНИЕ ГИБРИДНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В КАМЧАТСКОМ КРАЕ.....	123
<i>Н. С. Щербакова, Е. Ю. Затеева</i> ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЛОЙ ГЭС В СОСТАВЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ГИБРИДНОГО ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА	128

СЕКЦИЯ 3
ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКЕ

<i>П. И. Васильев, А. В. Букатов</i> МОДЕЛИРОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОГО ТИРИСТОРНОГО КОМПЕНСАТОРА В СРЕДЕ ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ SIMINTESCH	133
<i>Д. В. Платонов, А. В. Минаков, А. В. Сентябов, А. А. Дектерев</i> ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАКРУЧЕННЫХ ПОТОКОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ	137
<i>А. О. Егоров, В. С. Куликова, О. А. Пичугова</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ЧИСЛЕННОСТИ И УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РОССИИ	141
<i>С. К. Кобылецки</i> ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛИ ГИДРОАГРЕГАТА В SIMINTESCH.....	149
<i>С. С. Осипова</i> РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОГО РАСЧЁТА ИНДЕКСОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС СРЕДСТВАМИ АСУ ТП НА ПРИМЕРЕ ГЕНЕРАТОРНОГО ПОДШИПНИКА	155
<i>А. Д. Оплято</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТАМОДЕЛИРОВАНИЯ В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ	161
<i>С. П. Орешкова, Е. Б. Еркина</i> ПОИСК ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ ОБУЧЕНИЯ ГРАФИЧЕСКИМ ДИСЦИПЛИНАМ.....	164
<i>А. Р. Нуреев</i> МЕТОД ПРОВЕДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СЕТЕВОГО ПРОТОКОЛА MQTT И КОНТРОЛЛЕРОВ ARDUINO	168

КРУГЛЫЙ СТОЛ
ТЕХНОЛОГИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И КОНТРОЛЯ
ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

<i>Р. Р. Гесслер, О. В. Захарова, В. А. Булатов</i> НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ АРОЧНО-ГРАВИТАЦИОННОЙ ПЛОТИНЫ. РАДИАЛЬНЫЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ	172
<i>О. В. Захарова</i> ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ГТС ПРИ ДИНАМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	177

<i>С. Д. Петрик</i> ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СОСТОЯНИЯ И ПОСТРОЕНИЕ ПРОГНОЗНЫХ (РЕГРЕССИОННЫХ) МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ГТС	182
<i>Н. Н. Королькова</i> ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕАКТИВНЫХ УСИЛИЙ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СХЕМЫ ЗАГРУЖЕНИЯ ПРОЛЕТНОЙ БАЛКИ	189
<i>Е. В. Гомзин</i> ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА СОСТОЯНИЕ СТАЛЕЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ВОДОВОДОВ БУРЕЙСКОЙ ГЭС	195
<i>Я. Е. Зограф, В. А. Тремясов</i> ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ МАЛОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШОЙ ЕНИСЕЙ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА	201

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

УДК 519:517.12

А. А. Москвитин

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

О ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДОВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ В ИНФОРМАЦИОННО-ДИАГНОСТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ, СИСТЕМАХ КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС

The possibilities to be applied logical and statistical methods of data analysis in control and monitoring systems of hydroelectric power stations equipment are considered. Possible application of data mining tasks and methods in some departments of a hydroelectric power station determined. The features of data measurements and permissible transformations of various scales are presented. The features of the given logical-statistical method of data analysis, focused on the anthology and taking into account a priori and a posteriori information about the subject area are pointed. It also allows formulating and testing hypotheses of arbitrary nature on quantitative and qualitative data with omissions.

Keywords: *logical-statistical methods of data analysis, measuring scale, valid transformations, Knowledge Discovery and Data Mining, domain ontology.*

На гидротехнических сооружениях, как впрочем, и на других предприятиях, существует потребность обрабатывать различные данные, извлекая из них информацию и знания при решении различных задач. В том числе принимать обоснованные решения, например, при устранении различных неполадок. Часто обычных методов диагностики оказывается недостаточно, и тогда прибегают к интеллектуальным методам анализа данных.

Применение интеллектуальных методов: обнаружение закономерных связей в данных, сложной логической структуры (особенно при дефиците времени), способствует принятию адекватных методов решений, возникающих проблем стратегического и тактического плана.

Вот некоторые из таких задач:

1. Обнаружение скрытых закономерностей, способствующих принятию адекватных методов противодействия;
2. Оперативное отслеживание текущего состояния объекта и информирование о наступлении чрезвычайного события;
3. Уменьшение признакового пространства, измеряемого в целях оперативного мониторинга объекта, процесса или явления;
4. Формирование устойчивой базы знаний в интеллектуальных диагностических системах;
5. Прогнозирование наступления определенных ситуаций в жизни гидроэлектростанции и т.п.

Рассмотрим основные проблемы, встречающиеся при решении этих задач.

Очень часто измеряемые данные представляются в виде таблицы объект/признак. При этом сами данные измерены в различных шкалах, что часто приводит к ограничению допустимых преобразований в них. Например, нельзя производить операцию сложения над данными, измеренными в шкалах наименований и порядка.

Здесь, *шкала* есть тройка $(\mathfrak{S}, \mathfrak{R}, f)$, где \mathfrak{S} , \mathfrak{R} – алгебраические системы, а f – представление из \mathfrak{S} в \mathfrak{R} и пусть A , B – носители \mathfrak{S} и \mathfrak{R} соответственно. Предположим, что φ – функция, отображающая область значений функции f (т. е. множество $f(A) = \{ f(a) \mid a \in A \}$) в множество B . Тогда композиция φf есть функция из A в B . Если φf – представление из \mathfrak{S} в \mathfrak{R} , то функцию φ назовем *допустимым преобразованием шкалы f* .

Недоучет этого факта часто приводит к проблемам сродни природным катастрофам.

В настоящее время наиболее известными методами интеллектуального анализа данных, пытающихся учесть данный факт, являются **Knowledge Discovery and Data Mining (КДД)**. При этом под *процессом КДД* понимают многошаговую систему процедур, включающую подготовку данных, поиск образцов в БД, оценку извлеченного знания, корректировку и итерацию процедур.

Под *достоверностью извлеченных образцов* понимают сохранение их оценки (некоторой степени достоверности) на новых (расширенных) данных.

Под *знанием* обычно подразумевают извлеченный из БД образец E , выраженный в языке L такой, что он имеет оценку $v \geq \rho$, где ρ – заданный порог.

Основные этапы КДД:

- Выбор предметной области и релевантного знания для реализации целей конечного пользователя компьютерной системы.

– Выбор исходного множества данных (базы фактов) и подмножества переменных, которые необходимы для извлечения нового знания из базы фактов.

– Уточнение данных и предпроцессинг: выбор основных операций над данными так, что они могут способствовать уменьшению «шума», определение стратегий для его минимизации.

– Редукция данных: обнаружение полезных особенностей данных, чтобы представление данных было адекватным решению задач, соответствующих цели КДД.

– Выбор задачи data mining исследования, т. е. спецификация процесса КДД как классификации, кластеризации и т.д.

– Выбор алгоритмов, реализующих data mining для поиска образцов (patterns) в данных. Этот выбор должен быть согласован с моделями и параметрами представления данных.

– Data mining: поиск образцов в форме интересной для пользователя (правила классификации и кластеризации, регрессия, деревья решений и т. д.).

– Интерпретация порожденных образцов с возможным повторением этапов 1 – 7 для дальнейшей итерации.

– Обзор и согласование обнаруженного знания.

Однако в этих методах существует ряд ограничений, которые существенно ограничивают классы решаемых задач. Среди них главными являются:

– измерения производятся только в одной определенной шкале, что существенно ограничивает область допустимых преобразований (см. табл. 1);

– проверяются гипотезы только определенного вида [2];

– нет возможности работы с таблицами, имеющими пропуски в данных (что часто возникает на практике);

– не всегда учитывается онтология предметной области и др.

Среди задач, решаемых методами КДД можно выделить следующие: методы классификации и кластеризации, методы прогнозирования, последовательные модели, деревья решений и некоторые другие.

Как же в таком случае обнаруживать закономерности в данных, измеренных в разных шкалах; с пропусками, не говоря уже задачах совместного использования разношкальных данных, в том числе совместного использования *качественных* и *количественных* данных.

Предлагается искать закономерности и проверять гипотезы с помощью логических формул вида (1) в исчислении предикатов первого порядка [3].

$$A_1 \& \dots \& A_k \Rightarrow A_0 \quad (1)$$

Здесь выражения A_1, \dots, A_k позволяют заключить, что они являются вероятностной причиной A_0 при наличии некоторого дополнительного

свойства (например, критерия Фишера). Каждое выражение A_i может отображать *функцию* или *предикат* для данных заданной шкалы измерений.

Во-первых, это обеспечивает корректную работу с разношкальными данными (табл. 1) (в том числе и качественными), задаваемыми в A_i . *Во-вторых*, появляется возможность работы с пропусками в данных, а эта ситуация возникает довольно часто. *В-третьих*, возможно проверять гипотезы произвольного вида.

Таблица 1

Типы шкал и допустимых преобразований

Тип шкалы (т. е. класс C_f) и название допустимого преобразования из C_f	Название типа шкалы	Примеры величин, измеряемых в шкалах данного типа
$\{\varphi \mid \varphi : f(A) \rightarrow B, \varphi(x) = x\}$, тождественное преобразование	Абсолютный	Результат счета
$\{\varphi \mid \varphi : f(A) \rightarrow B, \varphi(x) = \alpha x, \alpha > 0\}$, преобразование подобия	Отношений	Масса, температура по Кельвину, время (интервалы), длина, коэффициент интеллектуальности и т. д.
$\{\varphi \mid \varphi : f(A) \rightarrow B, \varphi(x) = \alpha x + \beta, \alpha > 0\}$, положительное линейное преобразование	Интервалов	Температура по Фаренгейту, Цельсию и т. д., время (календарь)
$\{\varphi \mid \varphi : f(A) \rightarrow B, \varphi(x) > \varphi(y) \Leftrightarrow x > y\}$, строго (монотонное) возрастающее преобразование	Порядковый	Предпочтение, твердость по Моосу, степень умения и т. д.
$\{\varphi \mid \varphi : f(A) \rightarrow B, x \neq y \Leftrightarrow f(x) \neq f(y)\}$, взаимно однозначное преобразование	Номинальный	Коды, названия профессий и т. д.

Поиск закономерностей осуществляется по следующей схеме (рис. 1).

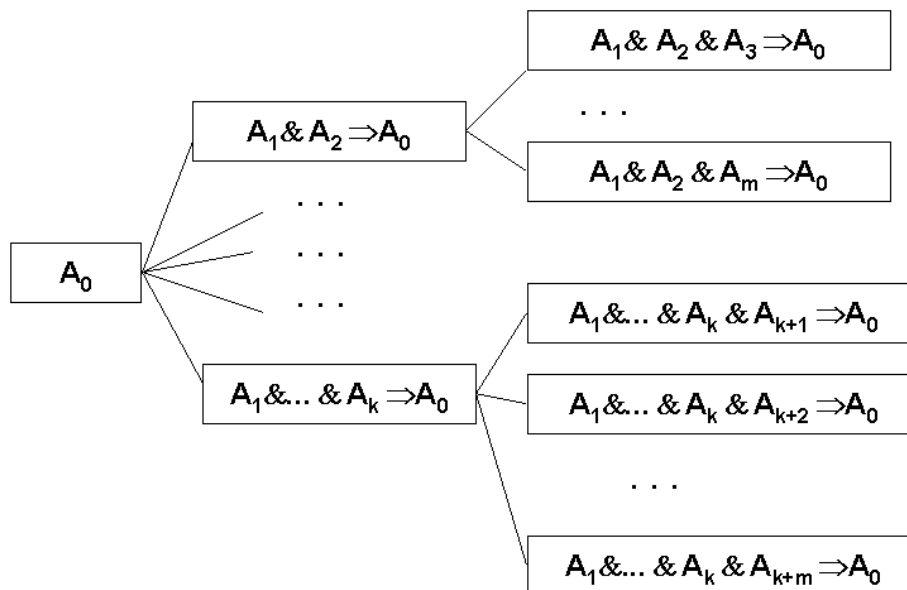


Рис. 1. Схема поиска закономерностей в данных в системе Discovery.

Вначале ищутся все закономерности вида $A_1 \Rightarrow A_0$. Затем добавляется формула A_2 существенно улучшающая показатели закономерности (например, улучшающих закономерность по некоторому статистическому критерию) [2], т.е. $A_1 \& A_2 \Rightarrow A_0$. Этот процесс продолжается до тех пор, пока добавление очередной формулы A_i не перестанет улучшать показатели предыдущей формулы (например, по критерию Фишера).

Для решения задач интеллектуального анализа данных для различных предметных областей (медицина, геология, генная инженерия, экономика и финансы, фармацевтика и др.) были разработаны системы ЛАДА (логический анализ данных) и Visual Discovery [1]. Данная система позволяет работать с онтологией специалисту данной предметной области, извлекая информацию и знания; задавать и проверять гипотезы произвольного вида (в логике исчисления предикатов первого порядка) и решать следующие три задачи:

1. прогнозировать значения объектов/признаков на основе проверяемых гипотез;
2. формировать информативную подсистему признаков (уменьшение признакового пространства);
3. кластеризация и классификация объектов, на основе выделенных закономерностей.

Особенность данной системы состоит в том, что она может работать с различными типами данных, измеренными в разных шкалах, в том числе и с пропусками, а также с различными видами их представления их в компьютере (СУБД (MS SQL Server, Oracle, FoxPro, DB2, Access и др.).

Результаты решения задач интеллектуального анализа данных, решенные данной системой подтвердились на практике прогнозирования месторождений полезных ископаемых, рентабельной деятельности аптек, распознавания геномов и многих других [4-5].

Список источников

1. Витяев Е. Е., Москвитин А. А., Подберезный А. А. Инструментальное средство Visual Discovery извлечения информации из данных и решения задач интеллектуального анализа данных / Информационные технологии в гуманитарных исследованиях, вып. 17, Новосибирск, 2012, С. 44–51.
2. Андреева И. Н., Бережная Е. С., Витяев Е. Е., Москвитин А. А., Парфейников С. А. Методы анализа данных в фармацевтике и медицине. – Пятигорск: РИА-КМВ, 2014. – 252 с.
3. Москвитин А. А. Данные, информация, знания. Методология, теория, технологии. – СПб.: Издательство «Лань», 2019. – 236 с.
4. Витяев Е. Е., Москвитин А. А. О применении диалоговой системы «ЛАДА» для анализа медицинской информации. – Бионика и биомедтехника-85, Москва, 1985.

5. Парфейников С. А., Москвитин А. А., Андреева И. Н., Бережная Е. С. Использование современных информационных технологий при решении задач поиска закономерностей при экспертной оценке эффективности лекарственных средств. – Пятигорск: Пятигорская ГФА, сб. научных трудов «Разработка, исследование и маркетинг новой фармацевтической продукции», вып 66, 2011 г. – С. 807–808.

СЕКЦИЯ 1

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС

УДК 621.316.925

В. Е. Кожемякин

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Научный руководитель:

канд. техн. наук, доцент **А. А. Ачитаев**

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС

Within the framework of this article, the characteristic features of the design of hydroelectric networks will be considered. Some basic principles for constructing calculated protection against earth faults are excluded. An analysis of their work in the detection of various species was made. After analyzing the rational protection system, including a number of factors affecting the search time and use of single-phase interactions on the ground in the hydroelectric needs network.

Keywords: *hydroelectric power plants, own needs, networks with isolated neutral, single-phase earth faults, intermittent arc, medium voltage networks, electrical protections.*

Введение

Однофазные замыкания на землю – один из возможных видов повреждений, широко встречающийся в сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью. Зачастую, говоря о проблеме

частого возникновения однофазных замыканий, подразумевают таковые именно в распределительных сетях [1, 2, и др.]: в воздушных линиях электропередачи [1] или, получивших в последнее время широкое распространение, кабельных линиях [2]. При этом проблема возникновения однофазного замыкания в сетях собственных нужд электростанций зачастую игнорируется. Стоит отметить корректность такого выделения, обусловленного принципами и правилами проектирования и эксплуатации сетей собственных нужд электростанций.

1. Анализ структуры и принципов построения сетей собственных нужд гидроэлектростанций

Сети собственных нужд гидроэлектростанций (ГЭС) в подавляющем большинстве проектировались в советские времена, согласно утвержденным в СССР рекомендациям. Существование единого подхода к проектированию и жесткого контроля за соблюдением действующих норм и правил при проектировании сетей собственных нужд привело к тому, что сегодня при проектировании защит от однофазных замыканий в сети собственных нужд ГЭС приходится решать вопросы обеспечения селективности и чувствительности таких защит нетривиальными способами. Причиной тому является режим заземления нейтрали, принятый при проектировании сетей собственных нужд ГЭС.

Сети собственных нужд гидроэлектростанций должны соответствовать действующим Правилам устройства электроустановок [3]. Из этого следует, что нейтраль в сетях собственных нужд либо изолируется, либо заземляется через компенсирующее сопротивление реактора. Данные режимы работы нейтрали обуславливают низкий уровень тока однофазного замыкания. Несмотря на то, что сети собственных нужд являются сильно разветвленными, в силу принципов их организации сопротивление изоляции сети относительно земли имеет большое значение, что так же снижает величину емкостного тока замыкания на землю. Установка в нейтраль реактора и вовсе призвана компенсировать емкостный ток замыкания практически до нуля.

Говоря о современных (после технического перевооружения) сетях собственных нужд ГЭС, стоит отметить преимущественно кабельные линии, изоляция проводников которых выполнена из современных полимерных материалов. Так же стоит учесть, что кабельные линии на ГЭС проектируются с учетом требований ряда регламентирующих документов [4 и др.], что в свою очередь приводит к такой организации кабельной сети, при которой возможность повреждения кабельной линии резко снижается. Это обусловлено тем, что подавляющее большинство кабельных присоединений проходит в специальных помещениях (галереях, туннелях, шахтах и т. п.), размещаются на кабельных полках, либо в кабельных лотках.

Помимо этого, происходит разделение силовых питающих кабелей 6(10) кВ от питающих кабелей сети 0,4 кВ. Вышеизложенные принципы построения кабельных сетей сильно снижают вероятность возникновения различного рода повреждений в сети собственных нужд, в том числе и однофазных замыканий, но не позволяют полностью исключить вероятность их появления.

К сетям собственных нужд гидроэлектростанций предъявляются повышенные требования надежности. Связано это не только с тем, что ГЭС, как и любая другая электростанция, будь то ТЭС или АЭС, принимает участие в регулировании частоты и напряжения в Единой энергетической системе, но и с тем, что генерирующие мощности гидроэлектростанций являются наиболее маневренными и позволяют покрывать кратковременные пики нагрузки и, при необходимости, оперативно снижать мощность генерации для недопущения снижения или, соответственно, повышения частоты в Единой энергетической системе. В связи с этим, при организации электрических защит сетей собственных нужд ГЭС необходимо учитывать роль ГЭС в Единой энергетической системе и не допускать возможности длительного существования повреждения, которое может привести к потере питания собственных нужд и аварийному отключению генераторов ГЭС от сети.

Подводя итог вышесказанному, можно резюмировать следующее: существующие подходы при проектировании, а также технические и организационные мероприятия, реализуемые в ходе эксплуатации сетей собственных нужд ГЭС, не позволяют свести к нулю вероятность возникновения однофазного замыкания на землю. При этом высокий уровень ответственности такого энергообъекта, как гидроэлектростанция, накладывает соизмеримые требования к надежности сетей собственных нужд ГЭС. Из этого следует необходимость построения такой релейной защиты, которая не допускала бы развития аварийного режима и позволяла в кратчайшие сроки устранить любое повреждение в сети собственных нужд ГЭС.

2. Защиты от однофазных замыканий на землю

В ходе анализа режимов работы сетей собственных нужд ГЭС можно прийти к выводу о невозможности построения селективной быстродействующей простой токовой защиты. Большое число присоединений делает экономически нецелесообразным применение защит, обеспечивающих селективность и быстродействие за счет применения двухсторонних измерений. Сегодня установлены и успешно функционируют защиты от однофазных замыканий на землю, принцип действия которых основывается на измерении и сравнении ряда параметров.

К примеру, защиты, измеряющие величины токов и напряжений нулевой последовательности. При превышении величины уставки значений сигналов тока $3I_0$ и напряжения $3U_0$, а также угла между ними. Для задания области работы направленной защиты необходимо задать угол $\varphi_{мч}$, определяющий направление линии максимальной чувствительности. Зона срабатывания отсчитывается от линии максимальной чувствительности в обе стороны по 90° каждая.

Данная защита позволяет обеспечить достаточную селективность защиты от однофазных замыканий на землю, с обеспечением направленности ее действия. При этом стоит отметить, что защита сработает только в том случае, если уровень тока $3I_0$ превысит заданную уставку. Современные трансформаторы тока нулевой последовательности, применяемые на электростанциях для формирования сигналов токов нулевой последовательности, имеют класс точности 5р. Магнитные материалы, применяемые при создании сердечников трансформаторов тока нулевой последовательности при малых первичных токах (1-5% от номинального) имеют максимальную погрешность. Это свойство сердечника обуславливает наличие зоны нечувствительности защиты. Существование даже незначительной по величине зоны нечувствительности имеет значение при проектировании защиты от однофазных замыканий на землю вследствие следующих причин.

В зависимости от величины сопротивления, через которое произошло замыкание, можно выделить: устойчивое металлическое замыкание; замыкание через переходное сопротивление; замыкание через дугу (устойчивое, либо через перемежающуюся дугу).

При устойчивом металлическом замыкании уровни токов и напряжений нулевой последовательности имеют большие значения и направленная защита может однозначно обнаружить такое замыкание.

При замыкании через переходное сопротивление параметры режима будут зависеть от характера и величины сопротивления. Очевидно, что при большом значении активного сопротивления, уровень тока замыкания будет незначителен. При этом стоит отметить, что замыкание будет устойчивым в силу наличия активного тока, протекающего через место замыкания. Как правило, величина тока, протекающего на землю в таком случае достаточна для обнаружения замыкания защитами.

В случае с дуговым замыканием, процессы, протекающие в месте замыкания в силу его характера, будут обуславливать отличие данного вида замыкания от предыдущих. При дуговом замыкании возможно многократное погасание и зажигание электрической дуги. Такой режим работы сети приведет к многократным зарядам-разрядам емкостей и индуктивностей сети. В таком режиме возможно появление перенапряжений, кратно превышающих номинальные [5].

Наличие электрически близко расположенного источника питания, так же обуславливает увеличение амплитуды перенапряжений, в сравнении с таковыми, наблюдающимися в распределительных сетях.

Стоит отметить, что правила допускают существование однофазного замыкания в сети среднего напряжения длительное время. Такой режим работы сети собственных нужд является аварийным. Помимо того, что при длительном существовании замыкания существует опасность поражения персонала шаговым напряжением, при существовании такого режима могут возникать многократные перенапряжения в элементах сети, что в последствии может привести к развитию аварии и к переходу однофазного замыкания в двух- или трехфазное короткое замыкание.

Стоит отметить, что в «Объемах и нормах испытаний электрооборудования» [6] указано испытательное напряжение для кабелей с пластмассовой изоляцией, равное 36 кВ. Такая величина испытательного напряжения в 6 раз превышает номинальное напряжение кабеля. Это превышение обусловлено внешними и внутренними факторами, воздействующими на кабель в процессе испытаний и во время работы.

Во время работы по жилам кабеля протекают рабочие токи, нагревающие жилы и изоляцию. При нагревании изоляции происходит снижение диэлектрической прочности изоляции, что может привести к пробоем кабеля номинальным напряжением.

При проведении испытаний изоляция имеет, как правило, температуру ниже рабочей, что приводит к повышению её диэлектрических свойств. К примеру, сопротивление изоляции генератора (для кабельных линий подобная информация не представлена) при температуре 20 °С должна быть не ниже 328 МОм, а при температуре 75 °С не должна быть ниже 31,8 МОм. Из примера видно, что в рабочем диапазоне температур сопротивление изоляции изменяется на порядок. Таким образом, именно для учёта ухудшения диэлектрических свойств изоляции при нагревании в рабочем режиме, испытательное напряжение увеличивается в 6 раз.

3. Современные методы определения места повреждения при возникновении однофазного замыкания в сети собственных нужд гидроэлектростанций

Сегодня на ГЭС при возникновении однофазного замыкания в сети собственных нужд, либо питающей сети 35 кВ (один из резервных источников), находящейся в ведении персонала электростанции, поврежденный участок сети аварийно выводится из работы. После подготовки схемы к испытаниям персонал службы мониторинга оборудования допускается для поиска места повреждения.

Поиск поврежденного элемента производится путем последовательной подачи сначала номинального напряжения на элементы сети для повторного

пробоя места повреждения. Если пробой при номинальном напряжении не происходит на элемент сети подается повышенное испытательное напряжение. Если пробой при подаче повышенного напряжения не происходит, значит изоляция элемента сети не нарушена.

Основным способом поиска места повреждения является применение импульсного генератора, который с определенной частотой разряжает внутренний конденсатор на поврежденную линию, подавая при этом на испытуемый участок сети напряжение порядка 15 кВ. Для поиска места повреждения вдоль кабельной трассы расставляется оперативный персонал и прислушивается к щелчкам – пробоям изоляции, происходящим при разряде конденсатора в линию. Так, дистанция до места повреждения не определяется автоматически. Для поиска необходимо задействовать значительное количество персонала.

Применять для поиска места повреждения средства идентификации, используемые в сети 0,4 кВ не представляется возможным. Применение трассоискателя невозможно вследствие того, что кабели находятся в лотках или галереях. Наличие наведенных токов приводит тому, что металлическая арматура, уложенная вблизи кабеля, определяется трассоискателем, как кабель. Так же поиск затрудняет близкое расположение других сигнальных и силовых кабелей, создающих наведенное напряжение на поврежденном кабеле.

Так, длительность поиска места повреждения зависит от ряда факторов: протяженность линии, место прокладки кабеля, вид замыкания, место замыкания, время суток в которое произошло повреждение и др.

Общее время поиска и устранения повреждения складывается из времени, необходимого для подачи аварийной заявки, вывода присоединения в ремонт, допуска персонала, подготовки схемы, проведение испытаний и поиск места повреждения, устранение замыкания, высоковольтные испытания после ремонта, восстановление схемы, ввод в работу. Общее время, затрачиваемое на поиск и устранение повреждения может составлять от 4-6 часов до нескольких суток.

4. Факторы, влияющие на время поиска и устранения однофазного замыкания на землю

Время поиска места однофазного замыкания, как было показано ранее может варьироваться от нескольких часов до нескольких суток. Существует ряд объективных факторов, не позволяющих сократить время поиска места замыкания до 1-2 часов. Так же существуют факторы, которые могут хаотически сказываться на времени поиска и устранения места повреждения. Рассмотрим некоторые из влияющих на продолжительность поиска места повреждения факторов и проанализируем их влияние на длительность вывода в ремонт участка сети собственных нужд, на котором обнаружено замыкание.

Первый фактор – точность определения места замыкания на землю. В данном случае имеется ввиду элемент сети, на котором произошло замыкание. Так, например, при замыкании на участке сети, включающем несколько элементов, существует необходимость проведения испытаний на всем оборудовании, входящем в данный участок. В некоторых случаях возможно более точно локализовать место повреждения и в таком случае на поиск поврежденного элемента требуется меньше времени. Здесь стоит отметить, что при наличии большого количества элементов на участке сети, основное количество времени уходит на переподключение испытательной установки к оборудованию и подготовку оборудования к испытаниям.

Из выше сказанного очевидно, что количество элементов схемы будет непосредственно влиять на время поиска. Испытания следует проводить, начиная с наиболее подверженных нарушению состояния изоляции элементов (из опыта эксплуатации – кабельные линии). При этом не исключается вероятность обнаружения поврежденного элемента в последнюю очередь.

Второй фактор – время суток, день недели. Данный фактор обусловлен непосредственным участием персонала в процессе поиска места замыкания. Если повреждение происходит в будний день, в рабочее время, то на сбор бригады для испытаний требуется порядка 30 минут. В случае, если повреждение произошло в праздничный или выходной день, ночью, то на сбор бригады может потребоваться от 2 до 4 часов.

Третий фактор – время на подготовку и выдачу наряда, необходимое начальнику для оформления наряда-допуска на испытательную бригаду для проведения работ на объекте. Требуемое время – порядка 30-40 минут.

Четвёртый фактор – занятость бригады. Замыкание в сети собственных нужд может произойти во время выполнения высоковольтных испытаний на более приоритетном объекте, например, на гидрогенераторе. Генератор является более значимым объектом, поэтому бригада, прежде чем приступить к поиску места повреждения, закончит проводимые испытания. В данной ситуации задержка будет зависеть от этапа проведения испытаний на генераторе и может составлять по длительности до полной рабочей смены (6-8 часов).

Пятый фактор – время на локализацию места повреждения. В случае, когда оказывается, что поврежден кабель, наиболее длительный процесс – отыскание места повреждения, т.к. в силу особенностей прокладки кабельных линий на ГЭС (галереи, лотки, кабель в пучках, наличие сигнальных кабелей вблизи силовых) применение трассоискателя не представляется возможным. Для поиска используется высоковольтный импульсный генератор, создающий пробой в месте повреждения. Для поиска необходимо расставить персонал, который по щелчкам должен найти место замыкания. Такой метод эффективно работает в случае отсутствия шума, заглушающего щелчки. Например, в машинном зале шум от работы агрегата будет заглушать щелчки

и для поиска потребуется большее количество персонала, чтобы каждый охватывал меньший участок кабеля. При невозможности выделить достаточное количество человек на поиск замыкания потребуется большее количество времени.

Шестой фактор – конфигурация присоединения. Не всегда все оборудование поврежденного присоединения располагается в географической близости друг от друга, следовательно, для подготовки и испытаний требуется больше времени. Если часть оборудования находится в управлении и ведении системного оператора для его вывода в ремонт потребуется больше времени, что связано с согласованием его вывода. При большом числе потребителей для перевода питания каждого потребителя от резервного источника питания так же требуется время.

Седьмой фактор – ограниченное количество персонала. При проведении испытаний может быть задействована часть персонала лаборатории ВВИ, в связи с чем существует необходимость сбора бригады с их рабочих мест для выполнения срочных испытаний.

Восьмой фактор – сложность ремонта. В условиях оптимизации затрат на производстве отказываются от закупки и хранения комплектов запасных частей, инструментов и приспособлений, что приводит к невозможности быстрого ремонта оборудования, для которого необходимо заказывать ремкомплекты. Так же сюда можно отнести низкое качество материалов, используемых при проведении ремонтных работ. Данный фактор может приводить к увеличению времени устранения повреждения в силу повторного пробоя низкокачественной изоляции. Аналогичные последствия могут иметь место и при низкой квалификации ремонтного персонала. Так же стоит отметить, что применение современных типов изоляции (изоляция из сшитого полиэтилена) обуславливает сложность ремонта кабельных линий с таким типом изоляции.

Все вышеизложенные факторы оказывают влияние на время поиска и устранения однофазного замыкания на землю. Продолжительность части факторов определена. Эти факторы формируют теоретическую минимальную продолжительность поиска и устранения замыкания. Остальные факторы имеют длительность, описываемую вероятностными законами. При этом они могут вносить значительный вклад в длительность поиска места замыкания.

Так же стоит отметить, что непосредственно испытания, связанные с поиском места повреждения занимают относительно небольшое количество времени. Например, для испытаний трехжильного кабеля 6 кВ необходимо порядка 1 часа 20 минут, при этом время на подготовку к проведению испытаний может составлять от 4 часов до нескольких суток. Такой длительный срок подготовки работ обусловлен необходимостью согласования вывода в ремонт присоединения, находящегося в управлении Системного оператора. Вместе с этим от донного фидера может получать

питание ответственный потребитель, что приведет к необходимости перевода этого потребителя на питание от другого источника.

Если рассчитать минимальное время на поиск и устранение однофазного замыкания, при условии точного определения поврежденного элемента релейной защитой и небольшой длины линий, получим минимальное время, необходимое на устранение замыкания, которое составит порядка 3-4 часов.

В одном из наиболее неблагоприятных случаев, когда замыкание происходит в нерабочий день, ночью (сбор бригады занимает около 3 часов), при этом поврежденное присоединение имеет 5-7 ответственных потребителей (для переключения питания каждого и отделения поврежденного участка порядка 4 часов), линию длиной около 800 м, проходящую в кабельной галере. В таком случае поиск места повреждения может занимать от 2 до 4 рабочих смен.

Заключение

Подводя итог, приходится констатировать, что поиск места однофазного замыкания на землю сегодня сопряжен с обязательным выводом поврежденного оборудования из работы на срок от 4 часов при наиболее благоприятных обстоятельствах, до 4 (и более, в зависимости от конкретного случая) рабочих смен. При выводе поврежденного фидера может происходить отключение линий связи, которые резервируют питание агрегатных и общестанционных собственных нужд, а также других резервных источников питания. При этом снижается надежность питания потребителей сети собственных нужд и работы гидроэлектростанции в целом. Если избежать отключения поврежденного оборудования в силу необходимости производства на нем ремонтных работ не представляется возможным, то уменьшить время поиска места повреждения, а также снизить вероятность возникновения повреждения вследствие ухудшения качества изоляции задача вполне реализуемая, но требующая детальной проработки.

Исследование проводилось в рамках гранта Президента Российской Федерации по проекту МК-3371.2022.4.

Список источников

1. Шарыгин, М. В. Определение места повреждения ЛЭП с использованием многосторонних измерений / М. В. Шарыгин, В. Ю. Вуколов, М. Д. Обалин, А. А. Петров // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2020. – № 71. – С. 134–142.
2. Шуин, В. А. Комплекс технических решений для защиты и селективной сигнализации однофазных замыканий на землю в распределительных кабельных сетях 6-10 кВ / В. А. Шуин, О. А. Добрыгина,

Е. С. Шагурина, Т. Ю. Шадрикова // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2020. – № 71. – С. 252–261.

3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. Главы 1.1–1.2, 1.7–1.9, 2.4–2.5, 4.1–4.2, 7.1–7.2, 7.5–7.6, 7.10, раздел 6. – М.: Ростехнадзор, 2010. – 411 с.

4. Приложение к приказу Минэнерго России от 16.08.2019 г. N 857 «Методические указания по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций». – М., 2019. – 59 с.

5. Невретдинов, Ю. М. Исследования перенапряжений при перемежающихся замыканиях на землю в сети собственных нужд ГЭС / Ю. М. Невретдинов // Труды Кольского научного центра РАН. – 2011. – № 5. – С. 142–149.

6. РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования». 6-е издание, с изменениями и дополнениями. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.

УДК 621.22

И. А. Лукуц¹

А. М. Волошин¹

А. В. Широков^{2, 3}

А. В. Сидорова^{2, 4}

¹ – Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

² – Новосибирский государственный технический университет

³ – Филиал ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего»

⁴ – Филиал «Россети ФСК ЕЭС» – МЭС Востока

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ БЛОКИРОВКИ ВИБРОЗАЩИТ ГИДРОАГРЕГАТА ПРИ СЕЙСМОСОБЫТИИ

An important task is to increase the reliability of the main HPP equipment, in particular, the operation of hydroelectric units.

RusHydro sets as one of the priorities the use of seismic observations and seismometric control at hydroelectric power plants to improve the reliability of the vibration control systems of hydraulic units.

The purpose of this work is to create a prototype of the vibration control locking system of the hydraulic unit, writing software. Approbation of the device at

the existing hydroelectric power station of Russia. This development will make it possible to eliminate false shutdowns of hydraulic units when the vibration control system of the hydraulic unit is triggered by external seismic events, as well as to increase the reliability of the hydraulic unit in a single energy system.

Keywords: *system, vibration control, blocking, seismometric control, prototype, microcontrollers, Modbus, hydraulic unit, sensor, hydroelectric power station.*

В энергетике России доля гидроэлектростанций (ГЭС) в выработке электроэнергии составляет около 20%, в Сибири – более 40%. ГЭС в электроэнергетической системе обеспечивают выработку электроэнергии, покрытие пиков нагрузки, регулирование частоты и напряжения, выполняют роль аварийного и эксплуатационного резерва. Важной задачей является повышение надежности основного оборудования ГЭС, в частности, работы гидроагрегатов.

На основе многолетнего опыта эксплуатации гидроэлектростанций выявлено, что землетрясения силой до 5 баллов по шкале MSK-64 не оказывают существенного влияния на работу гидроагрегатов и состояние гидротехнических сооружений. Из этого следует, что срабатывание системы виброконтроля приводит к ложному остановам гидроагрегатов, недовыработке электроэнергии, перерыву электроснабжения потребителей. [1]

ПАО «РусГидро» ставит одной из приоритетных задач использование сейсмических наблюдений и сейсмометрического контроля на гидроэлектростанциях для повышения надежности работы систем вибрационного контроля гидроагрегатов.

Данная проблема актуальна и на сегодняшний день. В качестве примера приведены случаи ложного срабатывания виброконтроля гидроагрегата при землетрясениях на действующих ГЭС России за последний год.

12 января гидроагрегаты Иркутской ГЭС на 40 минут останавливались после землетрясения силой 4 балла, которое произошло на озере Хубсугул в Монголии и ощущалось в Иркутской области. В результате такого отключения несколько населенных пунктов Иркутской области остались на время без электроснабжения, также это привело к кратковременному снижению частоты в энергосистеме Сибири.

22 сентября в Иркутской области произошло землетрясение. Эпицентр находился в 15 километрах от Култука Слюдянского района, интенсивность составила 8,1 балла. Толчки ощущались на территории 12 районов региона. В Братске и Усть-Илимске сила толчков составила 4-5 баллов. Землетрясение стало причиной отключения гидроагрегатов на Братской и Усть-Илимской ГЭС и как следствие перерыв электроснабжения некоторых населенных пунктов области.

Для решения проблемы необходимо разработать систему, которая будет блокировать систему вибрационного контроля гидроагрегата при возникновении сейсмособытия силой до 5 баллов. [2]

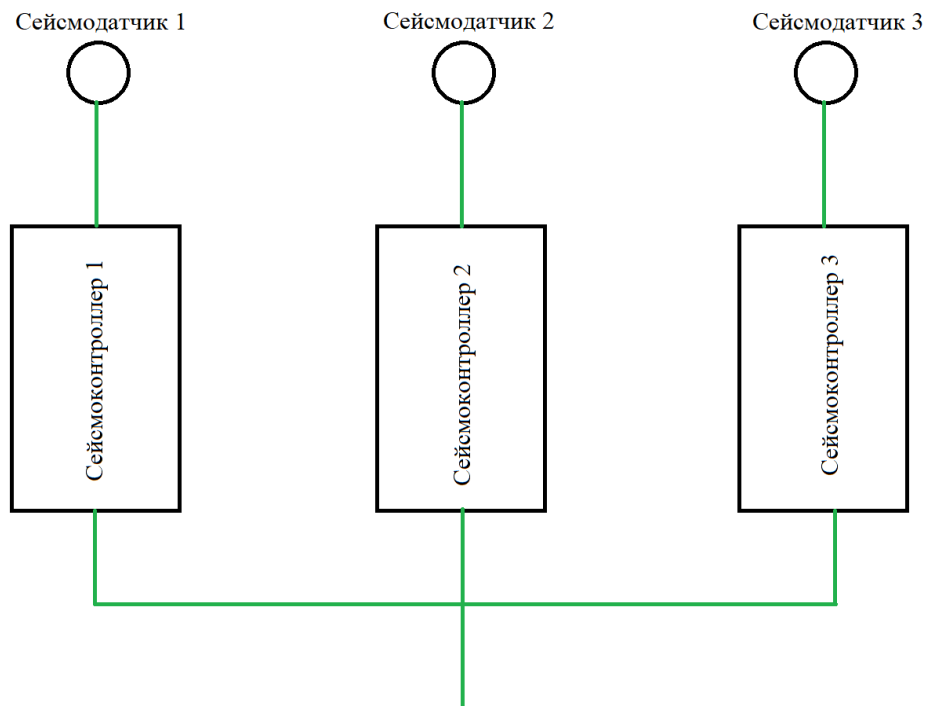


Рисунок 1 – Схема СБВГА

Система блокировки виброзащит гидроагрегата (СБВГА) предназначена для передачи в контроллеры виброконтроля и АСУ ТП дискретных сигналов, подтверждающих факт сейсмических воздействий до 5 баллов по шкале MSK -64.

В состав системы входит три комплекта сейсмоконтроллеров с пьезоэлектрическими сейсмоприемниками, установленные в теле плотины.

В ходе исследования разработан алгоритм работы системы блокировки виброзащит гидроагрегатов. Блок-схема представлена на рисунке 2.

Для начала работы алгоритма объявляются переменные и им присваиваются базовые значения. Далее контроллер опрашивает сейсмодатчик и сравнивает полученное значение с уставками. Если значение меньше уставки Амплитуда 1 – нижняя граница определения сейсмособытия (1 балл по шкале MSK -64) или больше уставки Амплитуда 2 – верхняя граница определения сейсмособытия (5 баллов по шкале MSK -64), то в таком случае блокировка виброзащит гидроагрегата не требуется. Если же значение больше уставки Амплитуда1 и меньше уставки Амплитуда2 (сейсмособытие от 1 до 5 баллов по шкале MSK-64), то контроллер отмечает сейсмособытие и уведомляет об этом остальные контроллеры. После этого проверяется сигнал о возникновении сейсмособытия на двух и более контроллерах.

Формирование сигнала блокировки виброзащит осуществляется мажоритарным принципом при одновременном срабатывании в двух из трех комплектов.

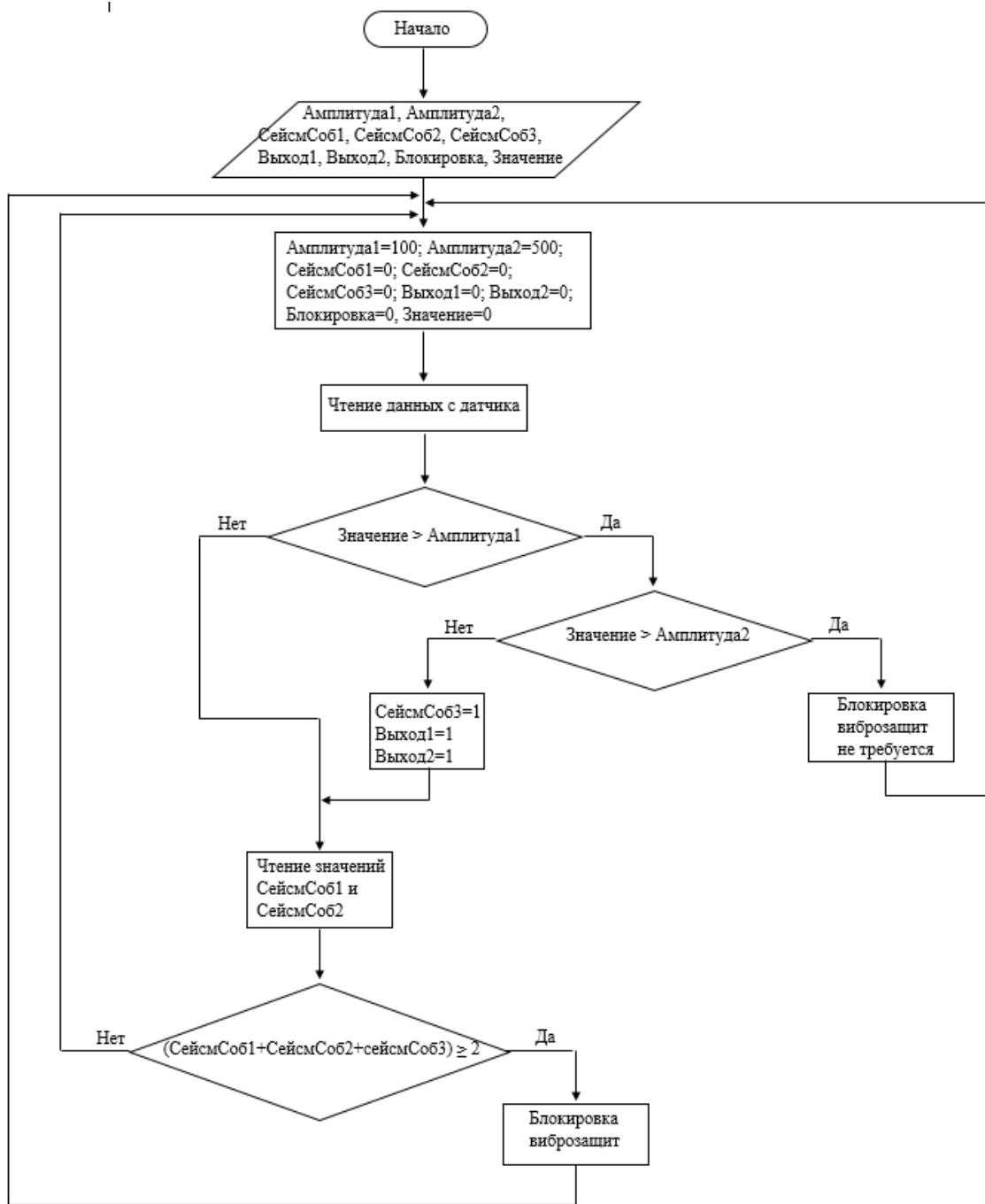


Рисунок 2 – Алгоритм работы системы

В настоящем исследовании в качестве сейсмоконтроллера использовался микроконтроллер «Arduino UNO». К нему по протоколу Modbus был подключен второй микроконтроллер «Arduino UNO» вместе

с генератором сигналов, выполняющие роль сейсмодатчика с нормирующим усилителем. Для организации связи по протоколу ModBus использовались преобразователи интерфейса TTL to RS485 и USB to RS485. [3]

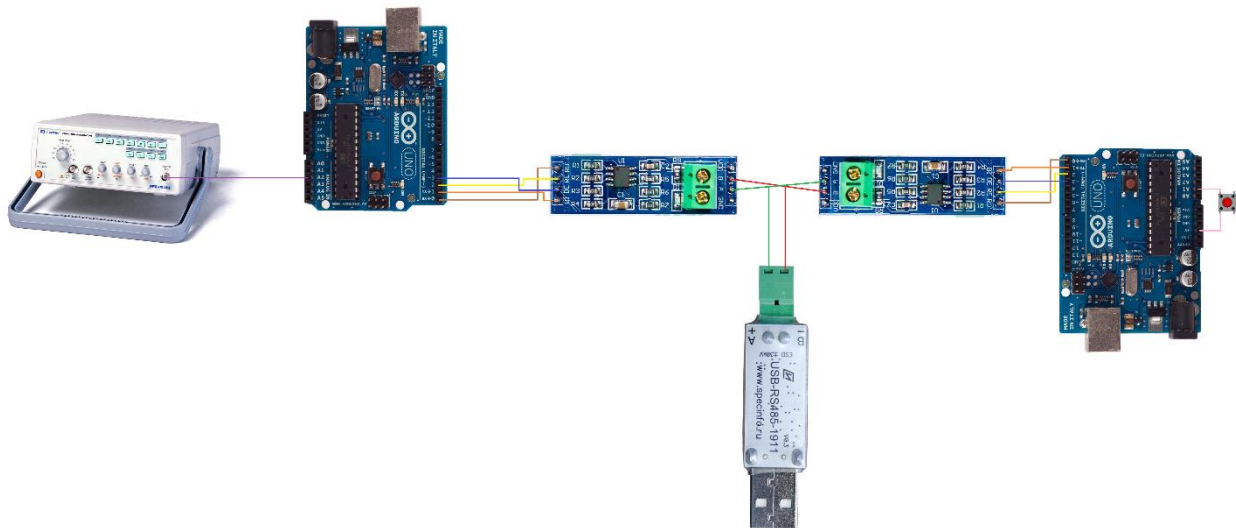


Рисунок 3 – Схема испытательной установки

С генератора сигналов на вход АЦЦ ведомого контроллера подается синусоидальный сигнал с регулируемой амплитудой на частоте 10 Гц. Этот сигнал оцифровывается и по Modbus передается к ведущему контроллеру, где последний сравнивает полученное значение с уставками и определяет необходимость в блокировке виброзащит гидроагрегата. Кроме того, ведущий контроллер по ModBus передает информацию о сейсмособытии и блокировке в последовательный порт ПК.

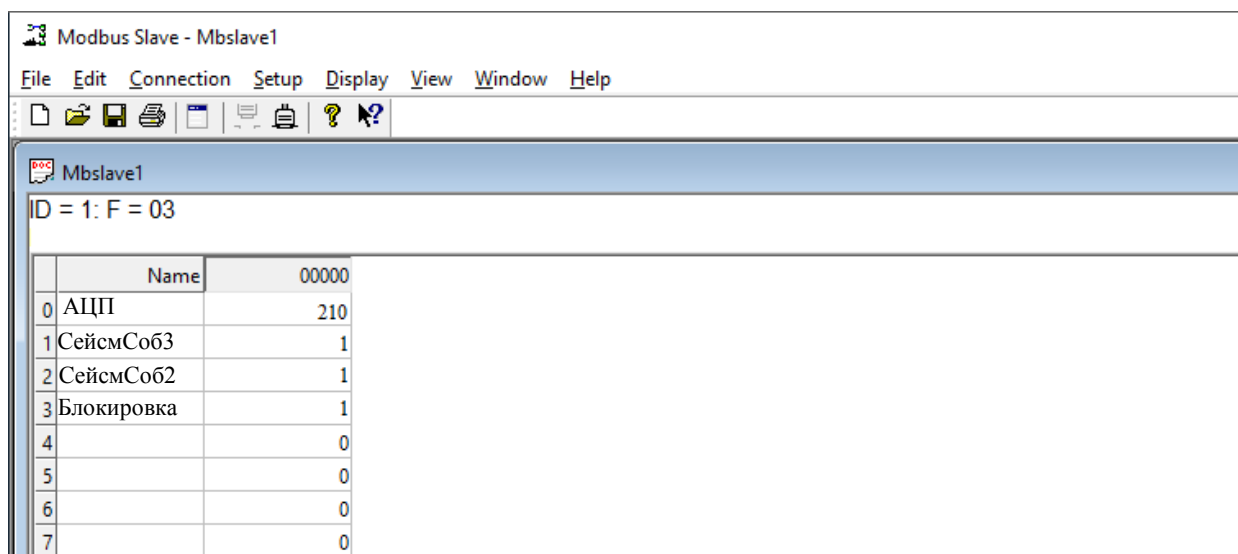


Рисунок 4 – Выдача сигнала блокировки в порт компьютера

Modbus Slave - Mbslave1

File Edit Connection Setup Display View Window Help

Mbslave1

ID = 1: F = 03

	Name	00000
0	АЦП	830
1	СейсмСоб3	0
2	СейсмСоб2	0
3	Блокировка	0
4		0
5		0
6		0
7		0

Рисунок 5 – Отсутствие сигнала блокировки

В результате исследования разработан алгоритм работы системы блокировки виброзащит гидроагрегата, собрана схема и проведены испытания. Правильность работы алгоритма опробована с помощью простейшего прототипа системы на микроконтроллерах «Arduino UNO».

Использование данной системы на гидроэлектростанциях позволит предотвратить отключение генерирующего оборудования при сейсмособытиях, сократить издержки и повысить надежность работы электроэнергетической системы в целом.

Список источников

1. Затеев В. Б. Сейсмометрические наблюдения на Саяно-Шушенской ГЭС [Текст]: материал технической информации / В. Б. Затеев // Гидротехническое строительство. – 2003. – № 11. – С. 43–46.
2. Петушков М. Е. Стационарная система виброконтроля и диагностики оборудования ГЭС российского производства [Текст] / М. Е. Петушков // Гидротехника: материал технической информации. – Санкт-Петербург, 2016. – № 2. – С. 10–12.
3. Монк С. Програмируем Arduino. Основы работы со скетчами [Текст] : монография / С. Монк ; [пер. на рус. А. Киселев], 2017. – 208 с.
4. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций [Текст] : справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. Т. 2: Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций, 1990. – 336 с.
5. Алешин А. С. Сейсмическое микрорайонирование особо ответственных объектов [Текст] / А. С. Алешин. М.: Светоч Плюс, 2010. – 293 с.

6. Брызгалов В. И. Гидроэлектростанции [Текст] : учебное пособие / В. И. Брызгалов, Л. А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с
7. Клюкач А. А. К вопросу об оценке вибрационного состояния гидроагрегатов ГЭС [Текст] / А. А. Клюкач // Гидротехническое строительство. – 2011. – № 5. – С. 40–44.
8. Клюкач А. А. Особенности вибрации агрегата № 2 Саяно-Шушенской ГЭС [Текст] / А. А. Клюкач // Гидротехническое строительство. – 2011. – № 8. – С. 52–56.
9. Система вибрационного контроля и диагностики на объектах гидроэнергетики [Текст] / Ракурс ГК // Гидротехника. XXI век. – 2020. – № 2. – С. 16–21.
10. Владиславлев Л. А. Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций [Текст] : научное издание / Л. А. Владиславлев, 1972. – 176 с.

УДК 620.9+621.3-1/-8

Ю. А. Секретарев

А. А. Горшунов

Новосибирский государственный технический университет

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ И МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

This article discusses the possibility of using a risk-oriented approach for monitoring and diagnosing the technical condition of equipment. An example is calculated when applying this approach.

Keywords: *technical condition index, recoverable elements, reliability of the scheme, probabilistic estimates, risk-oriented approach.*

Введение

Для управлением рисками на промышленных предприятиях необходимо получать достоверные данные о мониторинге технического состояния оборудования. Отсутствие данной информации приводит к появлению рисков, связанных с увеличением частоты отказов, снижением надежности, производительности и эффективности оборудования предприятия. Применение на практике риск-ориентированного подхода позволяет вести учет рисков в течение всего времени эксплуатации

оборудования и увеличивать интенсивность контроля на направлениях, имеющих наибольшие риски.

Теоретические положения

В 2015 году была принята поправка в закон от 26.12.2008 № 294-ФЗ, в которой появилось понятие риск-ориентированного подхода (РОП) [1]. РОП предполагает усиление контроля за направлениями, имеющими наибольшие возможные ущербы при появлении отказов или неэффективности работы.

В области электроэнергетики риск-ориентированный подход был введен Постановлением Правительства РФ № 1401 от 19 декабря 2016 года в отношении активов электроэнергетики [2, с.2]. Появился термин «индекс технического состояния (ИТС)». ИТС – безразмерная интегральная величина, характеризующая фактическое техническое состояние оборудования.

Расчет ИТС электрооборудования производится согласно положениям методики, утвержденной Приказом Минэнерго России №676 в 2017 году.

Конструктивные элементы и детали, имеющие возможность выполнять свои функции только совместно, образуют функциональный узел оборудования. Функциональный узел является составной частью единицы электрооборудования. Порядок расчета ИТС единицы оборудования условно представлен на рисунке 1.

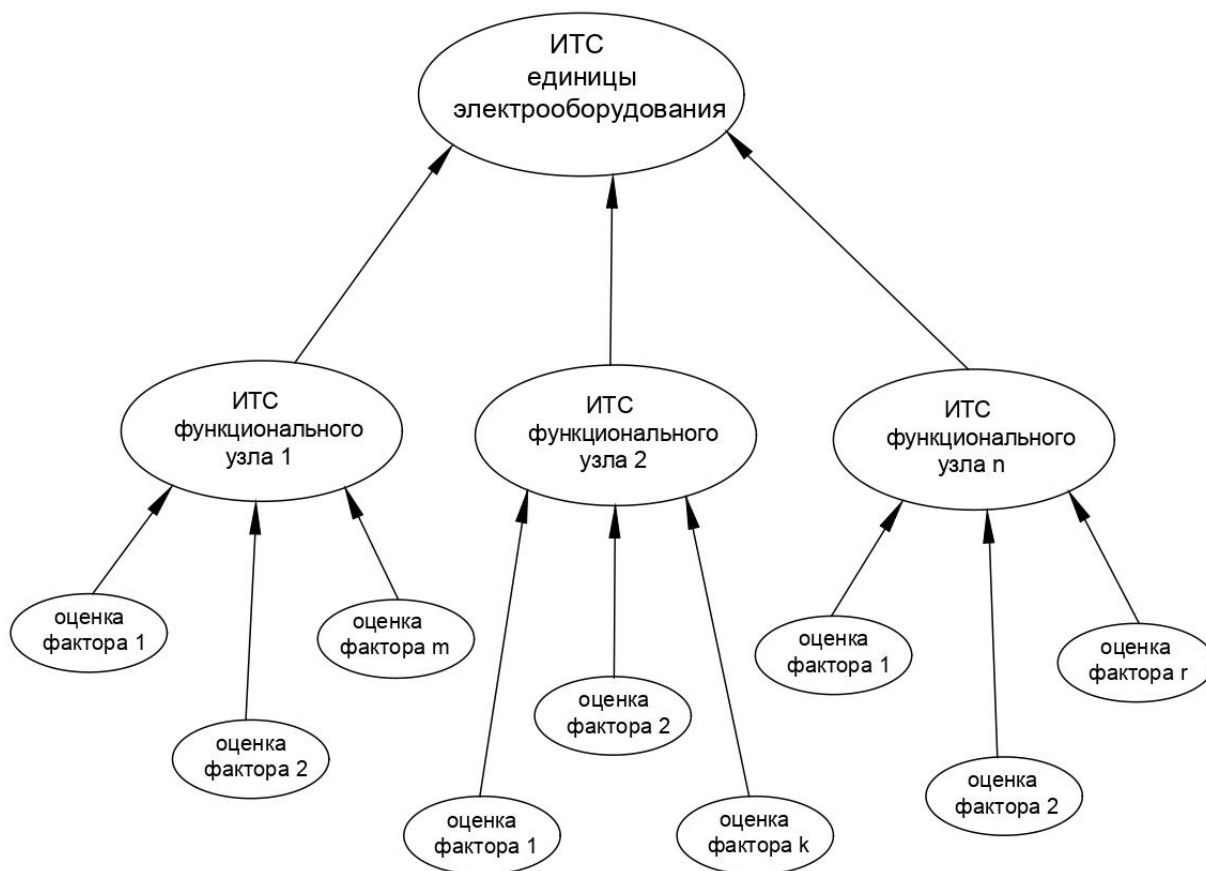


Рисунок 1 - Схема расчета ИТС единицы оборудования

Дефект является противоположным индексу технического состояния показателем технического состояния и характеризует физический износ объекта электроэнергетики. Данный показатель определяется по формуле 1:

$$\text{Дефект} = 1 - \text{ИТС} \quad (1)$$

где ИТС – индекс технического состояния.

Для оценки технического состояния электрооборудования используется цветовая индикация появления дефектов. Цветовая индикация приводится на рисунке 2.

В рамках риск-ориентированного подхода для определения ИТС единицы оборудования производится оценка технического состояния группы параметров. В случае ВЛЭП оценка группы параметров осуществляется в для каждого элемента линии (опоры и пролета), входящего в состав функционального узла электрооборудования. Оценка производится в ходе технической диагностики, проводимой специалистами промышленного предприятия.

Техническая диагностика является мерой для установления и изучения признаков, вызывающих появление дефектов в оборудовании.

Диапазон значений физического износа	Уровень физического износа	Визуализация (цвет)	Вид технического воздействия
$\geq 0,75$	Критический	Красный	Эксплуатация недопустима. Требуется срочное воздействие на оборудование и (или) объект электроэнергетики
$0,50 \leq \text{и} < 0,75$	Неудовлетворительный	Оранжевый	Дополнительное техническое обслуживание и ремонт, усиленный контроль технического состояния, техническое перевооружение
$0,30 \leq \text{и} < 0,50$	Удовлетворительный	Желтый	Усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт, реконструкция
$0,15 \leq \text{и} < 0,30$	Хороший	Зеленый	По результатам планового диагностирования
$< 0,15$	Очень хороший	Темно-зеленый	Плановое диагностирование

Рисунок 2 – Цветовая индикация уровня износа

Расчет ИТС функционального узла осуществляется по формуле 2.

$$ИТС_{ф.уз} = \frac{\sum (KB_i \times ОГП_i)}{10} \quad (2)$$

где KB_i - весовой коэффициент i -ого фактора;

$ОГП_i$ - оценка i -ого фактора (группы параметров) в баллах.

Весовой коэффициент – число, показывающее приоритетность или важность функциональных узлов или факторов относительно других функциональных узлов и факторов.

Расчет ИТС единицы оборудования осуществляется по формуле 3.

$$ИТС = \sum (KB_i \times ИТС_{ф.уз}) \quad (3)$$

где KB_i – весовой коэффициент i -ого фактора;

$ИТС_{ф.уз}$ – индекс технического состояния функционального узла.

ИТС в зависимости от состояния оборудования может принимать значения в диапазоне от 0 до 1, где 0 - худшее значение (неработоспособное состояние), соответственно 1 - наилучшее значение (идеальное).

Применение риск-ориентированного подхода в оценке надежности

На примере расчета схемной надежности электрических сетей Салымской группы месторождений в рамках риск-ориентированного подхода производится оценка надежности потребителей с учетом технического состояния электрооборудования.

На основе результатов экспертизы, проведенной сотрудниками ПАО «Газпромнефть» были получены весовые коэффициенты для каждого фактора и функционального узла единицы электрооборудования – воздушной линии. Весовые коэффициенты для группы параметров приводятся в таблице 1.

Таблица 1 – Весовые коэффициенты группы параметров

Узел	Группа параметров (факторы)	Оценка	Вес
Опора	Крепление опоры, стойки, траверсы, крюка, изоляторы на стойке опоры, провода	A	0,3
	Приставка, стойка, подкос	B	0,1
	Траверса, крюк, изолятор на траверсе	C	0,2
	Заземляющее устройство	D	0,1
	Коммутационные аппараты, разрядники	E	0,3
Пролет	Трасса ВЛ	F	0,3
	Провод, кабельная вставка	G	0,7

Весовые коэффициенты для функциональных узлов приводятся в таблице 2.

Таблица 2 – Весовые коэффициенты функциональных узлов

Оборудование	Функц.узел	Оценка (ИТС)	Вес
ВЛ	Опора	ИТС функц.уз	0,334
	Пролет	ИТС функц.уз	0,666

Для оценки влияния технического состояния на фактическое значение надежности были приняты к рассмотрению воздушные линии классом напряжения 35 кВ. Воздушные линии данного класса напряжения и выше относятся к основному технологическому оборудованию объектов электроэнергетики, для которого может производиться оценка технического состояния согласно методике расчета [2].

В качестве исходной информации для расчетов была получена статистика об отказах ВЛ данного объекта. Статистика по другим элементам системы электроснабжения отсутствовала, однако подход в расчетах надежности сохраняется. Воздушные линии являются самыми ненадежными элементами любой системе. В ходе обработки статистики по отказам воздушных линий было выявлено несколько значений, существенно выбивающиеся по величине от других значений. Данные значения были промаркированы и не учитывались в дальнейшем при расчете показателей надежности.

Для оценки схемной надежности системы электроснабжения объекта необходимо определить и рассмотреть основные показатели надежности – параметр потока отказов (ППО) и среднее время восстановления [3, с. 12].

ППО является средним значением отказов оборудования за единицу времени. Данный показатель определяет частоту отказов или интенсивность отказов рассматриваемого оборудования. Статистически ППО определяется по формуле 4.

$$\omega = \frac{m}{n \times T}, \text{ год}^{-1} \quad (4)$$

где n – группа рассматриваемых элементов;

m – число отказов за определенный промежуток времени;

T – время наблюдения.

Рассматриваемые элементы – воздушные линии, являются восстанавливаемыми элементами, которым необходимо время для восстановления работоспособного состояния после отказа. Данный показатель надежности определяется по формуле 5.

$$T_6 = \frac{\sum_{i=1}^m t_i}{m}, \text{ ч} \quad (5)$$

где t_i – время, затраченное на восстановление i -ого элемента;
 m – число отказов.

Полученное значение параметра потока отказов было приведено к 1 км и равняется $\omega = 0,018$ 1/год. Среднее время восстановления составило $T_в = 3,94$ ч.

Расчет надежности схемы осуществляется с помощью метода блок-схем. На объекте расположено 52 потребителя, получающих электропитание по ВЛ 35 кВ. Для каждого потребителя были проанализированы схемы электроснабжения и выделено 11 типовых. В качестве примера в рамках данной работы было рассмотрено 3 схемы. Пример составления блок-схемы показан для одной из схем на рисунке 3.

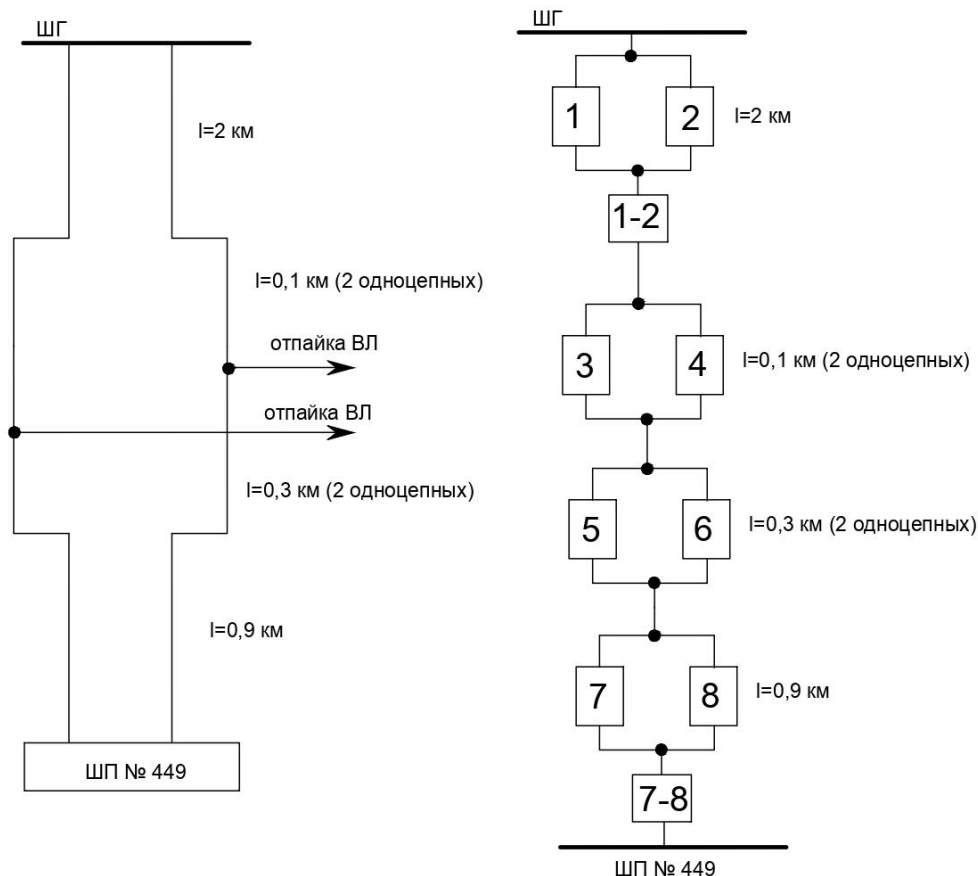


Рисунок 3 – Блок-схема потребителя

Схемная надежность характеризуется вероятностью безотказной работы. Расчет производится по формуле 6.

$$P = e^{-\omega \times T} \quad (6)$$

где ω – параметр потока отказов;

T – рассматриваемый период времени

Для автоматизации процесса расчетов был создан программный комплекс способный производить расчеты схемной надежности и моделировать данные о мониторинге текущего состояния оборудования. Моделирование данных о состоянии оборудования при расчетах надежности обусловлено отсутствием соответствующей статистики на сегодняшний день.

Для моделирования ИТС применяется метод статистических испытаний или метод Монте-Карло, считая, что значение дефектов является случайной величиной в интервале (0;1) и принадлежит равновероятному закону распределения.

Для составления алгоритма был проведен процесс нормирования весовых коэффициентов. Нормирование производилось по формуле 7.

$$\text{Вес} = \text{Вес фактора} \times \text{Вес функционального узла} \quad (7)$$

Результат нормирования весовых коэффициентов представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Нормирование весовых коэффициентов

Узел	Параметры	Вес параметров	Вес узла	Результат
Опора	Крепление опоры	0,3	0,334	0,1
	Приставка, стойка	0,1	0,334	0,03
	Траверса	0,2	0,334	0,07
	Заземляющее устройство	0,1	0,334	0,03
	Коммутационные аппараты, разрядники	0,3	0,334	0,1
Пролет	Трасса ВЛ	0,3	0,666	0,2
	Провод, кабельная вставка	0,7	0,666	0,47
Σ	-	-	-	1

Алгоритм моделирования ИТС приводится на рисунке 4.

При учете фактического технического состояния электрооборудования, отличного от идеального, происходит уменьшение вероятности безотказной работы [4, с. 20]. Для расчета вероятности применяется показатель ИТС по формуле 8.

$$P_{ИТС} = P \times ИТС \quad (8)$$

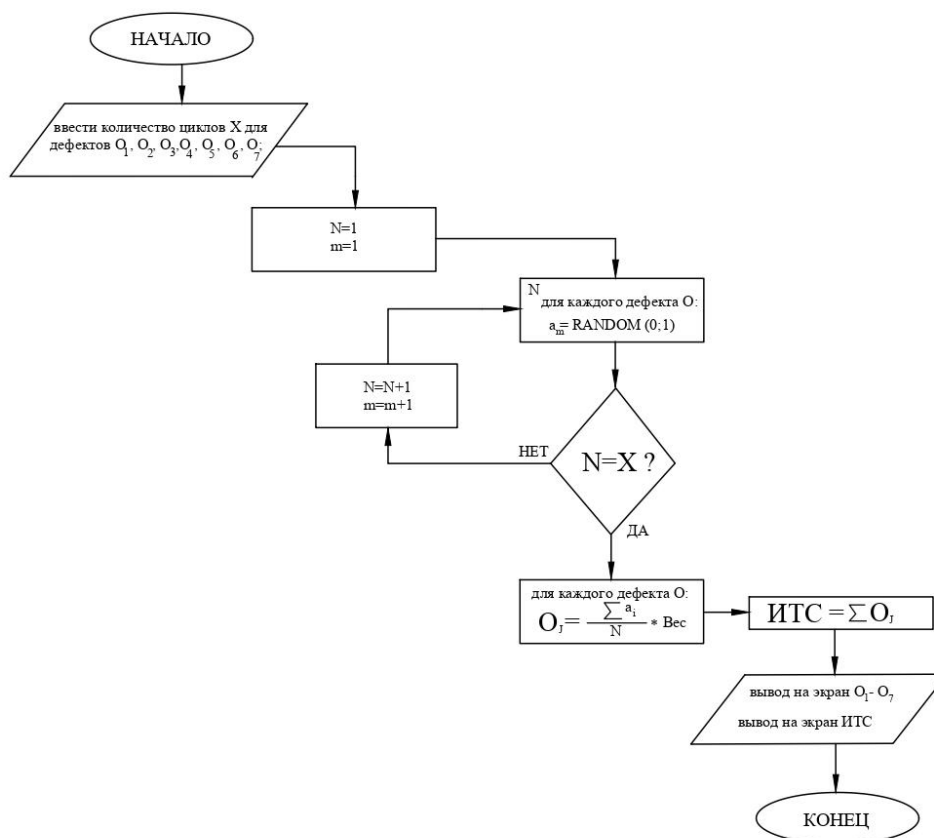


Рисунок 4 – Алгоритм моделирования ИТС

С помощью программного комплекса был произведен расчет и получены результаты. Результаты расчетов приводятся в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов

Потребитель №	Без учета ИТС			С учетом ИТС	
	ω , 1/год	T_B , ч	Р о.е.	ω , 1/год	Р о.е.
ШП №113Д	0,008032	1,97	0,992001	0,190454	0,826584
ШП №449	0,008453	1,97	0,991583	0,096101	0,908372
ШП №514	0,002884	1,97	0,997120	0,051398	0,949901

Заключение

В ходе работы был рассмотрен пример реализации риск-ориентированного подхода в оценке надежности системы электроснабжения. В качестве исходных данных была принята статистика об отказах электрооборудования и получены весовые коэффициенты для определения технического состояния.

Для расчетов создан программный комплекс, позволяющий моделировать данные мониторинга технического состояния. Расчет с учетом мониторинга показывает снижение вероятности безотказной работы для

потребителя №1 на 16,5%. Расчеты проводимые без учета данных о мониторинге технического состояния оборудования приводят к завышенным оптимистическим оценкам надежности.

Список источников

1. Федеральный закон от 26.12.2008 № 294-ФЗ (ред. от 08.03.2022) «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902135756>.

2. Постановление Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 № 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики...» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201612210027>.

3. Секретарев Ю. А. Надежность электроснабжения : учеб. пособие / Ю. А. Секретарев. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2010. – 104 с.

4. Секретарев Ю. А. Выбор и принятия решений по управлению ремонтами энергооборудования в системах электроснабжения с монопотребителем / Ю. А. Секретарев, В. М. Левин // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. – 2021. – № 2 (83). – С. 17–25.

УДК 627.8.04

А. А. Веретнов

Е. Д. Рыбалко

Физико-математическая школа СФУ

Лицей «Эврика»

Научный руководитель:

канд. техн. наук, доцент **А. А. Ачитаев**

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ОРГАНИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ТУРБИННОГО МАСЛА НА ГЭС

The trend of the modern development of the electric power industry is the wide digitalization of various technological processes, including the problem of generation. This article separately reflects the automatic control of turbine oil

parameters at hydroelectric power plants. The algorithm and structure of the system implementation are given. In the future, the proposed approaches will ensure automation and ensure an economic effect.

Keywords: automation of hydroelectric power plant, oil quality control, dynamic modeling environment.

Введение

Нормальная работа гидроагрегата на ГЭС во многом определяется соблюдением заданных заводами-изготовителями нормативных параметров состояния опорных узлов (подпятник и подшипники турбины и генератора) и системы регулирования гидроагрегата. Нормальное состояние вышеперечисленных узлов определяется в том числе соблюдением заданных параметров турбинного масла, находящегося в узлах и возможностей оперативного контроля и восстановления его до оптимального состояния.

Турбинное масло – смазочное масло, применяемое на ГЭС в качестве рабочей жидкости в маслосистемах гидроагрегатов. Предназначено для смазывания подшипников паровых и газовых турбин (подшипники вала турбины и генератора), а также для работы в гидравлических системах маслonaполненных установок систем регулирования.

Состояние турбинного масла на гидроэлектростанции определяется специалистами на основании проведенного анализа.

На Саяно-Шушенской ГЭС применяется турбинное масло Shell Turbo T46 – это минеральное масло с антиокислительными и противоизносными присадками. Имеет высокие деэмульгирующие свойства, низкое пенообразование, длительный срок службы. Ближайшим отечественным аналогом турбинного масла Shell Turbo T 46 является масло Тп-30 ГОСТ 9972-74- минеральное масло, которое вырабатывается из парафинистых нефтей с применением очистки селективным растворителем. Содержат присадки, улучшающие антиокислительные, антикоррозионные и другие свойства масел. Тп-30 применяется на гидроагрегатах Майнской ГЭС.

Таблица 1

Область применения турбинных масел

Марка масла	Номер стандарта на масло	Маслосистемы
Shell Turbo T 46	-	Гидроагрегаты СШГЭС: <ul style="list-style-type: none"> • генераторный и турбинный подшипники; • маслonaпорная установка системы регулирования; • подпятник.

Технический и технологический надзор

Контроль технического состояния МХ и энергетических масел на ГЭС осуществляется в соответствии с ПТЭ (Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ) [1, 2], СТО 17330282.27.140.015-2008 и требованиями настоящего стандарта. Контроль технического состояния оборудования МХ и качества масел производится персоналом ГЭС, ответственным за их эксплуатацию. Периодичность контроля параметров масла, находящегося в ГА, составляет 1 раз в месяц для опорных узлов и 1 раз в две недели для систем регулирования.

Находящееся на хранении свежее турбинное масло должно соответствовать требованиям: кинематическая вязкость, кислотное число, температура вспышки в открытом тигле, время деэмульсации, содержание водорастворимых кислот и щелочей, содержание воды, содержание механических примесей или класс промышленной чистоты (КПЧ), стабильность против окисления, антикоррозийные свойства, содержание антиокислительной присадки, содержание шлама.

Показатели качества, определяемые до слива масла из транспортной емкости представлены в нормативно-технических документах [3], которые включают: внешний вид масла, кинематическую вязкость, температуру вспышки в открытом или закрытом тигле, кислотное число (при наличии требования в документации изготовителя масла); содержание воды в масле, содержание механических примесей или класс промышленной чистоты.

В процессе эксплуатации гидроагрегата определяют класс промышленной чистоты (КПЧ) именно этот параметр показывает наличие в масле тех или иных механических вкраплений, способных привести к повреждению плоскостей трения сегментов подпятника или подшипников, к засорению и неисправной работе гидравлических распределителей и золотников систем регулирования.

КПЧ делится на классы, по которым определяется турбинное масло и выявляется степень чистоты, а именно:

- 1) для системы регулирования КПЧ должен быть – не более 11.
- 2) для систем смазки – не более 13.

Процесс контроля параметров масла осуществляется следующим образом:

1. ремонтным персоналом ГЭС производится отбор проб масла из пробоотборных точек системы регулирования и опорных узлов;
2. пробы масла передаются для анализа в лабораторию химического анализа Службы мониторинга оборудования;
3. проводится лабораторный анализ с применением специальных приборов;
4. составляется Протокол химического анализа КПЧ масла;

5. принимается решение о чистке масла с использованием маслоочистительных установок либо о завершении очистки масла.

Для определения КПЧ турбинного масла на Гидроэлектростанциях используют соответствующие лабораторные комплексы, так на Саяно-Шушенской ГЭС используют Портативную экспресс-лабораторию для определения класса чистоты рабочих жидкостей фирмы PALL (рис.1).



Рис. 1. Передвижная маслоочистительная установка

Очистка турбинного масла из эксплуатационного и аварийного запаса производится непосредственно в местах хранения с использованием стационарных систем маслоочистки СМХ (станционного маслохозяйства). Очистка масла в опорных узлах и системе регулирования гидроагрегатов в процессе эксплуатации производится передвижными маслоочистительными установками рисунке 2.

На рисунке 3 представлены узлы, где возможна реализации системы автоматического контроля параметров турбинного масла. Генераторный подшипник 2. Подпятник 3. Турбинный подшипник и система регулирования (показана частично сервомотор и направляющий аппарат) вот в этих узлах рассматривается система автоматического контроля влагосодержание и класс

промышленной чистоты и при выходе контролируемых параметров за граничные значения подается команда на включение системы очистки масла на гидроагрегате.

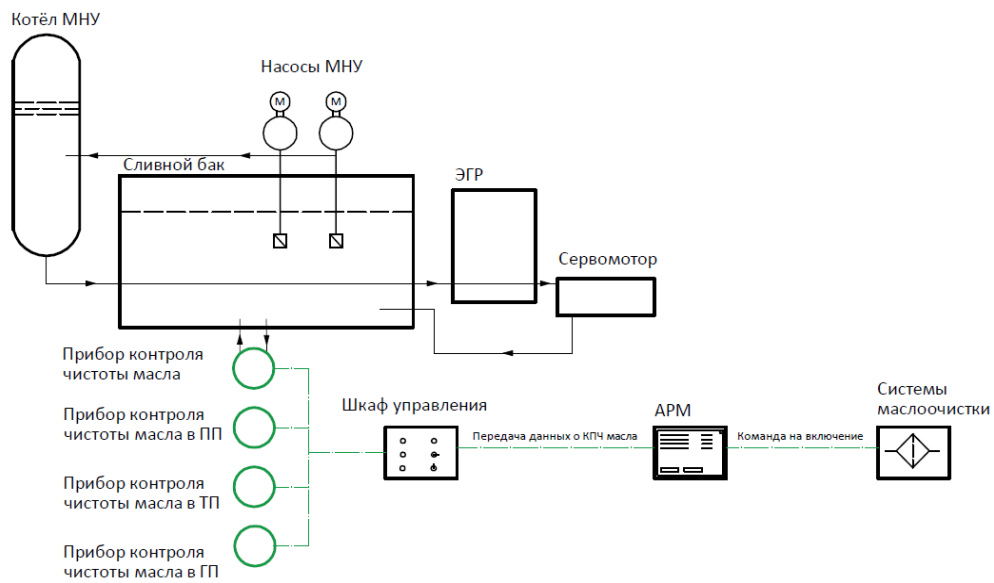
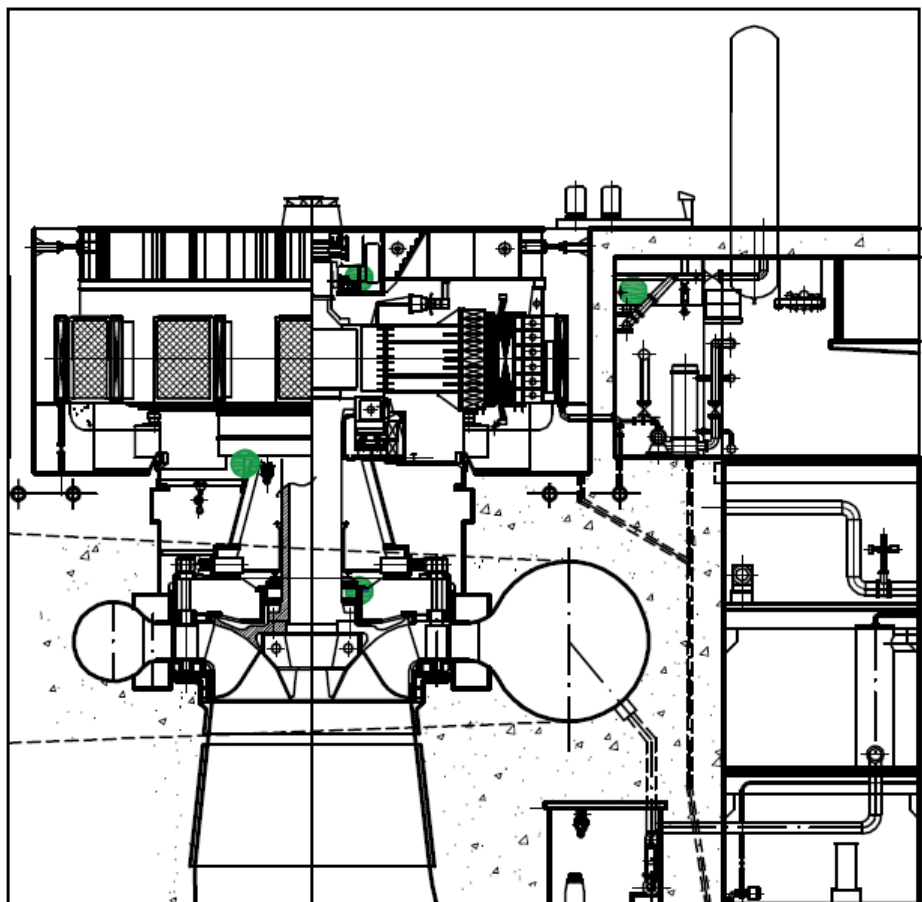


Рис. 2. Схема контроля и очистки масла



● Точки контроля за чистотой масла

Рис. 3. Схема расположения датчиков анализа масла в узлах

В настоящий момент ее пока не существует, это наше предложение, выгодность которого состоит в снижении простоя. Стоимость системы контроля и автоматической очистки примерно равна 8–11 млн. руб. В нее входит система очистки, датчики контроля влаги и КПЧ, трубная обвязка, серверное оборудование, шкаф управления с контроллером и программное обеспечение (ПО) на один гидроагрегат. Сутки простоя одного гидроагрегата СШГЭС стоят минимум 6 млн рублей, так что система окупается двумя днями внепланового простоя.

Очистка масла в системе регулирования может осуществляться на работающем ГА, на подпятнике, генераторном и турбинном подшипниках на остановленном ГА. При этом время очистки зависит от нескольких факторов:

1. КПЧ залитого турбинного масла в узел;
2. Объема масла в узле (для ГА СШГЭС: подпятник - 16,5 м³, подшипник генераторный - 2,3 м³, подшипник турбинный - 3,3 м³, система регулирования ГА - 10,3 м³);
3. Состояния фильтров передвижных маслоочистительных установок.

Трудозатраты на отбор проб масла и проведение анализа составляют ориентировочно 16 чел/час из расчета на один гидроагрегат. Трудозатраты на очистку масла до требуемых НТД (нормативно-технической документации) параметров составляет от 12 до 48 часов, при этом очистка масла осуществляется на остановленном гидроагрегате из-за отсутствия штатных выпусков для подключения систем очистки. В свою очередь необходимо отметить, что сутки внепланового простоя одного гидроагрегата СШГЭС обходятся примерно в 6 (шесть) миллионов рублей и 3(три) миллиона рублей гидроагрегата Майнской ГЭС. Кроме этого работа с энергетическими маслами оказывает негативное воздействие на организм людей, работающих с маслами в непосредственном контакте. Все вышеперечисленное натолкнуло на идею создания системы автоматизированного контроля и очистки турбинного масла на гидроагрегатах.

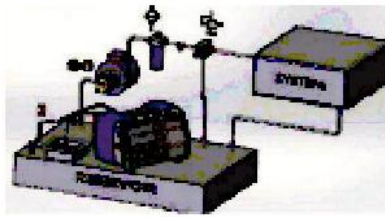
На рисунке 4 предложен алгоритм автоматического контроля параметров турбинного масла на ГЭС.

В состав автоматизации входят следующие приборы:

- Экспресс-анализ гидравлической жидкости;
- Измеряет класс частоты масла по ISO 4406:99;
- Габаритные размеры прибора 69x88 мм;
- Номинальный поток 50. 400 л/мин;
- Рабочая температура: от -200С до +800С.

На нижнем (полевом) уровне автоматизации размещается четыре комплекта датчиков. На рисунке 5 изображен пример датчика с цифровым выходом.

Приборы контроля в 4 точках: система регулирования, подпятник, генераторный и турбинный подшипники



↓
Передача данных о КПЧ масла

Шкаф управления системой контроля масла на гидроагрегате



↓
Передача данных о КПЧ масла

АРМ оперативного персонала станции



↓
Анализ данных



Система маслоочистки
в узле



Рис. 4. Алгоритм работы системы автоматизированного контроля и очистки турбинного масла на гидроагрегатах

С помощью программного обеспечения SimInTech было реализовано ПО. На рисунке 6 изображен фрагмент ПО, где рассмотрен автоматический контроль параметров масла. При реализации данного алгоритма в контроллере будет предусмотрен вопрос совмещения на элементной базе современных контроллеров, которые имеют сертификации для применения в действующем программно-техническом комплексе.



Рис. 5. Датчик КПЧ масла

На рисунке 7 представлен фрагмент ПО, позволяющий реализовать заявленный подход автоматизации.

На рисунке 8 рассмотрен фрагмент реализации программного по линейным входным воздействиям. Следует обратить внимание, что ПО не учитывает задержку по времени, вызванного переходными гидравлическими процессами. Безусловно, данное допущение при практической реализации будет учтен. Осциллограмма 7 также позволяет оценить во времени возможность сохранения времени сработки системы очистки и факторы, связанные с ним.

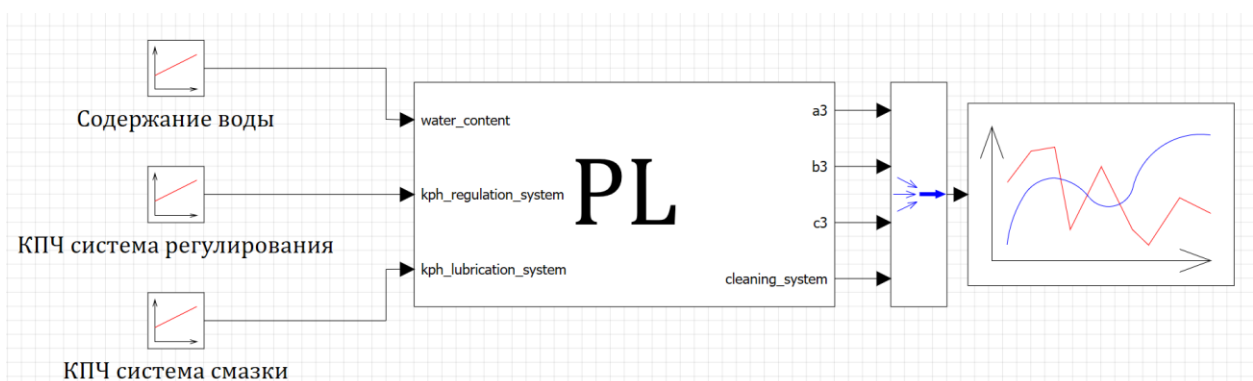


Рис. 6. Реализация тестового ПО автоматического контроля параметров масла

```

input Water_content, KPH_regulation_system, KPH_lubrication_system;
if Water_content > 0.3 then a3 = 0 else a3 = 1;
if KPH_regulation_system > 2000 then b3 = 0 else b3 = 1;
if KPH_lubrication_system > 8000 then c3 = 0 else c3 = 1;
if a3 + b3 + c3 = 3 then Cleaning_system = 0 else Cleaning_system = 1;
output a3, b3, c3, Cleaning_system;

```

Рис. 7. Фрагмент кода, написанного в ПО SimInTech

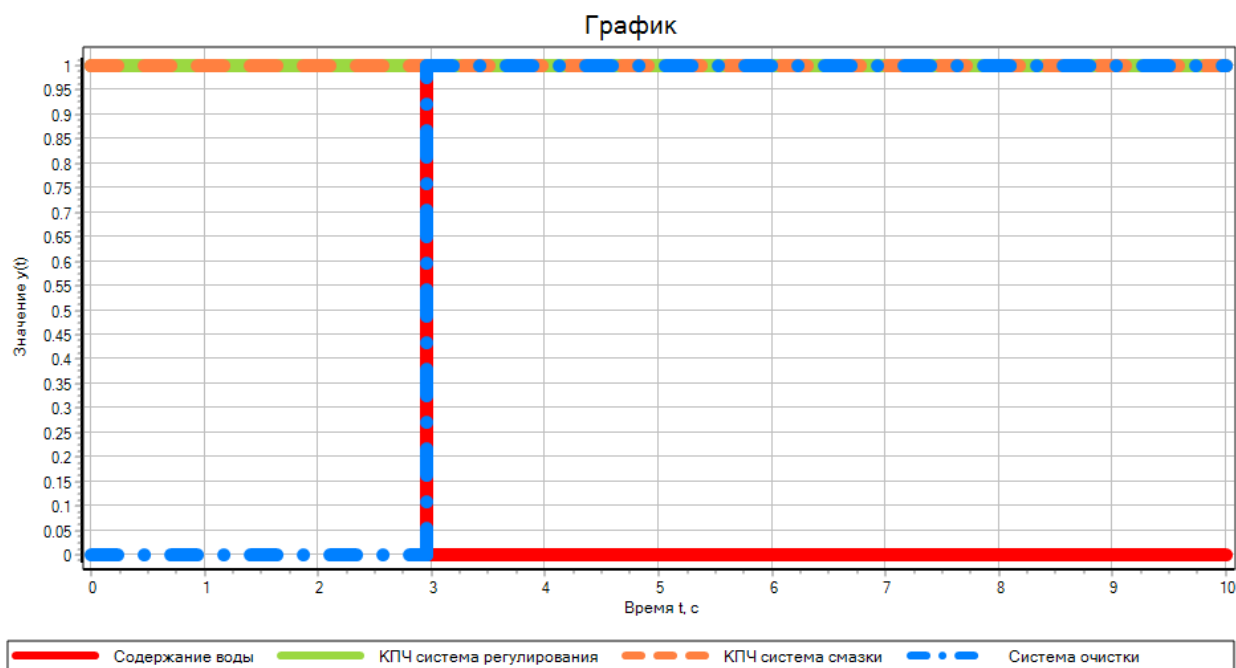


Рис. 8. Осциллограмма режимов работы представленной системы

Заключение

Тенденцией современного развития электроэнергетики является широкая цифровизация различных технологических процессов, в том числе проблемы генерации. В данной статье отдельно отражен автоматический контроль параметров турбинного масла на гидроэлектростанциях. Приведены алгоритм и структура реализации системы. В перспективе предложенные подходы обеспечат автоматизацию и экономический эффект.

Список источников

1. Шавров Э. Н. О правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей в свете нового законодательства Российской Федерации (к 70-летию 1-го издания ПТЭ) // Энергетик. – 2010. – №. 11. – С. 2–5.
2. СТО РусГидро 02.01.112-2015 Гидроэлектростанции. Энергетические масла и маслохозяйства. Организация эксплуатации

и технического обслуживания. Нормы и требования. Москва, 2015 г. Дата ввода в действие 17.03.2015 г.

3. Барышев В. И., Мосин А. И., Арташин А. С. Классификация и кодирование промышленной чистоты // Стандарты и качество. – 1989. – № 5. – С. 15–17.

УДК 621.313.1

М. Я. Иванков

А. С. Чернов

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ВОЗДУШНОГО ЗАЗОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Improving the reliability of hydro generators is inextricably linked with the timely detection of defects during their operation. To solve this problem, the analysis of control and diagnostic parameters is promising. The aim of the work was to develop a computerized information and measurement system for measuring the air gap in a hydrogenerator, in which two capacitive sensors with parallel coplanar electrodes were used. A method for determining the parameters of the shape of the envelope of the poles of the hydrogenerator rotor relative to the center of the axis of rotation using the results of measuring the air gap by the system is considered.

Keywords: *hydrogenerator, air gap, control system, information and measurement system (ИТ), capacitive sensor.*

1. Что такое воздушный зазор в гидрогенераторе

Воздушный зазор в гидрогенераторе – это зазор между статором (неподвижной частью гидрогенератора) и ротором (подвижной частью гидрогенератора). В процессе эксплуатации гидрогенератора зазор между ротором и статором меняется в ту или иную сторону. В связи с этим были приняты меры по созданию системы контроля воздушного зазора в гидрогенераторах, чтобы в дальнейшем избежать неприятных ситуаций связанных с эксплуатацией гидромеханической машины.

1.1 Факторы, способствующие прогрессивному развитию воздушного зазора в гидрогенераторах

В нормальных режимах при эксплуатации гидрогенератора на статор действуют электромагнитные возмущающие силы:

- сила взаимодействия ротора и статора генератора, т. е. сила магнитного тяжения;
- сила, вызванная неравномерностью воздушного зазора между ротором и сердечником статора.

Под действием перечисленных сил в статоре, как в колебательном контуре, возникают вибрации различных частот.

При вращении ротора по окружности статора образуются две волны, которые перемещаются со скоростью вращения ротора, но в разном направлении. Активная сталь при этом подвергается вибрации с частотой, равной удвоенному числу оборотов ротора в секунду, т. е. с полюсной частотой.

Эта частота вибрации активной стали, вызываемая магнитным тяжением между ротором и статором.

2. Способы контроля воздушного зазора в гидрогенераторах

Способами контроля является применение современных систем технической диагностики на основе компьютеризированных информационно-измерительных систем (ИИС) со специализированным программно-математическим обеспечением. Использование ИИС при контроле позволяет создавать и использовать в дальнейшем данные для оценки прогнозирования в будущем воздушного зазора гидрогенератора (ГГ) в диагностическом режиме.

В настоящее время существует большое разнообразие методов измерения зазоров ГГ, но одним из самых распространённых методов является ёмкостной.

Суть в том, что датчики стоят на расточке сердечника по группам перпендикулярные оси вращения ротора. Расположены они относительно друг друга под углом 90° , как минимум устанавливают два датчика. При этом средства обработки получаемой информации отнесены на безопасное расстояние, чтобы избежать помех, наводок и т.п. воздействий, мешающие в передаче информации.

2.1 Блок-схема системы контроля воздушного зазора гидрогенератора

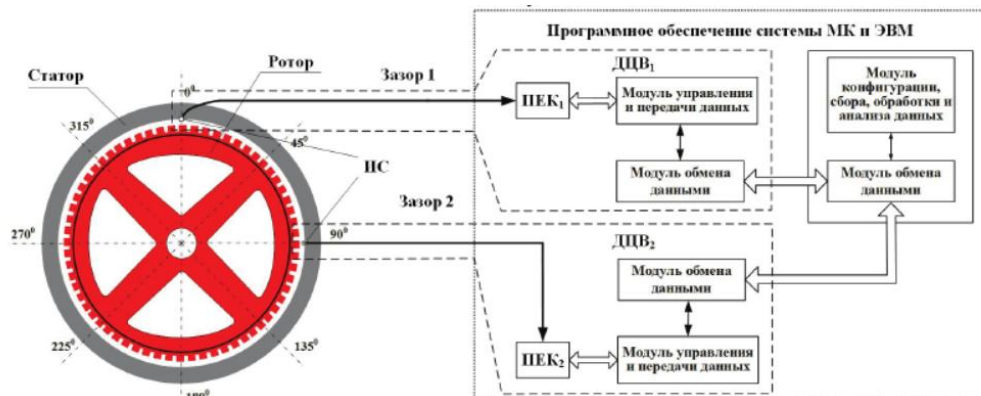


Рисунок 1 – Структурная схема системы контроля ВЗ:
ПЕК₁, ПЕК₂ – преобразователи емкость-код; ИС – измерительный сенсор;
ДЦВ₁, ДЦВ₂ – емкостный датчик воздушного зазора с цифровым выходом;
МК – микроконтроллер; ПК – персональный компьютер

Список источников

1. Зайцев Е. А., Левицкий А. С., Сидорчук В. Е. Приборы и методы измерений // Система контроля воздушного зазора гидрогенератора. – 2017. – Т. 8, № 2. – С. 122
2. Синюгин В. Ю. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. – 2008. – № 1. – С. 283
3. Зайцев Е. А., Левицкий А. С., Сидорчук В. Е., Кромляс Б. А. Электротехнические и компьютерные системы. – 2017. – № 24. – С. 152

УДК 620.9+621.311(0758)

А. М. Жуковская

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Very often, the human factor is the cause of accidents or accidents at hydroelectric power plants. To reduce the chance of emergency situations, it is necessary to use the automatic control system of the hydroelectric power station. Therefore, let's look at the pros and cons of an automatic control system at a hydroelectric power plant.

Automation – devices and systems that perform their functions without human intervention.

A small hydroelectric power station (MSPP) is a hydroelectric power station that generates a relatively small amount of electricity.

Keywords: *automatic control systems, small hydroelectric power station, automation, emergency, automated.*

Введение

Цель: представить доклад на тему использования информационных технологий на гидроэлектростанциях.

Задачи: выбрать тему и с помощью научных статей написать доклад

Актуальность: очень часто человеческий фактор является причиной происшествий или аварий на ГЭС. Для уменьшения шанса аварийных ситуациях и надо использовать систему автоматического управления ГЭС. Поэтому давайте рассмотрим плюсы и минусы автоматической системы управления на ГЭС.

Автоматика – устройства и системы, выполняющие свои функции без участия человека.

Малая ГЭС (МГЭС) – гидроэлектростанция, вырабатывающая сравнительно малое количество электроэнергии.

Системы автоматического управления на гидроэлектростанциях

“Системы автоматического управления режимами электроэнергетической системы обеспечивают высокий уровень надежности электроснабжения потребителей”, – писали Ерохин П. М. и Куликов Ю. А. [1, с. 2]

Гидроэлектростанция (ГЭС) является высокоавтоматизированным производством по выработке и передаче электроэнергии. Автоматизация коснулась всех ее основных объектов, а именно:

- плотины
- гидрогенераторов
- распределительных устройств электроэнергии

Система АСУТП (автоматическая система управления технологическим процессом) служит для:

- непрерывного автоматического контролирования за состояние оборудования ГЭС
- анализа аварийных ситуаций
- автоматизированного изготовления научно-технической отчетной документации
- наблюдения за измерениями уровней верхнего и нижнего бьефов, электрическими параметрами гидрогенераторов и ЛЭП (линия электропередач)

– наблюдение за состоянием оборудования (основного и дополнительного).

Волошин А. А. и Холов Н. Б. писали, что: “Проводились исследования с варьированием мощности электрической нагрузки потребителя и оценивались изменения режимных параметров микроэнергосистемы с мини-ГЭС при переходе в автономный режим. Полученные изменения режимных параметров были в пределах 5-10 % от своего начального значения, но в некоторых случаях изменения выходили за пределы нормированного значения, установленного в регламентирующих документах. В результате этого происходили отключения одного или всех генераторов мини-ГЭС.” [2, с. 3]

СНАК (системы непрерывного автоматического контроля) за состоянием ГЭС позволяет своевременно заметить отклонение от нормы и исправить

– выводить из работы поломанное оборудование и включать резервные

– ликвидировать неестественные режимы работы гидроэлектростанция. Это мы рассматривали преимущества АСУ (автоматическая система управления) на гидроэлектростанции, а пример недостатка изъяна мы можем увидеть на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 году.

Установленная АСУ на Саяно-Шушенской ГЭС хоть и не привела к аварии, но очевидно оказалась совершенно беспомощной в аварийной ситуации. При возникновении аварийной ситуации одна из главных функций АСУ ГЭС это своевременное перекрытие затворов и ликвидация доступа воды на роторы и в машинный зал. Чего автоматическая система управления на Саяно-Шушенской ГЭС не выполнила и аварийно-ремонтные затворы на водоводах гидроагрегатов были закрыты вручную. И только через 1 час после начала аварии был прекращен доступ воды в машинный зал с верхнего бьефа. Если бы такая аварийная ситуация была просчитана на стадии проектирования АСУ ГЭС или если бы существовали дублирующие системы резервного питания, которые позволили бы АСУ работать и во время аварии и таки перекрыть автоматически доступ воды в машинный зал ГЭС.

Митрофанов Сергей Владимирович в своей диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук писал: “К сожалению, АСУТП не может полностью осуществлять автоматическое управление всеми режимными задачами станции. В связи с этим обязательным элементом оперативного управления является человек, что обусловлено не только необходимостью контроля работы технологической и режимной автоматики со стороны оперативного персонала, но и наличием слабоструктурированных задач в контуре оперативного управления, которые не могут быть переведены в режим автоматического управления.” [3, с. 4]

Вывод

Изучив данные материалы можно с уверенностью сказать, что автоматическая система управления очень полезна особенно в гидроэнергетике. АСУ имеет много преимуществ, она непрерывно контролирует состояние оборудования ГЭС, анализирует аварийные ситуации, наблюдает за изменением уровней верхнего и нижнего бьефов и выводит из работы неисправное оборудование и вводит в работу резервное. На мой взгляд у АСУ нет недостатков, есть только невнимательность осуществление организации в автоматическом режиме.

Список источников

1. Ерохин П. М., Куликов Ю. А. Цифровая платформа электроэнергетики России // Электроэнергетика глазами молодежи. – 2019. – № 1.– С. 31.
2. Исследование динамических характеристик микроэнергосистем с мини-ГЭС для создания автоматической системы управления в нормальных и аварийных режимах / А. А. Волошин, Н. Б. Хохлов // Релейная защита и автоматизация. – 2021. – № 2. – С. 4.
3. Секретарёв Ю. А. Разработка системы поддержки принятия решений на основе многокритериальной оптимизации состава агрегатов ГЭС. Новосибирск, 2013 год. 50 с.

УДК 620.9+УДК 62-50

О. А. Угдыжекова

Саяно-Шушенский филиал Сибирский федеральный университет

АВТОМАТИЗАЦИЯ МАЛЫХ ГЭС

Small hydropower occupies a fairly significant place in the world. The management and operation system of small hydroelectric power plants should be simple, reliable, cheap and with minimal intervention of operational personnel. The control system should be such that remote control can be easily carried out. The main functions of the controller for automation are the execution of start-up and shutdown sequences in normal and emergency conditions. In addition to these operating sequences, certain control actions, such as speed control for synchronization and speed control when the machine is connected to the network, must also be performed for frequency control and load balancing.

Programmable logic controllers (PLCs) can be used to control and automate small hydroelectric power plants. The main reason for this is economic efficiency. With the help of PLC programming, various functions and controls can be implemented. They can be used for full automation of the station, including automatic operation control. Functions other than management, such as continuous monitoring, data logging, protection can also be performed.

Keywords: *small hydropower, control system, programmable logic controllers, monitoring, remote control, automation, operation system.*

Введение

Малая гидроэнергетика занимает довольно значительное место в мире. Она является экологически чистой и возобновляемой, в отличие от генерации на основе ископаемого топлива, которое загрязняет окружающую среду и ресурсы которого быстро истощаются. “Малую гидроэнергетику можно отнести к одному из наиболее чистых видов производства электроэнергии. Такие гидроэлектростанции не загрязняют атмосферу вредными выбросами, как правило, при них не создаются большие водохранилища, затапливающие огромные территории, чаще всего не перекрываются пути миграции нерестовых промысловых рыб. Для их возведения требуется меньшие объемы строительных материалов, не нужна дорогостоящая грузоподъемная техника” [1] Однако высокая стоимость единицы выработки является сдерживающим фактором в развитии малой гидроэнергетики. Препятствие экономической эффективности замедляет процесс развития малой гидроэнергетики. “Необходимость снабжать электроэнергией труднодоступные районы, в которых прокладка линий передач предполагает большие сложности или требует серьезных денежных вложений, позволяет ставить вопрос о целесообразности использования электростанций малой мощности. При этом возникает потребность к развитию нетрадиционной или возобновляемой энергетике” [2]. Система управления и эксплуатации малых гидроэлектростанций должна быть простой, надежной, дешевой и с минимальным вмешательством оперативного персонала, а также чтобы можно было легко осуществлять дистанционное управление. Основными функциями контроллера для автоматизации являются выполнение последовательностей запуска и отключения оборудования в нормальных и аварийных ситуациях, управление скоростью для синхронизации и управление скоростью при включении машины в сеть, также управление частотой и распределения нагрузки. Система возбуждения должна реагировать в соответствии с требованиями: либо управлять напряжением, либо распределять реактивную мощность с другими параллельно работающими агрегатами.

Программируемые логические контроллеры (ПЛК) могут быть использованы для управления и автоматизации малых ГЭС. Основная

причина этого – экономическая эффективность. С помощью программирования ПЛК можно реализовать различные функции и средства управления. Они могут быть использованы для полной автоматизации станции, включая управление автоматической работой. Функции, отличные от управления, такие как непрерывный мониторинг, регистрация данных, защита также могут быть выполнены. Для удаленного управления может осуществляться связь с ПЛК. Для непрерывного мониторинга персональный компьютер может быть подключен к ПЛК, и непрерывные данные могут регулярно записываться.

Автоматизация для малых гидроэлектростанций

До появления автоматики квалифицированный персонал управлял оборудованием вручную. Это называлось «Ручная система». Квалифицированный персонал, чтобы управлять оборудованием вручную, должен сначала принять во внимание положение оборудования. Затем, в зависимости от ситуации, оператор может внести определенные коррективы, чтобы изменить ситуацию, которую он признал неисправной на оборудовании. Этот подход требует постоянного наблюдения со стороны операторов. То же самое и с автоматической системой. Автоматическая система также считывает информацию о состоянии оборудования, а затем активирует команды или элементы управления для оптимизации производства продукции. Оператору автоматической системы все равно придется время от времени вносить необходимые изменения в команды или элементы управления в зависимости от потребностей или производственных требований. Этот подход не требует постоянного наблюдения со стороны оператора. Система управления, контроля и защиты малых ГЭС реализована путем получения информации в режиме реального времени, с использованием мощной системы локального и дистанционного управления и усовершенствования системы защиты.

Система автоматизации состоит из:

- а) Система защиты
- б) Система управления
- в) Измерительная система
- г) Система мониторинга.

Преимущества автоматизации для малых ГЭС

Обычно систему автоматизации внедряют для повышения эффективности, производительности и оперативного управления системой, такая автоматизация будет лучше отвечать потребностям производства и предоставляемым услугам.

Ниже перечислены основные преимущества системы автоматизации для малых ГЭС.

- а) Гибкость изменения режима работы.
- б) Возможность дистанционного управления.
- в) Доступность полной информации об электростанции в любое время в режиме онлайн.
- г) Эффективное использование трудовых ресурсов.
- д) Оперативное техническое обслуживание.
- е) Сокращение трудовых ресурсов.
- ж) Сетевые возможности.
- з) Возможность интегрировать функции управления установкой в одну аппаратную систему.
- и) Улучшенная производительность.
- н) Высокая доступность системы.
- л) Высокая скорость автоматического запуска и остановки агрегатов.
- м) Обеспечение оптимальной работы каждого генерирующего агрегата и оптимального распределения нагрузки между агрегатами.
- н) Уменьшение количества проводов и межсоединений.

Программируемый логический контроллер (ПЛК)

“Программируемый логический контроллер электронная составляющая промышленного контроллера, специализированного устройства, используемого для автоматизации технологических процессов. Физический типичный ПЛК представляет собой, имеющий определенный набор выходов и входов для подключения датчиков и исполнительных механизмов. Логика управления описывается программно на основе микрокомпьютерного ядра. Абсолютно одинаковые ПЛК могут выполнять совершенно разные функции. Причем для изменения алгоритма работы не требуется каких-либо переделок аппаратной части. Аппаратная реализация входов и выходов ПЛК ориентирована на сопряжение с унифицированными приборами и мало подвержена изменениям” [3].

На ранних этапах развития ПЛК в основном использовался для замены проводных реле в панелях управления. Основным преимуществом использования ПЛК является гибкость по сравнению с проводными реле: легко добавить, вычесть или модифицировать реле и проводку в виде лестничной диаграммы.

Переход от релейных логических контроллеров к компьютерным контроллерам обусловлен следующими причинами.

(а) Входные и выходные переменные дискретной системы управления имеют двоичную природу, как и в компьютере.

(б) Большинство управляющих реле лестничной диаграммы могут быть заменены программным обеспечением, что приводит к меньшему количеству аппаратных сбоев.

(в) Специальные функции, такие как действия с временной задержкой и счетчики, легко формируются программно.

(г) С развитием полупроводниковой промышленности очень легко управлять мощными источниками переменного/постоянного токами в ответ на команды низкого уровня от компьютера.

Современные ПЛК основаны на микропроцессоре и могут выполнять сложные математические расчеты и функции, а также логику, последовательность, синхронизацию и подсчет. Программирование ПЛК простое и обычно выполняется в виде лестничной диаграммы или функциональной схемы. Диапазон доступных в настоящее время ПЛК варьируется от небольшого ручного устройства до модульных систем с дополнительными функциональными модулями.

Автоматизация и управление ГЭС с помощью ПЛК

Эксплуатация системы подразумевает нечто большее, чем просто регулирование управляемой переменной. Требование регулирования означает, что некоторая переменная имеет тенденцию к постоянному изменению из-за внешних воздействий. Но в случае малых ГЭС дело обстоит совершенно иначе: существует множество процессов, в которых нужно управлять не переменной, а последовательностью событий.

Задача автоматизации малых ГЭС включает в себя множество операций и этапов. Некоторые из этих этапов будут происходить последовательно, а некоторые - параллельно. Некоторые события могут включать дискретную установку состояний. Другие события могут включать регулирование некоторой непрерывной переменной во времени или продолжительности работы. Например, очень важно поддерживать постоянную скорость одной машины, чтобы оставаться в синхронизации с другой машиной.

В начале развития микропроцессор был важным средством для выполнения этих задач, но на количество реле это не повлияло. С помощью ПЛК использование проводных реле сводится к минимуму. Большой ПЛК имеет достаточное количество реле для выполнения всех операций. Преимущества этих реле в том, что они цифровые, поэтому при их использовании минимально повреждается система, снижаются затраты и уменьшается объем технического обслуживания. Если возникает необходимость изменить систему управления, нужно изменить только программу, и это можно сделать легко и без особых затрат. ПЛК способен выполнять эти операции очень эффективно. ПЛК лучше всего подходит для дискретных систем управления. В них последовательность событий программируется в виде лестничной диаграммы.

Программируемые логические контроллеры (ПЛК) могут быть использованы для автоматического управления малых ГЭС. Различные функции и управление могут быть достигнуты путем программирования

ПЛК. Кроме управления могут выполняться различные функции, такие как непрерывный мониторинг, регистрация данных и защита. Для дистанционного управления может осуществляться связь с ПЛК. Для непрерывного мониторинга персональный компьютер может быть подключен к ПЛК, и непрерывные данные могут записываться регулярно. ПЛК может быть запрограммирован в соответствии с эксплуатационными требованиями и режимом работы, например, подключен к сети и изолирован, полуавтоматическое и полностью автоматическое управление и т. д. Таким образом, все функции могут быть интегрированы в один ПЛК, что приведет к общему снижению затрат, простоте эксплуатации и обслуживания.

Заключение

Традиционные методы управления могут оказаться нерентабельными, если их применить к малым гидроэлектростанциям из-за высокой стоимости, поэтому интегрированная автоматизация и управление стали решением для повышения эффективности и рентабельности. Программируемый логический контроллер лучше всего подходит для интегрированной системы управления и автоматизации в малых ГЭС. Таким образом, система автоматизации и управления на основе программируемых логических контроллеров (ПЛК) рекомендуется для использования на малых гидроэлектростанциях, и, следовательно, их использование должно поощряться.

Список источников

1. Коновалова О. Е., Иванова Е. А. Малая гидроэнергетика: проблемы, трудности и пути их преодоления // Труды Кольского научного центра РАН. – 2013. – № 2 (15). – С. 64–75.
2. Гусев И. П. Функциональное проектирование программируемого логического контроллера // Проблемы современной науки и образования. – 2015. – № 7 (37). – С. 60–66.
3. Миленин А. А., Шишлаков В. Ф. Система автоматического управления ГЭС малой мощности методом частотного регулирования // Информационно-управляющие системы. – 2009. – № 6. – С. 25–29.

И. В. Коваленко

В. А. Тремясов

Сибирский федеральный университет

ПРИМЕНЕНИЕ ФАКТОРНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ПРИ АНАЛИЗЕ НАДЕЖНОСТИ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СХЕМЫ УСТЬ-ХАНТАЙСКОЙ ГЭС

The calculation and analysis of the reliability of the power distribution scheme of the Ust-Khantayskaya HPP is carried out, a reliability analysis technique is proposed that makes it possible to determine the frequency of occurrence and duration of the elimination of accidents. A model of the reliability of the power output circuit has been obtained, which makes it possible to analyze the reliability without the use of a complex mathematical apparatus.

Keywords: *reliability, factorial analysis, power distribution scheme, reliability analysis methods*

Обеспечение надежности, экономичности и энергетической безопасности действующих электростанций региона возможно только путем осуществления модернизации и/или реконструкции.

Большая часть установленного на ОРУ-220 кВ Усть-Хантайской ГЭС электрооборудования устарела морально и физически и требует капитального ремонта, затраты на который достаточно велики, так как применяемые масляные многообъемные выключатели У-220 в настоящее время сняты с производства.

Целью работы являлся проверка выбранной методики анализа надежности при выборе варианта реконструкции главной схемы электрических соединений ОРУ-220 кВ Усть-Хантайской ГЭС на основе факторного анализа надежности.

В процессе работы была предложена методика план факторного эксперимента, которая позволила выявить и учесть факторы, значимые для надежности установки, а также сочетания значимых факторов при анализе надежности электроустановок.

В ходе анализа надежности возможных вариантов реконструкции эксперимент проводился средствами специализированного программного обеспечения и вычислительной техники. При этом эксперимент должен ставиться как активный и многофакторный, в первом приближении с линейным уравнением регрессии [1].

Факторный эксперимент для нескольких (трех) факторов содержит матрицу планирования (где k – номер опыта, «+1» означает верхний предел,

а «-1» – нижний предел воздействия факторов выявленных в процессе анализа схемы выдачи мощности):

$$\begin{array}{c}
 \text{k} \\
 1 \\
 2 \\
 3 \\
 4 \\
 5 \\
 6 \\
 7 \\
 8
 \end{array}
 \begin{array}{cccccccc}
 x_0 & x_1 & x_2 & x_3 & x_1x_2 & x_1x_3 & x_2x_3 & x_1x_2x_3 \\
 \left[\begin{array}{cccccccc}
 +1 & -1 & -1 & -1 & +1 & +1 & +1 & -1 \\
 +1 & +1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & +1 \\
 +1 & -1 & +1 & -1 & -1 & +1 & -1 & +1 \\
 +1 & +1 & +1 & -1 & +1 & -1 & -1 & -1 \\
 +1 & -1 & -1 & +1 & +1 & -1 & -1 & +1 \\
 +1 & +1 & -1 & +1 & -1 & +1 & -1 & -1 \\
 +1 & -1 & +1 & +1 & -1 & -1 & +1 & -1 \\
 +1 & +1 & +1 & +1 & +1 & +1 & +1 & +1
 \end{array} \right]
 \end{array}
 \cdot \quad (1)$$

Матрица планирования позволяет оценить коэффициенты полинома:

$$\hat{y} = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{12}x_1x_2 + b_{13}x_1x_3 + b_{23}x_2x_3 + b_{123}x_1x_2x_3, \quad (2)$$

по следующим формулам:

$$b_j = \frac{1}{8} \sum_{k=1}^8 x_j y_k; \quad b_{ij} = \frac{1}{8} \sum_{k=1}^8 x_i x_j y_k; \quad b_{ijs} = \frac{1}{8} \sum_{k=1}^8 x_i x_j x_s y_k \quad (3)$$

с дисперсией случайной величины

$$\sigma^2[b_j] = \frac{1}{8} \sigma^2[y],$$

где $\sigma^2[y]$ – дисперсия оценки y в для каждого из опыта.

Факторный эксперимент позволяет оценить степень воздействия факторов на выходной параметр (в данном случае один из показателей надежности). Дальнейший анализ заключающийся в разделении факторов на значимые и незначимые по критерию Стьюдента и адекватности уравнения регрессии по критерию Фишера, позволяет получить модель надежности электроустановки. Эта модель позволяет производить анализ надежности количественно и обладает определенной достоверностью (доверительная вероятность критерия Фишера) и точностью, которая задается при проверке значимости.

При анализе надежности рассматриваемых вариантов реконструкции схемы ОРУ-220 кВ Усть-Хантайской ГЭС эксперимент заключался в расчете частот появления аварийных событий и их показателей надежности (частоты появления события и математического ожидания длительности события). Информация о надежности оборудования определялась планом факторного активного эксперимента, на нижнем и верхнем возможных уровнях.

Для вариантов реконструкции схемы ОРУ-220 кВ в качестве изменяемых факторов x_i были приняты следующие параметры: $\lambda_2 - x_1$; $\lambda_6 - x_2$; $\lambda_l - x_3$; $\tau_2 - x_4$; $\tau_6 - x_5$; $\tau_l - x_6$. Здесь $\lambda_2, \lambda_6, \lambda_l$ – поток отказов гидрогенераторов, выключателей и линий электропередачи соответственно, год⁻¹; τ_2, τ_6, τ_l –

среднее время восстановления гидрогенераторов, выключателей и линий электропередачи, ч.

Расчет частоты и длительности события производился таблично-логическим методом в программе TOPAS по плану факторного эксперимента [2]. Дробная реплика из полного факторного эксперимента (1), принято, что $X_4 = X_1X_2$, $X_5 = X_1X_3$, $X_6 = X_2X_3$ а тройное взаимодействие b_{123} приравнять к нулю.

План факторного эксперимента 2^3

X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6
-	-	-	+	+	+
+	-	-	-	-	+
-	+	-	-	+	-
+	+	-	+	-	-
-	-	+	+	-	-
+	-	+	-	+	-
-	+	+	-	-	+
+	+	+	+	+	+

При проведении анализа надежности схемы выдачи мощности были предложены и проанализированы три варианта реконструкции, существующего ОРУ-220 кВ и «выполнено» несколько опытов по плану факторного эксперимента 2^3 где в качестве факторов, приняты входные данные для расчетов надежности т.е. показатели надежности электрооборудования. (табл.1.)

Затем согласно плану факторного эксперимента, были определены коэффициенты уравнения регрессии b_j и проверена их значимость, т. е. был получен ответ на вопрос «Случайно или нет, эти коэффициенты отличаются от нуля?», в дальнейшем были вычислены доверительные интервалы.

Доверительный интервал (для условий нормальной эксплуатации в виде нормального закона распределения) определяется по критерию Стьюдента:

$$t_s = b_j / S(b_j), \quad (4)$$

где t_s – коэффициент Стьюдента; $S(b_j)$ – погрешность вычисления коэффициента уравнения регрессии.

Так как погрешность расчета частоты и длительности события для инженерного расчета не должна превышать значения в 10%,

$$S(\lambda) = 0.1b_0.$$

Исходя из этого погрешность расчета коэффициентов уравнения регрессии

$$S(b_j) = S(\lambda) / \sqrt{N}. \quad (5)$$

При доверительной вероятности $p = 0,95$, доверительный интервал коэффициента уравнения регрессии:

$$\Delta b_j = \pm t_s S(b_j).$$

Полученные значения доверительного интервала Δb_j должны совпадать со значениями коэффициентов уравнения регрессии b_0, b_1, \dots, b_n .

Если $|b_j| > \Delta b_j$ – то коэффициент уравнения регрессии считается значимым;

Если $|b_j| < \Delta b_j$, то коэффициент можно считать незначимым.

Проверка адекватности полученного уравнения регрессии для критерия надежности схемы выдачи мощности Усть-Хантайской ГЭС производится по критерию Фишера:

$$F_{расч} = S_{ад}^2 / S2(\bar{\lambda}) \leq F_{табл} [(N - m - 1), (m - 1)], \quad (6)$$

где
$$S_{ад}^2 = \frac{1}{N - m - 1} \sum_{k=1}^N (\bar{\lambda}_k - \lambda_k)^2.$$

Данный анализ коэффициентов уравнения регрессии позволила выявить факторы (показатели надежности оборудования) в наибольшей степени влияющие на надежность схемы выдачи мощности.

Пример проведения факторного анализа на варианте схемы выдачи мощности выполненного в виде комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ), рис.1.

Пределы изменения показателей надежности определены таким образом, чтобы в интервал входили текущие значения показателей надежности (табл. 1).

Таблица 1. Пределы изменений показателей надежности электрооборудования 220 кВ

Оборудование	λ , 1/год	τ , ч	$\lambda_{нлв}$, 1/год	$\tau_{нлв}$, ч
Трансформатор ТДГ–90000/220	0,04-0,08	100-200	0,7	40
Элегазовые ячейки	0,003- 0,007	30-50	0,15	52
Одноцепная ЛЭП (на 100 км)	0,25-0,5	8-15	1,75	40
Двухцепная ЛЭП (отключение двух цепей на 100 км)	0,03	15	0,5	24
Генераторные выключатели	0,01-0,015	10-25	0,75	17,5
Гидрогенератор	0,1-0,15	50-180	1,5	500
Блок Г-В-Т	0,15-1,6	60-180	1,5	500

В восьми опытах факторного эксперимента при различных значениях показателей надежности оборудования с помощью таблично–логического метода [3] на компьютере рассчитывались частоты аварий и время восстановления нормальной работы схемы.

В табл.2 приведены значения частоты аварийных отключений двух генераторов.

Таблица 2. Частоты появления события «аварийное отключение двух генераторов», 1/год

Вариант опыта							
1	2	3	4	5	6	7	8
0,107	0,957	0,105	1,17	0,109	1,18	0,107	1,18

После расчета коэффициентов регрессии имеем:

$$b_0 = 0,61438; \quad b_1 = 0,50737; \quad b_2 = 0,02612; \quad b_3 = 0,02962 \quad b_4 = -0,02713; \\ b_5 = 0,02862; \quad b_6 = 0,02662.$$

После проверки коэффициентов уравнения регрессии на степень влияния на показатели надежности установки, и исключив незначимые коэффициенты, получаем уравнение регрессии:

$$y(\lambda) = 0,61438 + (0,50737) * X_1 .$$

По критерию Фишера производится проверка на адекватность уравнения регрессии. Расчетные значения частоты аварийных отключений двух генераторов для восьми опытов факторного эксперимента были получены путем замены x_j на (-1) или (+1) согласно плану факторного эксперимента типа 2^3 и приведены в табл. 3.

Таблица 3. Частота появления события «аварийное отключение двух генераторов», по уравнению регрессии, 1/год

Вариант опыта							
1	2	3	4	5	6	7	8
0,00635	0,00698	0,00696	0,00069	0,01965	0,01462	0,02000	0,00385

По (6) критерию Фишера $F_{\text{расч}} = 1,52372$, а $F_{\text{табл}} = F(k_1, k_2) = 5,99$, где – k_1 , k_2 – числа степеней свободы распределения Фишера, $F_{\text{табл}}$ – это 95%-й квантиль распределения [4], и в соответствии с условием $F_{\text{расч}} < F_{\text{табл}}$ то можно считать что полученное уравнение регрессии адекватно.

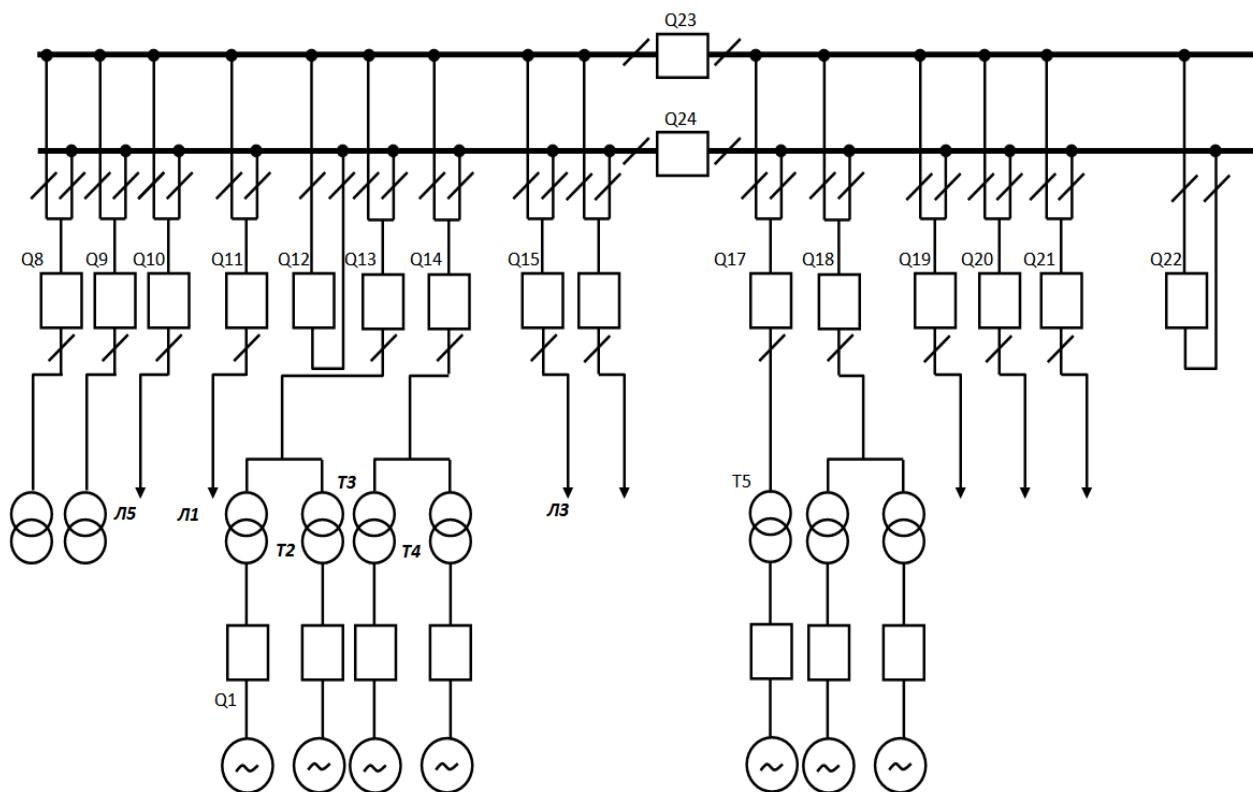


Рис. 1. Схема КРУЭ-220 кВ

В результате проведения факторного эксперимента, с 95%-й достоверностью значимым фактором, определяющим надежность схемы выдачи мощности КРУЭ-220 кВ при аварийной ситуации «потеря двух генераторов», является x_1 – параметр потока отказов гидрогенераторов.

Полученные уравнения регрессии для рассматриваемой схемы КРУЭ-220 кВ $y(\hat{\lambda}) = f(x_j)$ и $y(\hat{\tau}) = f(x_j)$ представлены в табл. 4.

В дальнейшем при использовании полученных уравнений регрессии, можно рассчитывать значения показателей надежности данного варианта реконструкции схемы выдачи мощности Усть-Хантайской ГЭС при различных исходных данных т.е. при установке оборудования различных производителей, имеющих разные показатели надежности, а также осуществлять текущий анализ надежности в процессе эксплуатации. В дальнейшем отсутствует необходимость проведения расчетов структурной надежности с привлечением специфического программного обеспечения или математического аппарата, имеющееся уравнение регрессии, позволяет получать частоты появления аварийных ситуаций и математического ожидания времени восстановления в зависимости от типа, состава и условий эксплуатации оборудования [5].

Таблица 4. Уравнения регрессии, полученные для схемы КРУЭ- 220 кВ по плану факторного эксперимента

<i>Уравнение регрессии для частот аварийных отключений после проверки коэффициентов на значимость</i>	
<i>1. Потеря двух генераторов</i>	$y(\hat{\lambda})=0,61438 + (0,50737) \bullet x_1$
<i>2. Потеря трех генераторов</i>	$y(\hat{\lambda})=3,00300 + (2,38200) \bullet x_1$
<i>3. Потеря четырех генераторов</i>	$y(\hat{\lambda})=1,62375 + (1,18625) \bullet x_1$
<i>4. Потеря двух генераторов и одной линии</i>	$y(\hat{\lambda})=0,23238 + (0,04113) \bullet x_1 + (0,03838) \bullet x_2 + (0,01888) \bullet x_3 + (0,02213) \bullet x_4$
<i>5. Погашение ОРУ-220кВ</i>	$y(\hat{\lambda})=0,00002 + (0,00001) \bullet x_3$
<i>Уравнение регрессии для времени восстановления нормальной работы схемы после проверки коэффициентов на значимость</i>	
<i>1. Потеря двух генераторов</i>	$y(\hat{\tau})=131,07875 + (17,55125) \bullet x_1 + (14,08875) \bullet x_3 + (36,57625) \bullet x_4 + (14,80625) \bullet x_5 + (-14,17625) \bullet x_6$
<i>2. Потеря трех генераторов</i>	$y(\hat{\tau})=132,15125 + (16,80625) \bullet x_1 + (14,29375) \bullet x_3 + (37,69125) \bullet x_4 + (14,77375) \bullet x_5 + (-14,34625) \bullet x_6$
<i>3. Потеря четырех генераторов</i>	$y(\hat{\tau})=132,15250 + (16,75250) \bullet x_1 + (14,33500) \bullet x_3 + (37,31000) \bullet x_4 + (14,71500) \bullet x_5 + (-14,38250) \bullet x_6$
<i>4. Потеря двух генераторов и одной линии</i>	$y(\hat{\tau})=14,81750 + (1,81250) \bullet x_5$
<i>5. Погашение ОРУ-220кВ</i>	$y(\hat{\tau})=0,50000$

Также анализ коэффициентов уравнения регрессии позволяет на основании степени влияния электрооборудования схемы выдачи мощности осуществлять профилактические мероприятия по повышению надежности, производить оценку повышения риска аварий.

Список источников

1. Налимов, В. В. Теория эксперимента. М.: Наука, 1971.
2. Таблицы планов эксперимента для факторных и полиномиальных моделей / В. З. Бродский, Л. И. Бродский, Т. И. Голикова и др.; под ред. В. В. Налимова. М.: Металлургия, 1982.
3. Гук Ю. Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. Л.: Энергоатомиздат, 1988.
4. Справочник по надежности. Т.1. М. : Мир, 1969.

5. Коваленко, И. В. Методы анализа и обеспечения надежности при управлении реконструкцией схем выдачи мощности электростанций : специальность 05.14.02 "Электрические станции и электроэнергетические системы" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Коваленко Игорь Владимирович. – Красноярск, 2004. – 180 с.

6. Analysis of reliability of Boguchany Dam circuit of power output while taking into account the perspective of Siberian United Energy Systems development / A. S. Svinko, E. Yu. Sizganova, R. A. Petukhov, I. V. Kovalenko // IOP Conference Series: Metrological Support of Innovative Technologies, Krasnoyarsk, 04 марта 2020 года / Krasnoyarsk Science and Technology City Hall of the Russian Union of Scientific and Engineering Associations. – Krasnoyarsk, Russia: Institute of Physics and IOP Publishing Limited, 2020. – P. 22070. – DOI 10.1088/1742-6596/1515/2/022070.

УДК 627.8.04

Д. А. Парыгин

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВАНИЯ РУСЛОВОЙ ЧАСТИ ПЛОТИНЫ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС

High-pressure concrete dams, which are an element of a natural and man-made system, must meet the requirements of their reliable operation and safety. The operational reliability of concrete dams and their safety determined by it are ensured as a result of monitoring their condition. The Sayano-Shushenskaya Hydroelectric belongs to the first class of GTS hazard, to which the following are presented. In this section, the data of the automated system of deformometers installed only in the channel part of the dam will be considered.

Keywords: *deformometer, channel, concrete, rock, automation, manual, sensor, readings, correction, jumps, contact.*

В соответствии с первоначальным проектом оснащения контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) плотины Саяно-Шушенской ГЭС, для контроля состояния контакта «скала-бетон» были предусмотрены щелемеры и тензометры. Схема размещения КИА предусматривала установку данной КИА по одному в каждой контрольной русловой секции на расстоянии

0.5-1.3 м от напорной грани. Контрольные створы: 5 русловых секций (18, 25, 33, 39, 45), береговые секции и в секциях 25 и 39 измерительными средствами оснащена только контактная зона.

Опыт эксплуатации плотины показал, что существующий измерительный комплекс системы плотина-основание, выполненный в проектом объеме, не в полной мере отвечал задачам контроля наиболее напряженных зон и системы в целом. Для контроля изменения деформаций в основании во время и после ремонта контактной зоны цементационной завесы, проведенного в 1998-2003 гг., дополнительно к действующей КИА были установлены деформометры.

Деформометры имеют оригинальную конструкцию, на которую был выдан патент РФ на изобретение № 2224226 «Устройство для наблюдения за послойными деформациями в твердотельном массиве». Патентообладателем является Открытое акционерное общество «Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного», а авторами – Булатов В. А., Куликов А. В., Куликов В. Д., Куликова Л. И., Ягин В. П. [1].

На рисунках 1 и 2 изображена схема устройства однобазного и трехбазного деформометра соответственно.

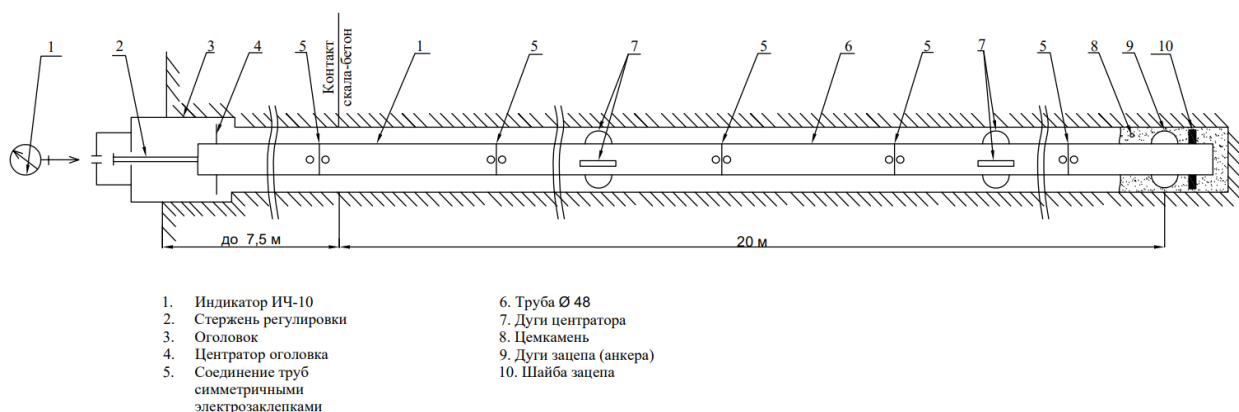


Рис. 1. Схема устройства однобазного деформометра

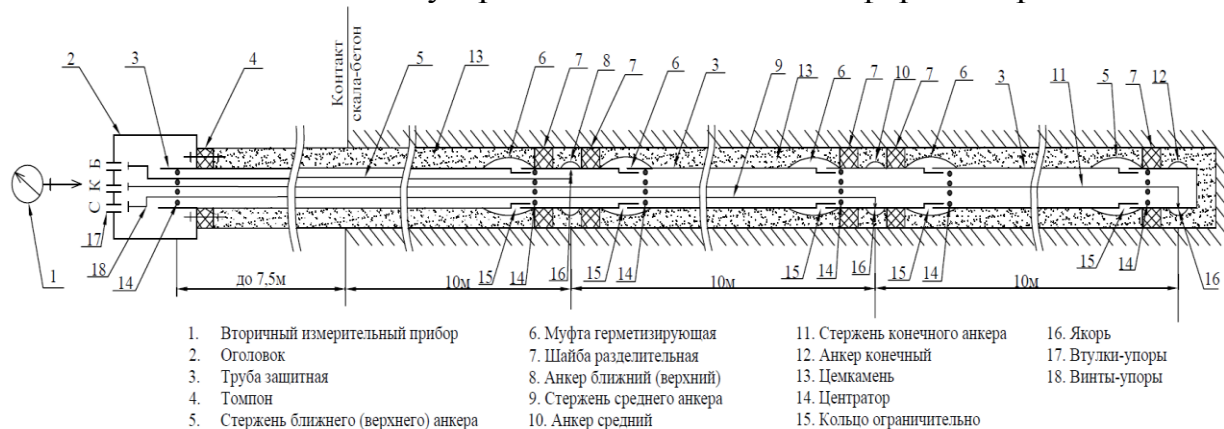


Рис. 2. Схема устройства трехбазного деформометра

Прибор состоит из размещенной в скважине металлической защитной трубы с тремя измерительными стержнями внутри. В зазор между трубой и стенкой скважины на всей ее длине вводится твердеющий состав, в результате чего получаются три якоря образующие – три измерительные базы. Скважина бурится из потерны (галереи) плотины в ее скальное основание.

Устройство работает следующим образом. При возникновении деформаций в направлении скважины якорные секции следуют за деформациями соответствующих им слоев массива, при этом все секции, якорные и промежуточные, перемещаются независимо друг от друга, сжимаясь и растягиваясь в раструбных соединениях в соответствующих местах массива. Перемещение якорной секции через стержень передается подвижной марке. Величина этого перемещения, обычно исчисляемая миллиметрами, замеряется относительно марки, неподвижной относительно корпуса оголовка. Разделительные кольца на якорных секциях, деформирующееся кольцо в каждом соединении секций и разделительный антиадгезионный слой вокруг промежуточных секций, предотвращают влияние отвердевшего раствора на точность наблюдения (см. отчет по теме: «Оценка точностных характеристик закладного большебазного деформометра», В.Д. Кудилова).

Во исполнение требований ФЗ №117 «О безопасности гидротехнических сооружений», «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и других действующих норм и правил, с целью обеспечения исправного технического состояния, безопасной и надежной эксплуатации сооружений СШГЭС система контроля деформированного состояния основания была автоматизирована.

Для создания системы автоматизированного опроса показаний деформометров были установлены бесконтактные магнитострикционные преобразователи перемещений Balluff BTL-7 стержневого типа со свободным магнитом в виде «подковы». Они имеют скользящий или свободные магнитные головки, положение которых относительно корпуса преобразователя определяет измеряемое перемещение. Крепление элементов измерительной системы производится:

- подвижной части (магнита) вверху стержня-анкера деформометра в зоне существующего регулировочного болта;
- неподвижной части (корпуса датчика) – к существующему фланцу оголовка деформометра.

Магнитострикционные датчики представляют особый интерес для долговременного прецизионного контроля смещений, возникающих в элементах гидротехнических сооружений. Они применяются в системах, где нужно обеспечивать высокую точность и разрешающую способность при

сложных условиях эксплуатации для измерения относительного больших перемещений. Принцип работы магнестрикционных датчиков основан на измерении времени прохождения механической волны (ультразвуковой сигнал) до позиции, определяемой положением постоянного магнита.

Ниже представлены конструктивно-компоновочные решения с учетом фактических конструкций и размеров существующих вертикальных оголовков однобазных и трехбазных деформометров.

Однобазные деформометры вертикальные

На существующем верхнем фланце деформометра закреплена на болтах П-образная опора под корпус датчика перемещений Balluff VTL7 (рис. 3). Магнит датчика закреплен на пластине, которая присоединяется консольно к регулировочному болту стержня-анкера деформометра, расположенного по оси трубы деформометра. Это присоединение выполнено с помощью двух пластинок и двух зажимных болтов. Оголовок деформометра после сборки защищается кожухом из оцинкованной жести.

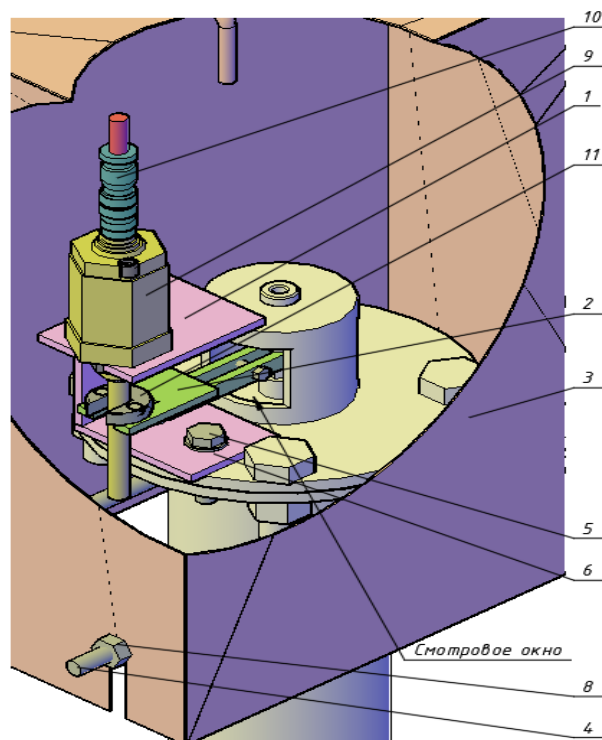


Рис. 3. Конструкция крепления датчика VTL7 на оголовке однобазного деформометра:

- 1 – конструкция 1; 2 – конструкция 2; 3 – защитный кожух; 4 – Опорный стержень;
- 5 – Болт M12×45; 6 – Шайба 12; 7 – Гайка M12; 8 – Гайка M10;
- 9 – Датчик Balluff VTL-E10-M0025-B-S32; 10 - Разъем Balluff BKS-S 32M-C;
- 11 – Магнит VTL5 VTL5-P-1013-4S

Трехбазные деформометры вертикальные

На верхнем фланце существующего оголовка деформометра болтами закреплено кольцо с тремя Z-образными опорами под корпус датчика Balluff VTL7 (рис. 4). Три магнита датчиков закреплены консольно на трех регулировочных болтах стержней деформометра. Весь оголовок трехбазного деформометра защищается общим кожухом из оцинкованной жести. Под кожухом установлена направляющая конструкция из стального прутка, фиксирующая положения кожуха.

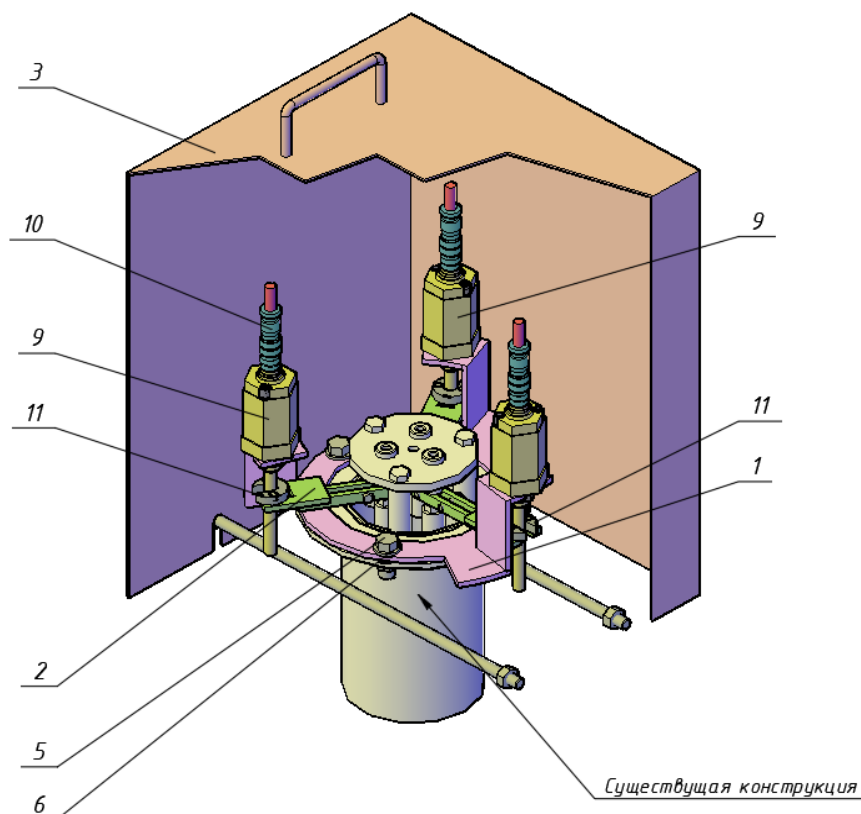


Рис. 4. Конструкция крепления датчиков VTL7 на трехбазном деформометре: 1 – конструкция 1; 2 – конструкция 2, 3 – защитный кожух; 4 – опорный стержень; 5 – болт M12×45; 6 – шайба 12; 7 – гайка M12; 8 – гайка M10; 9 – Датчик Balluff VTL-E10-M0025-V-S32; 10 – Разъем Balluff VKS-S 32M-C; 11 – магнит VTL5 VTL5-P-1013-4S

Магнитострикционные датчики, благодаря жесткому корпусу, оптимально подходят для измерения в диапазоне перемещений от 25 до 4000 мм при самых неблагоприятных условиях окружающей среды. По сравнению с другими измерительными системами магнитострикционные датчики обладают следующими преимуществами (см. Руководство по эксплуатации VTL7-A/C/E/G _ _ - A/B/Y/Z(8)–S32/S115/S135/KA _ _).

- нечувствительность к ударам, вибрациям, влиянию температуры, загрязнению, влажности и помехам, создаваемыми электромагнитными полями;

- не изнашиваемость и отсутствие потребности в уходе благодаря бесконтактному принципу работы;
- наличие абсолютного выходного сигнала; даже после прерывания электропитания нет необходимости устанавливать начальный отсчет;
- высокое разрешение, повторяемость и линейность;
- магнит не нуждается в электропитании;
- допускается поперечное смещение магнита от волновода до 10 мм.

При эксплуатации автоматизированной системы деформометров с применением ВТЛ-7 фиксировалось следующее:

- в период смены измерительного прибора, для проведения поверки (калибровки), смещение автоматизированных показаний относительно предыдущего замера, с необходимостью введения измерительного прибора в рабочий диапазон (расчет и введение поправки через БД АСОК);

- изменение показаний автоматизированного прибора относительно предыдущего замера, не подтверждаемых ручными замерами и не связанными с внешними воздействиями. Вероятно, данные изменения связаны с помехами на магнитное поле прибора;

- изменения показаний автоматизированного прибора относительно предыдущего замера, при подъеме защитного кожуха (т.е. внешнее воздействие), что противоречит заявленному отсутствию чувствительности к внешним факторам (температуре, загрязнениям, ударам);

- зажим магнита на измерительном элементе и перемещение вилки совместно с ним.

Список источников

1. Патент № 2224226 Российская Федерация, МПК E02D33/00. Устройство для наблюдения за послойными деформациями в твердотельном массиве : заявл. 08.04.2002 : опубл. 20.02.2004 / В. А. Булатов, А.В. Куликов, В. Д. Куликов, Л. И. Куликова, В. П. Ягин. – 11 с.

2. Федеральный закон "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ // КонсультантПлюс : справочная правовая система. – URL: <http://www.consultant.ru>. (дата обращения 01.02.2022).

СЕКЦИЯ 2

НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

УДК 620.9+621.311(0758)

В. А. Дружинин

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Научный руководитель:

д-р техн. наук, проф. **М. Ф. Носков**

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ОГРАНИЧЕНИЙ КАСКАДА ВЫГСКИХ ГЭС

The paper proposes a variant of technical re-equipment with the replacement of relay equipment AT-3, AT-4, 330 kV outdoor switchgear. A lot of equipment is outdated and requires, equipment going beyond the standard operating life means financial costs associated not only with capital investments for its replacement, but also with the cost of capital repairs, while maintaining the required reliability of the power distribution scheme (PTS) of power plants.

Keywords: *modernization, outdoor switchgear, relay protection, re-equipment, financial costs, hydroelectric power plant, autotransformer, switches, protection kit, fiber optic communication line.*

Введение

В работе представлена возможность установки противоаварийной автоматики на каскаде Выгских ГЭС с целью снижения потерь вырабатываемой электроэнергии по средствам увеличения работоспособности линий и снижение ограничений от системного оператора.

Основная часть

В настоящее время одной из основных проблем Каскада Выгских ГЭС является большое количество ограничений от системного оператора, часть которых возможно снять путем установки комплектов противоаварийной автоматики. Снятие ограничений позволит всем станциям каскада получать большее время работы в энергосистеме. А это означает получать большую прибыль, и грамотно использовать водные ресурсы реки Выг.

Установленные мощности станций:

Маткожненская ГЭС (ГЭС-3) – 63 МВт;

Выгостровская ГЭС (ГЭС-5) – 40 МВт;

Беломорская ГЭС (ГЭС-6) – 27 МВт;

Палакоргская ГЭС (ГЭС-7) – 30 МВт;

Суммарная установленная мощность каскада – 160 МВт.

Ограничения по загрузке ВЛ 110 кВ Кемь-Беломорск (Л-115) не позволяют сбалансировать нагрузку на станциях, исходя из этого теряется часть вырабатываемой мощности каскада Выгских ГЭС.

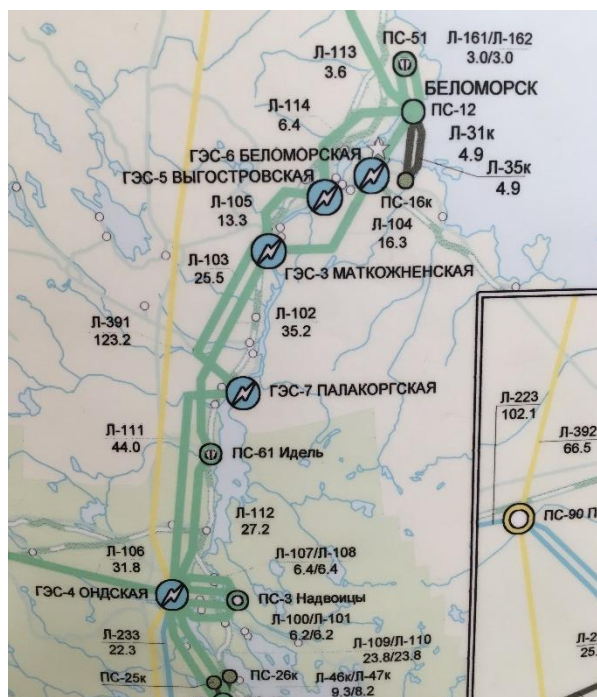


Рисунок 1 – Карта-схема

Пропускная способность линий:

ВЛ 110 кВ Кемь-Беломорск (Л-115) – 97-125 МВт

ВЛ 110 кВ Беломорская ГЭС-Беломорск (Л-113) – 90 МВт

ВЛ 110 кВ Выгостровская ГЭС-Беломорск (Л-114) – 90 МВт

В качестве решения были проработаны методы снижения существующих ограничений для ремонтных схем путем установки

комплектов противоаварийной автоматики, в качестве примера рассматривались комплекты Тритон, каскада Кемских ГЭС.

Организации управляющих воздействий, а также замена трансформаторов тока с номинального первичного тока 400 А на номинальный первичный ток не менее 600 А.

Изменение уставок косвенных защит линий.

Частичная реконструкция ВЛ с сооружением дополнительных опор на участке не менее 50 % длины более короткой линии (не менее 13 км) в целях ликвидации общей подвески.

Для удобства данные представлены в табл. 1.

Таблица 1 – Список мероприятий по снижению ограничений каскада

Схема сети	Время существования схем	Мероприятие	Эффект
Нормальная схема и единичные ремонтные схемы сети с отключением: ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-103) ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Идель (Л 112)	84,2 % времени (более 307 дней) в году. Существующее ограничение: 57 МВт	Организация технической возможности запуска управляющих воздействий от устройства АОПО ВЛ 110 кВ Кемь– Беломорск (Л-115) с контролем направления мощности на– ОГ в объёме до 57 МВт от ПС 110 кВ Беломорск (ПС 12) до Беломорской ГЭС (ГЭС-6) и Выгостровской ГЭС (ГЭС-5))	Полное исключение ограничений в указанных схемах сети
Двойные ремонтные схемы: ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л 111) и (или) транзита 110 кВ Ондская ГЭС – Идель-Маткожненская ГЭС и ВЛ 110 кВ Беломорская ГЭС – Беломорск (Л-113) (ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Беломорская ГЭС (Л-104)) или ВЛ 110 кВ Выгостровская ГЭС – Беломорск (Л-114) (ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Выгостровская ГЭС (Л-105)	8,5 % времени (более 31 дня) в году. Существующее ограничение: 70 МВт	Установка устройств АОПО ВЛ 110 кВ Беломорская ГЭС – Беломорск (Л-113) на Беломорской ГЭС (ГЭС-6) и АОПО ВЛ 110 кВ Выгостровская ГЭС – Беломорск (Л-114) на Выгостровской ГЭС (ГЭС-5) с действием на ОГ указанных станций	Снижение величины ограничений в указанных схемах сети на величину до 67 МВт (до величины не более 3 МВт).

Таблица 1 – Список мероприятий по снижению ограничений каскада

Схема сети	Время существования схем	Мероприятие	Эффект
<p>Двойные ремонтные схемы: ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л 111) и (или) транзита 110 кВ Ондская ГЭС – Идель-Маткожненская ГЭС и ВЛ 110 кВ Беломорская ГЭС – Беломорск (Л-113) (ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Беломорская ГЭС (Л-104)) или ВЛ 110 кВ Выгостровская ГЭС – Беломорск (Л-114) (ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Выгостровская ГЭС (Л-105))</p>	<p>8,5 % времени (более 31 дня) в году. Существующее ограничение: 70 МВт</p>	<p>Замена ТТ ВЛ 110 кВ Беломорская ГЭС – Беломорск (Л-113), ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Беломорская ГЭС (Л-104), ВЛ 110 кВ Выгостровская ГЭС – Беломорск (Л-114), ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Выгостровская ГЭС (Л-105) с номинального первичного тока 400 А на номинальный первичный ток не менее 600 А</p>	<p>Снижение величины ограничений в указанных схемах сети на величину от 5 до 50 МВ в зависимости от температуры наружного воздуха</p>
<p>Нормальная схема и единичные ремонтные схемы сети с отключением: ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) или ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Идель (Л 112)</p>	<p>80,5 % времени (более 293 дней). Существующее ограничение: 57 МВт</p>	<p>Реализация ОГ Палакоргской ГЭС (ГЭС-7) по факту отключения ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская (Л-111)</p>	<p>Снижение величины ограничений в указанных схемах сети на 30 МВт (не более 27 МВт)</p>
<p>Нормальная схема и единичные ремонтные схемы сети с отключением: ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) или ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-103) или ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) или ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Идель (Л 112)</p>	<p>84,2 % времени (более 307 дней) в году. Существующее ограничение: 57 МВт</p>	<p>В целях косвенной защиты ВЛ 110 кВ Кемь– Беломорск (Л-115) устройствами АОПО ВЛ 110 кВ Беломорская ГЭС – Беломорск (Л-113) и АОПО ВЛ 110 кВ Выгостровская ГЭС – Беломорск (Л-114) возможно снижение уставок устройств до уровня:</p> <ul style="list-style-type: none"> • АОПО ВЛ 110 кВ Выгостровская ГЭС – Беломорск (Л-114) – ~270 А • АОПО ВЛ 110 кВ Беломорская ГЭС – Беломорск (Л-113) – ~240 А <p>при аварийно допустимой токовой нагрузке указанных ЛЭП – 480 А</p>	<p>Полное исключение ограничений в указанных схемах сети.</p>

Таблица 1 – Список мероприятий по снижению ограничений каскада

Схема сети	Время существования схем	Мероприятие	Эффект
Нормальная схема сети	78,8% времени (более 287 дней) в году. Существующее ограничение: 57 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) и ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Идель (Л-112)	Снижение величины ограничений в указанных схемах сети на 30 МВт (до величины не более 27 МВт).
		Реконструкция ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) и ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-103)	Полное исключение ограничений в нормальной схеме сети

В 2019 году водность была ниже среднегодовых величин за исключением II квартала, но не смотря на это мы потеряли 1,872 млн. руб.

В 2020 году водность была выше среднегодовых значений, не берем в расчёт I квартал и видим, что в данном случае за тот же II квартал мы потеряли 9,549 млн. руб., данные представлены в табл. 2.

Таблиц 2 – Информация по выработке и прибыли

Период	Суммарная выработка МВт·ч	Упущенная прибыль млн.руб
II квартал 2019 г.	5636	1,872
II квартал 2020 г.	10695	9,549
Суммарно за 2020 г. (без учета I квартала)	27548	25,330

Если рассчитать среднюю упущенную прибыль по данным II квартала 2019 и 2020 гг, то упущенная выгода составляет ежегодно в среднем около 5,7 млн. руб.

Расчёт сроков окупаемости был выполнен на основе опыта каскада Кемских ГЭС и данных по стоимости оборудования в интернете.

При реализации сроки окупаемости каждого из мероприятий не превышают один год, что является очень рентабельным.

Результатом данной работы станет увеличение прибыли каскада, а также возможность более полного использования водной энергии, посредством расчётов на основе аппроксимации расходных характеристик.

Установка комплектов противоаварийной автоматики позволит создать ряд взаимодействий, которые благоприятно скажутся на устойчивости системы в аварийных и послеаварийных режимах.

Список источников

1. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ.01.01.1999-Москва: ОАО «СО ЕС», 2017. – 57 с.
2. Секретарев, Ю. А. Надежность электроснабжения : учеб. пособие / Ю.А. Секретарев. – Новосибирск, 2010.
3. Денисов, И. П. Основы использования водной энергии / И. П. Денисов. – М. : Энергия, 1974. – 364 с.
4. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

УДК 621.311

Д. С. Глашев

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Научный руководитель:

канд. техн. наук, доцент **А. А. Ачитаев**

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКТИВНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ С МАЛЫМИ ГЭС

The analysis of the formation of active energy complexes is carried out. The reasons for the creation of energy complexes are outlined.

A scheme of an active energy complex with a small hydropower plant is proposed, which can be used for areas with a shortage of electricity and undeveloped hydropower potential.

An assessment of the economic efficiency of the project with a small hydropower plant was carried out. The study was carried out on the basis of project facilities of the Kabardino-Balkar Republic.

Keywords: *active energy complex, distributed generation, renewable energy, small hydropower plant, power system flexibility.*

На данный момент в сфере энергетики сложилась тенденция к изменению энергетической системы. Это явление относят к четвертому энергетическому переходу или же переходу к индустрии 4.0, т.е. изменение структуры генерирующих мощностей (увеличение доли ВИЭ), снижение

выбросов углерода, переход к распределенной генерации и цифровизации отрасли в целом [1].

Изменение структуры генерирующих мощностей имеет под собой основание в виде борьбы с изменением климата и снижения выбросов углерода, а в идеале достижения углеродной нейтральности. Под углеродной нейтральностью можно понимать как отсутствие выбросов двуокиси углерода, так и технологический процесс, при котором компенсируются влияние выбросов в атмосферу.

В рамках энергоперехода в России началось обсуждение и рассмотрение активных энергетических комплексов (АЭК). Под данным термином понимают промышленную микроэнергосистему, состав которой могут образовывать: генерирующие и энергопринимающие установки, системы накопления энергии, которые управляются средствами управляемого интеллектуального соединения (УИС).

Если рассматривать вопрос создания АЭК, то в большинстве случаев в качестве генерирующих установок предлагаются ГТУ и ГПУ, которые обладают большой маневренностью, но при этом в процессе их работы неизбежно выделяются продукты распада природного газа. Современные ГПУ и ГТУ оснащаются катализаторами, сокращающими выбросы в атмосферу до разрешенных значений предельно-допустимых концентраций. Однако, для сокращения влияния на экологию необходимо замещать часть установленной мощности внутри микроэнергосистем за счет ВИЭ.

Совместно с внедрением микроэнергосистем идет также распространение понятия энергетической гибкости, которое можно рассматривать как расширение маневренности генерирующих объектов посредством возможности регулировать баланс мощности и энергии не только за счет генерации, но и с помощью управляемой нагрузки, систем накопления энергии и средств регулирования перетоков мощности.

Внедрение АЭК может дать не только экономическую выгоду. В рамках энергоперехода микроэнергосистемы выступают в качестве источников гибкости, т.е. могут выполнять функции сервисов гибкости, к которым относятся: регулирование нагрузки, управление спросом, обеспечение аварийного и третичного резерва мощности, регулирование уровня напряжения и компенсация реактивной мощности.

Среди особенностей генерации на основе ВИЭ выделяют стохастичность, т.е. вероятностный характер выработки электроэнергии. С учетом того, что потребление также носит некоторый вероятностный характер возникает необходимость повышения гибкости в энергосистеме для поддержания устойчивости ее работы.

По причине удешевления генерирующих установок и удорожания тарифов на электроэнергию все чаще крупные потребители переходят на распределенную генерацию. Как следствие появляются потребители, которые

снижают потребление электрической энергии из сети, но величина присоединенной мощности при этом не меняется.

Совокупный эффект от применения распределенной генерации в составе микроэнергосистем проявляется как в экономии средств потребителя на электроэнергию, так и в снижении инвестиций на поддержание и развитие электросетевого хозяйства со стороны сетевых организаций.

Данные эффекты обусловлены разницей в стоимости электроэнергии, производимой внутри микроэнергосистемы и поступающей из централизованной сети. Также уменьшается необходимость в увеличении присоединенной мощности потребителя и строительства новых генерирующих мощностей за счет покрытия потребности в электроэнергии внутри самой микроэнергосистемы.

Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики является энергодефицитной. Большая часть электроэнергии поступает из соседнего Ставропольского края по магистральным электрическим сетям. В настоящее время, после ввода в эксплуатацию в 2020 году Верхнебалкарской ГЭС, все действующие электростанции республики способны покрыть 36 % общего объема потребляемой электроэнергии. После ввода Псыгансу МГЭС ожидается покрытие уже 44 % объема потребления.

Тем не менее, даже в этих условиях в республике за последние годы отмечается рост электропотребления. В дальнейшем, по мере наращивания мощностей и с вводом новых гидроэлектростанций, темпы этого роста будут только увеличиваться. К 2024 году ожидается подключение 13 крупных потребителей с суммарной максимальной мощностью энергопринимающих устройств 50,3 МВт. Среди промышленных потребителей можно выделить двух из наиболее крупных предприятий: горнорудный комбинат ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат» и завод по производству гипсовых изделий ООО «Каббалкгипс» (14 и 6,56 МВт), которые планируется расположить в Эльбрусском районе, городе Тырныауз [2].

Одной из актуальнейших задач социально-экономического развития Кабардино-Балкарской Республики является создание и укрепление её энергетической базы на основе использования, прежде всего, местных постоянно возобновляемых и экологически чистых гидроэнергетических ресурсов. Решение этой задачи реализуется в рамках принятых федеральных и республиканских целевых программ, предусматривающих строительство в республике гидроэлектростанций как средней, так и малой мощности. В результате этого к настоящему времени на территории республики началось строительство Псыгансу МГЭС мощностью 23,4 МВт [3]. Окончание строительства станции ожидается к 4 кварталу 2024 года.

При этом относительно валового гидроэнергетического потенциала КБР, оцениваемого в 14,6 млрд кВт·ч [4], из которого 4 млрд кВт·ч составляет технический гидроэнергетический потенциал, освоено только 5 %.

Относительно же технического потенциала освоено 20 % с учетом ввода Псыгансу МГЭС.

Благодаря развитой речной сети Кабардино-Балкария имеет большой потенциал для строительства новых станций. Существует около 50 проектов гидроэлектростанций малой и средней мощности.

Учитывая наличие большого числа малых и средних рек в республике применение малых ГЭС более предпочтительно, так как оно дает ряд преимуществ по сравнению со станциями средней и большой мощности: меньшие капиталовложения, сроки строительства и инвестиционный цикл, возможность вырабатывать электроэнергию как изолировано, так и в составе энергосистемы, а также менее критичное воздействие на экологию.

Для покрытия будущих потребностей в энергии Кабардино-Балкарии предлагается создать активный энергетический комплекс, в состав которого будут входить два промышленных предприятия, МГЭС Адыр-су, ГПУ и программно-аппаратный комплекс УИС. Так как согласно [5] подключение АЭК к ЕЭС можно выполнить только через один из объектов микроэнергосистемы, то возможны два варианта присоединения. Схема архитектуры участников АЭК представлена на рисунке 1.

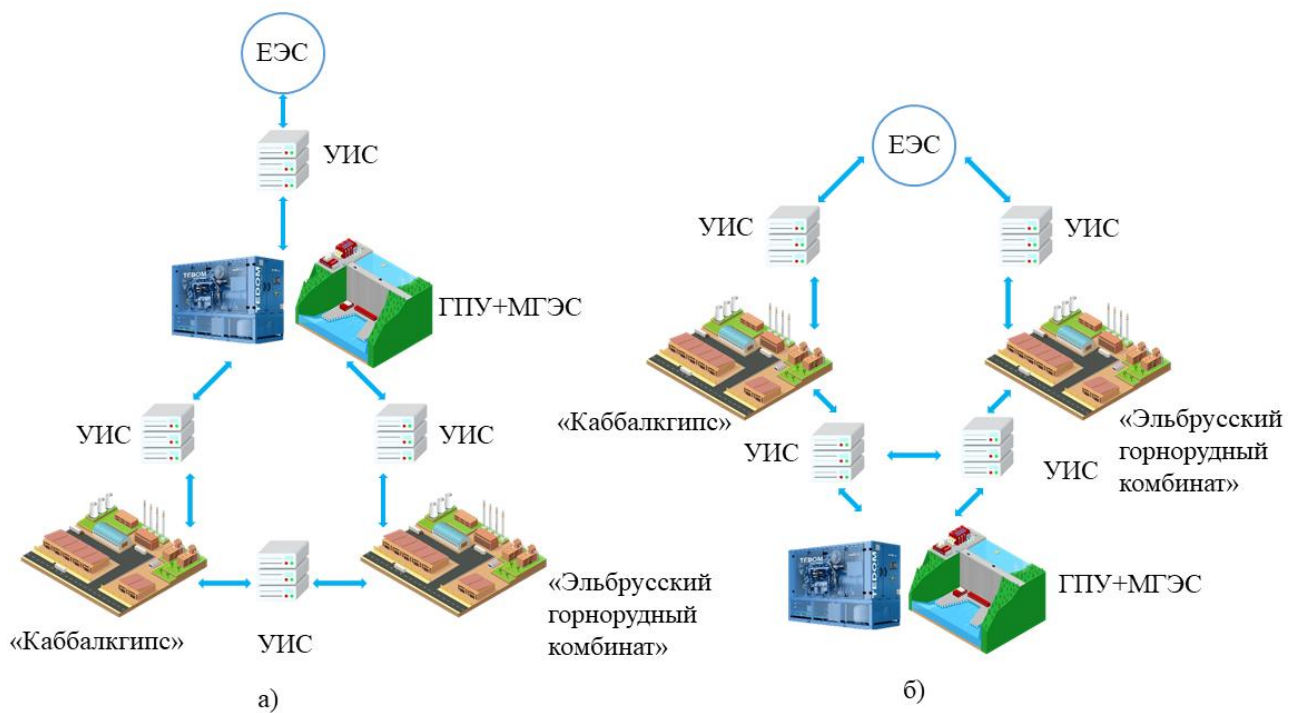


Рисунок 1 – Схема подключения АЭК к ЕЭС через:
а) генерирующие установки; б) энергопринимающие установки

В качестве управляющего и контролирующего органа АЭК выступает УИС, функциями которого являются:

- Регулирование и ограничение потоков мощности из АЭК в ЕЭС;
- Автоматическое включение и отключение нагрузки объектов АЭК как в изолированном, так и в параллельном режиме работы с сетью;
- Автоматическое включение и отключение линий связи с ЕЭС;
- Перевод АЭК на изолированный режим работы;
- Возможность применения электронного документооборота;
- Учет переданных объемов электроэнергии для каждого субъекта АЭК;
- Ведение журнала работы с хранением данных в течение не менее двух лет.

В соответствии с принятыми программными документами к числу перспективных объектов гидроэнергетического строительства в республике относится МГЭС Адыр-су мощностью 24,0 МВт, характеризующаяся высоким уровнем эффективности. Он достигается за счёт использования больших продольных уклонов нижнего течения реки Адыр-Су, правобережного притока р. Баксан, путём создания высоконапорной гидроэлектростанции с расчетным напором 355 м. При этом МГЭС Адыр-су будет располагаться вблизи электрических нагрузок ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат» и ООО «Каббалкгипс». Однако, для проекта АЭК принято 18 МВт и 4 МВт установленной мощности для МГЭС и ГПУ соответственно, т.к. согласно [5] разрешенная мощность АЭК может составлять не более 25 МВт, а суммарная мощность потребителей электроэнергии микроэнергосистемы составляет 20,56 МВт.

Создание АЭК с МГЭС Адыр-су и ГПУ обеспечит:

- Снижение дефицита электроэнергии и мощности в энергосистеме республики и региона, повышение надёжности электроснабжения потребителей;
- Снижение нагрузочных потерь и возможность для сетевой компании использовать освободившуюся мощность;
- Снижение затрат на покупку электроэнергии из централизованной сети за счёт производства и реализации электроэнергии, характеризующейся низкой себестоимостью и высокой маневренностью.

Для расчета экономической эффективности ГПУ и МГЭС была использована программа RETScreen Expert. Результаты расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов экономической эффективности

Показатели	МГЭС	ГПУ
Установленная мощность, МВт	18	4
Среднемноголетняя выработка э/э, ГВт·ч	94,6	28,0
Инвестиции в строительство, млн. руб.	2 279	198
Срок окупаемости, лет	7	2
Себестоимость э/э, руб./кВт·ч	1,7	1,4

Нерегулируемая цена поставок электроэнергии гарантирующего поставщика в КБР составляет 4,91 руб/кВт·ч.

Также стоит отметить сложную экономическую ситуацию, сложившуюся на начало 2022 года. Увеличение темпов инфляции может отразиться на тарифах за покупку электроэнергии и газа. Особенно это касается промышленных потребителей газа, так как с 2022 года будет повышена индексация цен на газ до 5 % в год согласно [6].

В дальнейшем также не исключено, что при рассмотрении прогнозов на 2023 и 2024 годы возможно еще большее повышение индексации оптовых цен на газ для промышленных потребителей. Данный фактор может негативно повлиять на экономическую эффективность ГПУ и ГТУ, для которых на сегодняшний день пока средняя цена электроэнергии за 1 кВт·ч составляет от 1,4 до 2,6 рублей при условии утилизации тепла. При этом экономия от применения распределенной генерации для потребителя будет весомой.

Исходя из вышеописанного можно сделать вывод о том, что создание АЭК с МГЭС в составе является целесообразным. Предложенная схема АЭК может найти применение для районов с дефицитом электроэнергии и неосвоенным гидроэнергетическим потенциалом. Также представленная схема применима для расположенных на одной территории промышленных потребителей, которые соединены с генерирующими установками и находятся под управлением УИС образуя микроэнергосистему.

Исследование проводилось в рамках гранта Президента Российской Федерации по проекту МК-3371.2022.4.

Список источников

1. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А. А. Макарова, Т. А. Митровой, В. А. Кулагина; ИНЭИ РАН – Московская школа управления СКОЛКОВО. – Москва, 2019. – 210 с.

2. Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики на 2022–2026 годы [Электронный ресурс]: указ Главы КБР от 30 апреля 2021 г. № 47-УГ. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0700202105070001?index=0&rangeSize=>(Дата обращения: 29.12.2021).

3. РусГидро начало строительство Черекской малой ГЭС в Кабардино-Балкарии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/press/news/114283.html>

4. Толстихина, Л. В. Оценка валового гидроэнергетического потенциала Кабардино-Балкарской Республики с применением ГИС-технологий / Л. В. Толстихина, Д. С. Глашев – Текст: непосредственный // Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов заочного этапа VII Всерос. науч.-практ. конф. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2020. – С. 332–336.

5. О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования Активных энергетических комплексов [Текст]: Положение Правительства РФ от 21 марта 2020 г. № 320 // Собрание законодательства – С. 18.

6. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.economy.gov.ru/material/file/d7f5f5dea44bda4c30d42aac04cc1fca/pr_ognoz_socialno_ekonom_razvitiya_rf_2022-2024.pdf

7. Жукова, Е. С. Условия создания гибридных микрогридов в ЕЭС России / Е. С. Жукова, Ф. Л. Бык, Л. С. Мышкина – Текст: непосредственный // Энергетика и энергосбережение: теория и практика: сб. материалов V Всерос. науч.-практ. конф. – Кемерово: Кузбасский Государственный Технический Университет имени Т. Ф Горбачева, 2020. – С. 220-1–220-6.

8. Перспективы развития гидроэнергетики на Северном Кавказе. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/a94/Perspektivi-razvitiya-gidroenergetiki-na-Severnem-Kavkaze.pdf>.

А. А. Сысоев
А. А. Проскурина
Н. В. Лазарева
М. Г. Тягунов

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

КОМПЛЕКС ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ СТРОИТЕЛЬСТВА ГЭС

This article presents description and appearance of the software complex, which implements the possibility to carry out researches of cascades with arbitrary hydrological scheme. The complex allows to make water-energy calculations of HPS cascades, HPSs under construction and modernization. With this complex it is possible to determine the energy additional output, i.e. increase of the output, of the HPS cascade at the expense of building a new plant or modernizing an existing one. The complex is developed in the Python with PyQt5 library, the calculations are optimized by dynamic programming. The calculation is performed for the stage of pre-project assessment of the feasibility of building a hydroelectric power plant.

Keywords: *hydroelectric power plant, water-energy calculation, educational complex, operating mode, optimization methods.*

Введение

В качестве способа улучшения обучения в высших учебных заведениях для студентов и преподавателей можно считать использование современных методов обучения, применение современных и актуальных программно-технических средств, а также использование реальных данных в демонстрации работы и обучения.

В Российской Федерации уже давно говорят о том, что процесс обучения должен быть выстроен таким образом, чтобы после окончания обучения в институте, студент был подготовлен по многим направлениям и был знаком с решениями различных проблем и имел разные сценарии работы в изменяющихся внешних условиях. Такое может быть достигнуто с помощью корректировки или переработки учебных материалов, а также изменения материально-технической базы.

Со временен, многие учебные дисциплины, а также конкурсы в разных областях претерпели изменения и сделали больший акцент на работу в команде, победителем является даже не тот, кто лучше всех выучил материал, а тот, кто смог найти более оригинальное решение поставленной задачи. И команды не более чем 5 человек, что очень похоже на отдел в компании [1].

Последние эпидемиологические события в России и мире показали, что процесс обучения может быть реформирован и переорганизован на работу в дистанционном формате, что увеличивает проблему актуализации и модернизации существующих программных комплексов, используемых для обучения студентов [2].

В России слабо представлены вычислительные комплексы, позволяющие проводить сложные водно-энергетические расчёты для отдельных гидроэлектростанций (далее – ГЭС) и каскадов ГЭС с произвольной гидрологической схемой, позволяющие проводить как исследовательские, так и оптимизационные расчёты.

Область применения комплекса и функциональные требования

Реализуемый проект¹ должен быть приспособлен для работы в различных гидроэнергетических системах с разной гидравлической схемой реализации каскада.

Реализуемый комплекс должен позволять:

- Проведение долгосрочных водно-энергетических расчётов для систем с различной гидравлической схемой;
- Проведение среднесрочных водно-энергетических расчётов для систем с различной гидравлической схемой;
- Проведение оптимизационных расчётов для полученных ранее данных;
- Проведение анализа и расчёт энергетического эффекта от строительства новой гидроэлектростанции в существующем каскаде;
- Расчёт энергетического эффекта от модернизации существующей гидроэлектростанции в рассматриваемом каскаде.

С помощью комплекса можно проводить как анализ новых систем, так и модернизируемых в настоящее время, основной упор делается на малые гидроэнергетические комплексы, так как:

1. Для крупных гидроэнергетических каскадов в Российской Федерации уже разработаны различные оптимизационные решения, программы, то есть, теряется новизна [3-4];
2. Гидроэлектростанции малой мощности имеют меньше индивидуальных особенностей и их проще представить в виде схемы замещения;
3. Из-за тенденции на уменьшение установленной мощности объектов и перехода к распределённой энергетике, текущая концепция будет более востребована в компаниях, связанных с малыми ГЭС[5].

¹Работа выполняется в рамках проекта: «Определение энергетического эффекта от строительства новых гидроэлектростанций в сложных гидроэнергетических системах» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» на реализацию программ научных исследований «Энергетика» в 2020-2022 гг.

Реализация комплекса

Для реализации программного комплекса в виде программы для персонального компьютера выбран язык программирования Python.

Так как комплекс можно использовать в условиях реальной эксплуатации и для обучения студентов на кафедре ГВИЭ ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», то необходимо использовать данные из реальных малых ГЭС. Необходим полный набор данных по проектной и эксплуатационной деятельности ГЭС и каскада ГЭС. Единственным вариантом их получения является обращение в специализированные организации, занимающиеся проектной или эксплуатационной деятельностью ГЭС.

В Российской Федерации для получения такого рода данных необходимо обращаться к ПАО «РусГидро», ПАО «ТГК-1», АО «ЕвроСибЭнерго», АО «Системный Оператор», АО «Институт Гидропроект», АО «Ленгидропроект», ООО «МосОблГидропроект», но данные представляют собой коммерческую тайну, поэтому предоставляются на основе специальных соглашений. Для получения данных необходимо сужение круга используемых станций в части напоров, мощности и гидравлической схемы. На основе [7-8], можно отметить, что основной интерес учёных представляют крупные гидроэлектростанции, расположенные в каскаде и без него. Данные по крупным каскадам могут быть представлены ПАО «РусГидро» и АО «ЕвроСибЭнерго». Однако, тогда теряется уникальность разрабатываемого проекта. В качестве вариантов могут быть использованы станции, располагаемые либо в каскадах на р. Кубань, либо каскады ГЭС ПАО «ТГК-1» в Ленинградской, Мурманской областях и Карелии.

Для выбора станций был проведён анализ открытых данных по гидроэлектростанциям ПАО «ТГК-1» [9]. В собственности у этой организации находится 37 гидроэлектростанций с общей установленной мощностью в 2871 МВт. Единичная установленная мощность станции варьируется от 11,2 МВт у гидростанции Кайтакоски ГЭС до 284 МВт у Верхне-Тулумской ГЭС. Карта с отметками станций представлена на рис. 1.

Сделана сводка станций с выделением названия каскада, мощности, выработки, коэффициента использования установленной мощности (КИУМ). Из общего списка выделены станции, подходящие для использования в программе. Данные были сведены в таблицу 1.

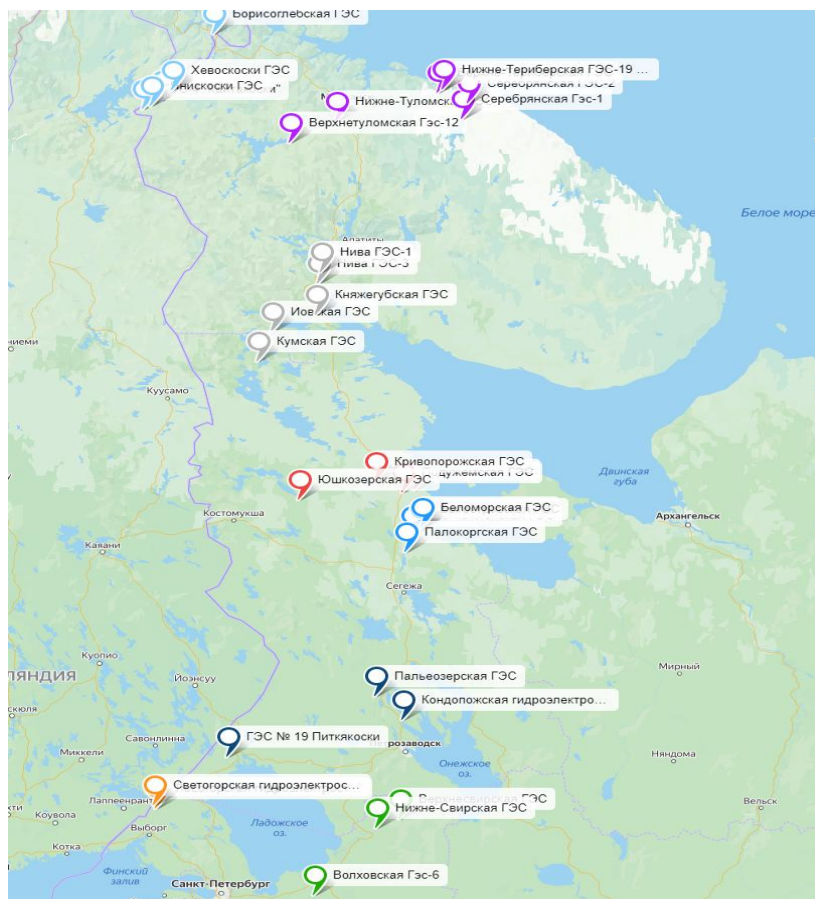


Рис. 1. Станции, находящиеся в собственности ПАО «ТГК-1»

Таблица 1 Данные по станциям ПАО «ТГК-1»

Регион	Каскад	Название станции	Нуст, МВт	Выработка, млн. кВт.ч	КИУМ
Ленинградская область	Ладожских ГЭС	Нижне-Свирская ГЭС	99	499,10	0,5755
		Верхне-Свирская ГЭС	160	823,97	0,5879
Республика Карелия	Выгских ГЭС	Маткожненская ГЭС	63	375,00	0,6795
		Выгостровская ГЭС	40	233,00	0,6650
		Беломорская ГЭС	27	131,50	0,5560
		Палакоргская ГЭС	30	165,00	0,6279
	Кемских ГЭС	Путкинская ГЭС	84	396,00	0,5382
		Подужемская ГЭС	48	217,00	0,5161
		Кривопорожская ГЭС	180	479,00	0,3038
Мурманская область	Нивских ГЭС	Нива ГЭС-1	24,9	132,06	0,6054
		Нива ГЭС-2	60	420,88	0,8008
		Нива ГЭС-3	155,5	908,54	0,6670
	Пазских ГЭС	Янискоски ГЭС	30,2	129,13	0,4881
		Раякоски ГЭС	43,2	246,03	0,6501
		Кайтакоски ГЭС	11,2	73,34	0,7475
		Борисоглебская ГЭС	56	288,55	0,5882
		Хевоскоски ГЭС	47	230,79	0,5606

Выбранные каскады станций имеют различную конфигурацию и в разрабатываемой программе могут быть представлены расчёты как для разных конфигураций станций, так и для станций с большим разбросом установленной мощности.

Для получения данных был заключён специализированный договор о сотрудничестве с между ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» и ПАО «ТГК-1» в рамках которого были запрошены следующие данные:

1. Притоки реки за последние 10 лет для каждой станции.
 2. Схематичное изображение станции с изображением отметок;
 3. Схематичное изображение каскадов станций;
 4. Кривые связи верхнего и нижнего бьефов для каждой станции;
 5. Потери станции;
 6. Универсальные характеристики агрегатов станций;
 7. Водно-энергетические расчёты для каскадов ГЭС;
 8. Нормативные документы, определяющие работу каскада станций;
- Представленный объём данных, на текущий момент, анализируется.

Функционал комплекса

Для проведения исследований и водно-энергетических расчётов необходима реализация комплекса с большим набором функционала, но реализовать всё это так, чтобы внешний вид не был перегружен.

Так как основной задачей программы является расчёт каскадов и определение энергетического эффекта от строительства или модернизации гидростанции, то в основном окне представляется информация о реке, имеющихся станциях и небольшая справочная информация по проводимому расчёту. Информация о реке и существующих и станциях каскада вносится с помощью специального окна программы. Ввод данных осуществляется по следующей схеме:

1. Вносятся данные по разрабатываемому каскаду гидроэлектростанции (название, длина, высота отметок, название каскада, количество станций):

2. Вносятся данные по каждой станции (отметка на реке, название станции, отметки НПУ, ФПУ, УМО, потери воды, потери напора, месяцы зимы, приток реки):

3. Вносятся характеристики по каждой станции (кривые связи ВБ и НБ, кривые КПД генератора и турбины):

Ввод кривых осуществляется либо с помощью табличного ввода, либо с помощью ручного ввода значений на предварительно загруженное изображение, позволяющее снять до 25 значений кривой. Полученные значения вносятся в таблицу. По этой таблице строится расчётная кривая, по функции полинома n степени, степень n может быть изменена по желанию. После внесения и утверждения данных их можно сохранить как отдельный файл, чтобы не вносить повторно. В это время в основном окне программы

строится схематичное изображение реки и каскада гидроэлектростанций согласно данным, введённым ранее. Внешний вид программы представлен на рис. 2. Появившиеся картинки не являются интерактивными и могут быть изменены только исходя из вводимых данных. Для проведения расчётов осуществляется переход на вкладку «Расчёт режимов».

В настоящее время реализована система расчёта водно-энергетического режима одиночной гидроэлектростанции, зависимой по расходам от вышестоящей станции.

Также ведутся исследования по зависимости режимов гидроэлектростанций в зависимости друг от друга, так как в случае слабого взаимодействия в реальных условиях, ценность разработки и учёта возможной координации между станциями окажется бесполезной.

После проведения расчётов данные из итоговой таблицы расчёта каждой внесённой станции могут быть экспортированы в таблицу Microsoft Excel.

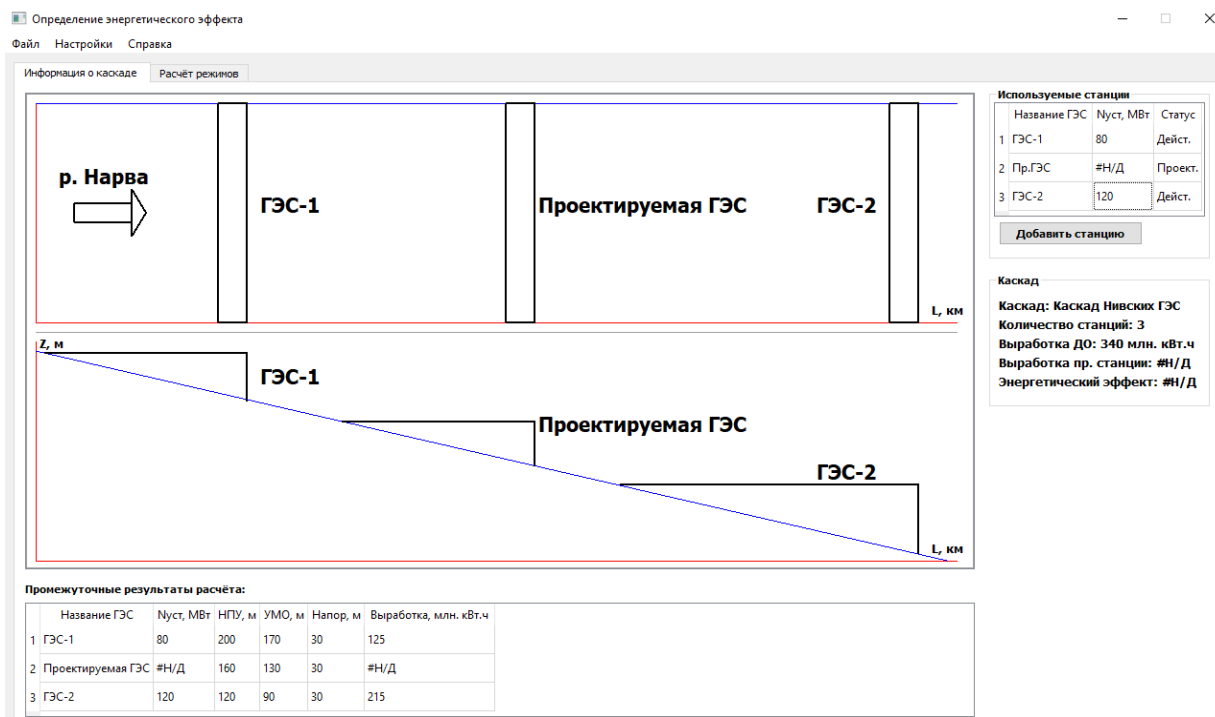


Рис. 2. Внешний вид программы

Расчёт режима и определение эффекта

Для проведения исследования после заданных начальных условий необходимо провести водно-энергетический расчёт. Внешний вид вкладки с расчётом представлен на рис. 3.

Расчёт проводится по алгоритму водно-энергетического расчёта одиночной ГЭС для одного водохозяйственного года [10]. Результат может

быть получен либо с помощью ввода конечной отметки за рассматриваемый период, либо и с помощью среднего расхода гидроэлектростанции за рассматриваемый период.

Расчёты водно-энергетического режима в комплексе должны быть произведены последовательно от первой станции к последующим станциям каскада. Боковой приток (при его наличии) будет учитываться отдельно. Так как малые гидростанции, для которых предназначен комплекс, не всегда расположены на большом удалении и между ними может и не быть крупны водных потребителей, то при реализации будет введена возможность пропуска ввода расходов для последующих станций каскада, если станции расположены очень близко друг другу.

В текущей версии комплекса реализуется расчёт для одного водохозяйственного года. В качестве величины притока может быть указан либо один введённых ранее годов, либо программа может провести расчёт обеспеченности притока и выдать эти данные в качестве исходных. После проведения расчёта для всех станций в каскаде, определяется энергетический эффект от строительства или модернизации станции. Если станция строится, то её текущая выработка будет добавлена к выработке станции, которые уже есть в каскаде. При модернизации каскада, учитываются две версии характеристик.

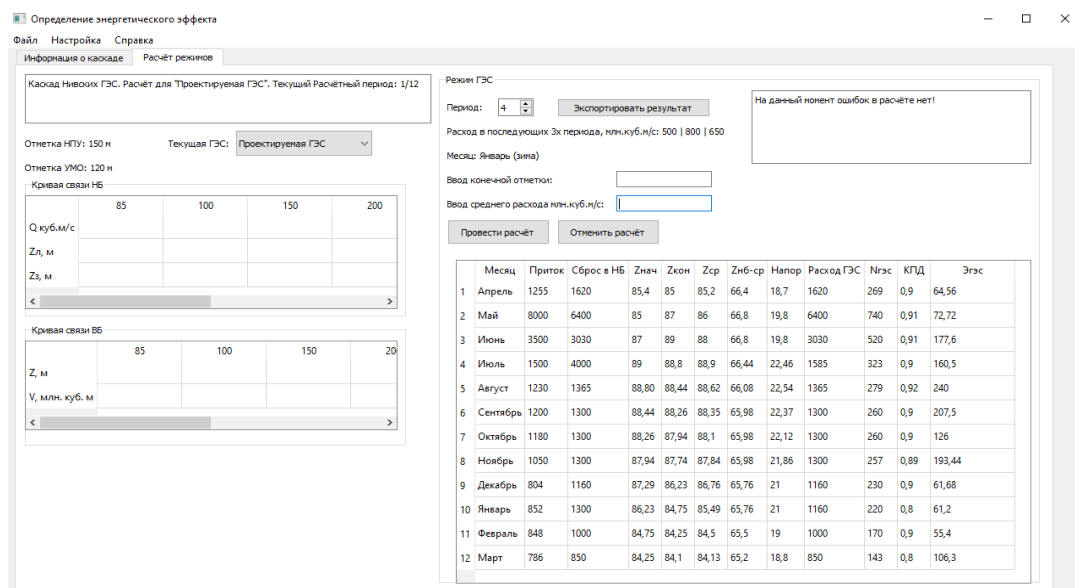


Рис. 3. Внешний вид вкладки для расчёта

Заключение

В работе представлена реализованная версия программного комплекса для проведения водно-энергетического расчёта каскада ГЭС и малых ГЭС. В своём текущем исполнении комплекс позволяет проводить расчёты для

одного водно-хозяйственного года. Комплекс разрабатывается как учебная программа для проведения лабораторных и курсовых работ на кафедре ГВИЭ МЭИ и для проведения расчётов отделом эксплуатации компании ПАО «ТГК-1».

Список источников

1. Кондратьева, И. Г., Современные технологии и трансформация системы обучения, Вестник НЦБЖД. – 2017. – т. 3. – № 33. – С. 27–32.
2. Болбат, О.Б. Опыт перехода на дистанционное обучение в период пандемии коронавируса, Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2021 – т. 2-1. – № 53. – С. 96–98.
3. Труфакин, С. С. Оптимизация долгосрочных режимов ГЭС Ангаро-Енисейского каскада, Энергетика глазами молодежи: сборник докладов конференции, Самара, 02–06 октября 2017 г. – Самара, 2017, С. 173–176.
4. Бубер, А. Л. Имитационное моделирование водохозяйственных систем в режиме оптимизации диспетчерских правил управления на примере уникального природно-технического комплекса «Озеро Байкал – Иркутское водохранилище», Природообустройство – 2018 – т. 3. – С. 31–39.
5. Носов, С. О. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в республике Карелия, Энергоэксперт. – 2021. – т. 2 № 78. – С. 68–72.
6. Черняев, М. В. Плюсы и минусы развития малой гидроэнергетики: российская действительность и китайский опыт, Вестник российского университета дружбы народов. Серия: Экономика. – 2020. – т. 28. – № 2. – С. 300–314.
7. Бубер А. А. Разработка гидродинамической модели р. Ангара для оптимального управления водными ресурсами ангарского каскада ГЭС, Водные ресурсы России: Современное состояние и управление, сборник докладов конференции, Сочи, 08-14 октября 2018 г. – Сочи, 2018 – С. 128–137.
8. Беляев И. В. Оптимизация режимов работы станционной сети Волжской ГЭС / И. В. Беляев // Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. материалов II Всерос. науч.-практ. конф. / Саяно-шушенский филиал СФУ. – Саяногорск; Черемушки, 2015. – С. 89–92.
9. Производственный комплекс ПАО «ТГК-1» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.tgc1.ru/production/complex/>.
10. Александровский А. Ю., Силаев Б. И. Гидроэнергетические установки: учебное пособие. – М.: Издат-во МЭИ, 2005.

А. С. Бондаренко

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ИССЛЕДОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

The Russian Energy Development program provides for an increase in electricity generation at hydroelectric power plants (HPPs) in the energy systems of the European part of the country. Thus, according to the Energy Strategy of Russia for the period up to 2035, the strategic goal is the development of hydropower. Russia as a potential producer of hydrogen fuel has a number of significant advantages: a huge energy potential, including in the field of hydropower, large reserves of fresh water. Up to 25-30 GW of power in the Russian energy system, even in the hour of passing the annual maximum consumption, represent reserves in excess of the normatively necessary to ensure the reliable functioning of the system. For this reason, it is necessary to develop competitive energy storage technologies. One of such technologies may be the production of hydrogen at the expense of electricity by creating a hydrogen energy complex, the advantage of which is its location next to a hydroelectric power station with the possibility of using its electricity for the electrolysis production of hydrogen. The generated hydrogen and oxygen can be used for the production of electricity in peak conditions or sold as commercial products.

Keywords: *hydroelectric power plant, electrolyzer, hydrogen, accumulation, water electrolysis, hydropower, hydrogen energy, HPP capacity, power reserve, RES.*

Максимально возможные значения производства водорода в России при использовании существующих генерирующих мощностей, а также технологий. В частности, использование недозагруженных генерирующих мощностей в случае, что КИУМ в энергосистеме возрос до 90%, будут составлять порядка 8,1 млн тонн в год – это 23% от рынка в 2040 г.

Возможности Российской Федерации в сфере производства водорода, как сырья, а лучше способ аккумуляции энергии, в частности потенциальной электроэнергии были оценены на базе возможного технически и технологически, а также в перспективе и экономически производства электроэнергии на гидроузлах, загруженным в силу разнообразных ограничений намного меньше своей установленной мощности. Наиболее ярким примером этого является Усть-Среднеканская ГЭС им. А.Ф. Дьякова.

Данная станция с полной установленной мощностью в 570 мегаватт,

обладает всеми необходимыми условиями и потенциалом для рассмотрения её, как передовой площадки для системы аккумуляции водорода для хранения электроэнергии. Проектирование и стройку данного объекта гидроэнергетики проводит ПАО «РусГидро» и её дочерние предприятия на реке Колыма в одном из самых отдаленных регионов Российской Федерации, а именно Магаданской области. Но именно такое географическое расположение в виде близости к развивающемуся азиатскому региону можно рассмотреть, как преимущество для возможной продажи водорода, как сырья. На данный момент гидроузел находится в стадии строительства, и он должен заработать с установленной мощностью в 2024 г. К сожалению, на данный момент в Магаданской области и ближайших регионах нет мощных потребителей энергии, а также отсутствует тенденция к росту потребления электроэнергии. В совокупность всё это показывает, что данная площадка идеально подходит для проекта производства и хранения водорода методом электролиза при использовании ГЭС.

К настоящему моменту в Российской Федерации передовая позиция в сфере НИОКР, в частности: разработка, проектирования и производства, оборудования для электролиза воды с последующей выработкой водорода с у ИВЭПТ ФГУ РНЦ «Курчатовский институт». За последние десятилетия работы в данной сфере институт благодаря научным и конструкторским работам добился больших успехов и создал электролизёры с различной мощностью, давлением, КПД и производительностью. Одной из последних разработок является электролизёр с рабочим давлением в 30 атм. Кроме того, например, создано оборудование для электролиза воды при работе которого добились производства водорода в $100 \text{ м}^3/\text{ч}$, который также запроектирован на работу при давлении в 30 атм.

Сейчас в ФГУ РНЦ «Курчатовский институт» уже имеет весомые наработки, данные и опыт в сфере проектирования, создания и работы образцов, которые могут быть поставлены на промышленное производство, так и использоваться, как мелкосерийные образцы. Институт всеми необходимыми разработками для создания всех элементов электролизёров (корпуса, фланцы, мембранно-электродные элементы, изоляция, коллекторы тока, биполярные пластины, уплотнения и т. д.). Спроектированы и созданы катализаторы на электрическом токе на носителях. Объединенные оксидные каталитические группы позволяют существенно уменьшить эрозию и расход металлов платиновой группы, при этом ресурс не только не уменьшается, а нередко возрастает. Уже доказано, что эффективность RuO_2 (оксид рутения) схожа с активностью IrO_2 (оксид иридия). С электрическим катализатором на аноде в сумме оксидов: RuO_2 (30 %) IrO_2 (32 %) SnO_2 (38 %) (оксид олова) при использовании платиновых групп в количестве: $0,8 \text{ мг}/\text{см}^3$ практически идентичны показаниям электролиза с электрическим катализатором на аноде из иридия.

Кроме того, хорошие характеристики имеет электролизёр с катодным катализатором на основе палладия, включая палладий на углеродной основе.

Рабочие характеристики установки электролизёра:

- энергетические затраты порядка 3,9-4,1 кВт·ч/м³ водорода при токе в $i = 1 \text{ A/cm}^2$ и температуре $t = 90 \text{ }^\circ\text{C}$. Напряжении на ячейке порядка $U = 1,65-1,72 \text{ В}$;

- чистота получаемого водорода из электролизёра порядка 99,99 %;

- рабочее давление до 30 атм. На данный момент ведётся НИОКР для разработки электролизёра, работающего под давлением в 50 атм.;

- расход благородных металлов на катоде и аноде порядка 0,3-1,0 мг/см³, и 1,5-2,0 мг/см³ соответственно.

Технические характеристики источников электрической энергии (гидрогенераторов) и графики потребления электроэнергии и мощности существенно влияют на технические, в частности ресурс, а также экономические характеристик оборудования электролиза и аккумулирования. Их отдельных узлов, но и совокупной системы хранения электроэнергии и производства водорода.

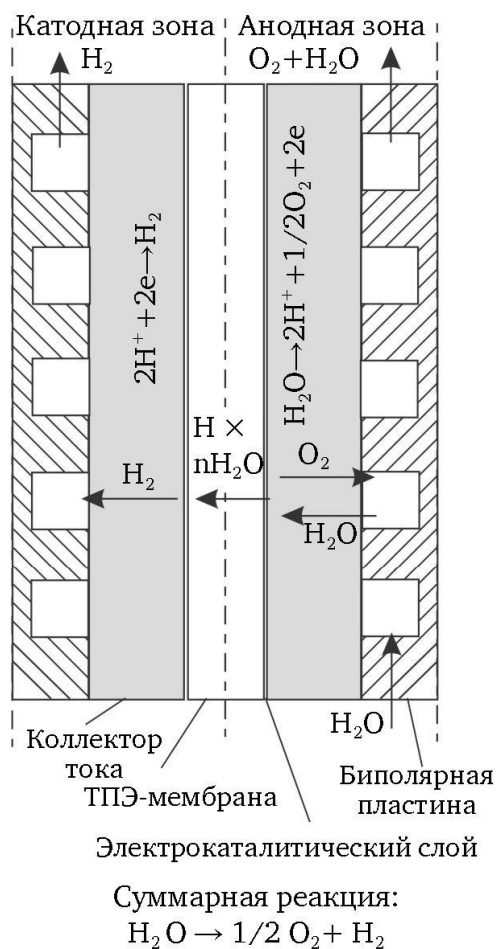


Рисунок 1 – Принципиальная схема электролизной ячейки с твердым полимерным электролитом

В сравнении с некоторыми другими (ГАЭС) видами хранения электроэнергии, хранение энергии в виде водорода имеет относительно не высокий коэффициент полезного действия порядка 60%. Но данный минус легко скомпенсировать возможностями данного вида хранения энергии. Можно выделить время хранения, данные системы позволяют достаточно долго аккумулировать энергию без потерь. Кроме того, высокая величина полновости хранения, благодаря высокому давлению, а также сравнительно небольшие капитальные издержки по сравнению с ГАЭС.

В частности, если рассматривать суточное хранение водорода в системах из гидридов металлов и генерации электроэнергии для конечного потребителя при использовании твердополимерных топливных элементов. Будем видно, что одна из существенных частей затрат будет связанная с хранением водорода, она будет порядка 1,2 цента США/кВт·ч. Но если начать рассмотрение хранения водорода в интервале времени порядка 30 суток – это будет 12 центов США/кВт·ч. Совокупная стоимость пиковой электрической энергии в зависимости от режимов и методов хранения, а также величины потребления конечным потребителем водорода изменяется в интервале от 19 до 60 центов США за кВт·ч.

На рисунке 2 представлены показатели изменения себестоимости подаваемой электрической энергии на примере ГЭС мощностью в 1000 МВт при удельных капиталовложениях в ГЭС порядка 2400 долл/кВт в зависимости от величины мощности в течение ночи, отдаваемой в сеть с учетом дополнительного экономического эффекта от продажи водорода, как сырья, если обеспечена себестоимости генерируемой электроэнергии на уровне номинальной нагрузки в 1000 МВт.

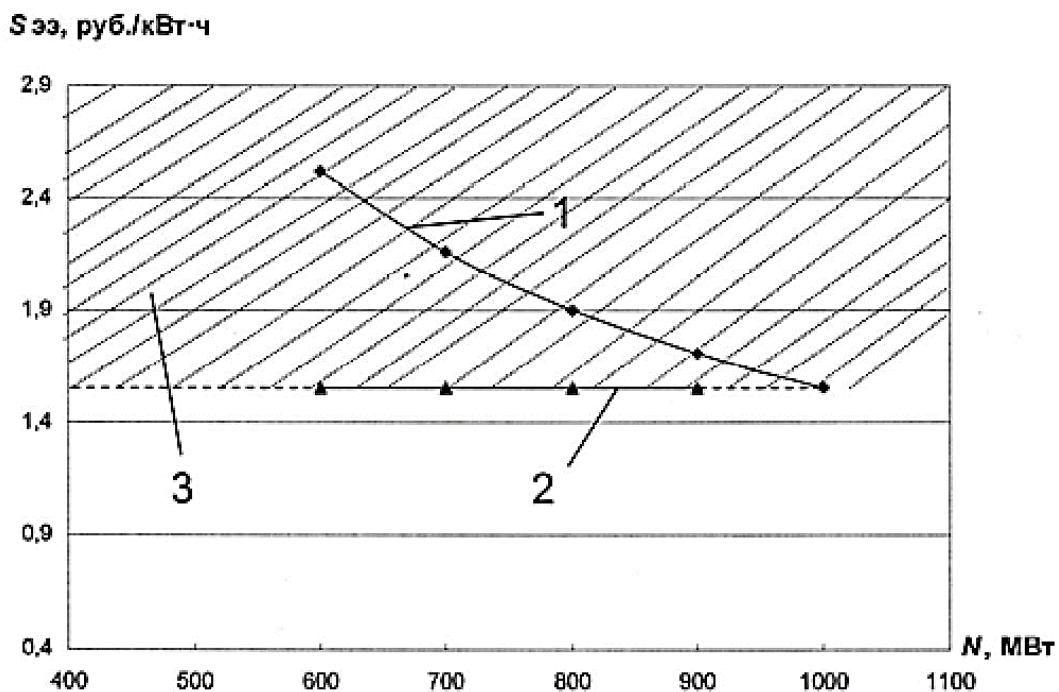


Рисунок 2 – Себестоимость отпускаемой электроэнергии энергоблоком ГЭС

На данном рисунке: 1 – кривая, показывающая затраты на генерацию электрической энергии ГЭС при недозагрузке; 2 – кривая, показывающая затраты на генерацию э электрической энергии ГЭС в режиме выработки и реализации электролизного водорода как товарной продукции; 3 – область неэффективной работы станции.

Как видно на рисунке 2, разгрузка гидростанций, помимо выше отмеченного, связана с увеличением себестоимости поставляемой электроэнергии и, тем самым, попадания в область неэффективности. отказ от недозагрузки в пользу выработки водорода (и кислорода) методом электролиза воды дает дополнительную прибыль от его реализации как товарной продукции, что способствует устранению неэффективного режима ГЭС.

Список источников

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. Министерство энергетики Российской Федерации. – М., 2014. – 263 с.
2. Водород – топливо будущего / А. Н. Подгорный, И. Л. Варшавский. – Киев: Изд-во Наукова думка, 1978. – 134 с.
3. Гамбург Д. Ю., Семенов В. П., Дубовкин Н. Ф. и др. Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение: справочное пособие. – М: Химия, 1989. – 672 с.
4. Рынок систем накопления электроэнергии в России: потенциал развития [Электронный ресурс] / И. С. Чаусов, А. И. Тертышная. – Режим доступа: <https://inlnk.ru/1PNLKo>.

УДК 621.316

Р. А. Беляев

С. Н. Удалов

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ФОРМИРОВАНИЕ АВТОНОМНОЙ ГИБРИДНОЙ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОДОРОДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

There are many settlements in Russia in which electricity is generated by burning diesel fuel. The delivery of diesel fuel, the so-called northern delivery, is always very difficult. Progress in the field of green energy has made it possible to partially replace diesels with renewable energy sources in a number of autonomous power systems. However, for reliable power supply in such power systems, energy storage facilities are required to eliminate the deficit in the hours of shortage of

generated power. There are accumulators that provide mode maintenance in the system for an interval of 2-3 days. Seasonal accumulators allow you to maintain the normal mode of electricity consumption for several months. Hydrogen technology can be used as such accumulator.

Keywords: *hybrid system, hydrogen energy, small generation, hydropower, energy storage, fuel cell, photovoltaic station, wind station, electrolyzer, hydrogen tank, storage batteries.*

Введение

Понятие водородной энергетики как одного из исследуемых видов было создано во второй половине XX века, происходило все это во время мирового энергетического кризиса. Водородная энергетическая система, основанная на мультиэнергетической комплементарности возобновляемой энергии, может улучшить потребление возобновляемой энергии, уменьшить неблагоприятное воздействие на энергосистему. Основываясь на основных принципах технологии производства водорода, рассматривается текущая топология системы водородной энергетики с использованием электролиза воды, а также обобщены технические преимущества производства водорода с использованием возобновляемых источников энергии. На этой основе разрабатываются ключевые технологии мультиэнергетического дополнения водородной энергетической системы, особенно углубленные исследования технологии производства водорода путём электролиза воды, с последующим использованием его для производства электроэнергии с помощью топливных элементов. В последнее время получила развитие тенденция использования водородной энергии в системах с возобновляемыми источниками энергии.

Водород – самый распространённый элемент во Вселенной (92%), он преимущественно составляет межзвездное вещество, формирует основную массу звезд. Наше Солнце, по меньшей мере, наполовину состоит из водорода. Запасы водорода на планете практически неисчерпаемы. Водород, может использоваться в топливных элементах для получения электроэнергии и хранение водорода возможно на максимально долгий срок, при этом практически без потерь.

Автономная гибридная система энергоснабжения

Эффективный способ перехода от традиционной энергосистемы к энергосистеме с высокой долей возобновляемых источников энергии – промышленные гибридные системы генерации, основанные на использовании преимуществ, традиционных и альтернативных источников энергии. Гибридный энергетический комплекс – это совокупность энергетических установок для производства электрической энергии, состоящей из двух или более источников [1].

Благодаря такому подходу гибридная система получает все преимущества отдельных видов электроустановок. Мощность подобных станций может составлять от 1 кВт для 1 потребителя до сотен киловатт, которых хватает на обеспечение энергией нескольких небольших населенных пунктов.

В качестве источников возобновляемой энергии применяются, как правило, фотоэлектрические станции (ФЭП) и ветряные станции (ВЭУ) [2]. Гибридные электростанции для производства электроэнергии на основе возобновляемых источников, используют энергию ветра и солнца в сочетании с гидроэнергетическими установками малой генерации (микроГЭС, малая ГЭС), что дает возможность обеспечить непрерывную подачу энергии потребителям независимо от силы ветра, погодных условий и других факторов.

Однако, как во многих централизованных энергосистемах, так и в районах с изолированным электроснабжением, имеется как дефицит, так и избыток производимой электроэнергии. Как правило, в районах с децентрализованным или автономным электроснабжением, для накопления и сохранения избытка электроэнергии, применяются аккумуляторные батареи. Известно, что гелиевые аккумуляторы имеют низкий срок эксплуатации, около 4-х лет, а Li-ion аккумуляторы обладают высокой стоимостью и плохо держат заряд из-за явления саморазряда, создавая дополнительные потери электроэнергии.

Совместное использование водородной системы и аккумуляторов, даёт значительно большую выгоду, чем использование их по отдельности [3]. В летний период излишки энергии, продуцируемые ФЭП, ВЭУ и в ночное время малой ГЭС, будут потребляться электролизером для производства водорода.

Предлагается к применению следующая схема автономной гибридной системы электроснабжения с использованием водородной технологии, которая представлена на рисунке 1.

В состав такой гибридной энергосистемы входят: 1 – блок аккумуляторных батарей; 2 – фотоэлектрический преобразователь; 3 – контроллер заряда батарей; 4 – потребители электрической энергии; 5 – ветроэнергетическая установка; 6 – микроГЭС; 7 – дизельгенераторная установка; 8 – водородная установка (состоящая из: электролизёра для получения водорода, топливных элементов и металлгидридных баллонов для хранения водорода).

Водородная система состоит из следующих компонентов: электролизёр, бак для хранения водорода и топливного элемента. У такой водородной системы, достаточно низкий зарядо-разрядный процесс и выполнять функцию сохранения энергии в виде водорода она может практически достаточно долго без потерь. Это достоинство делает выгодным накопление излишка вырабатываемой энергии в одном сезоне и использования её в другом дефицитном сезоне.

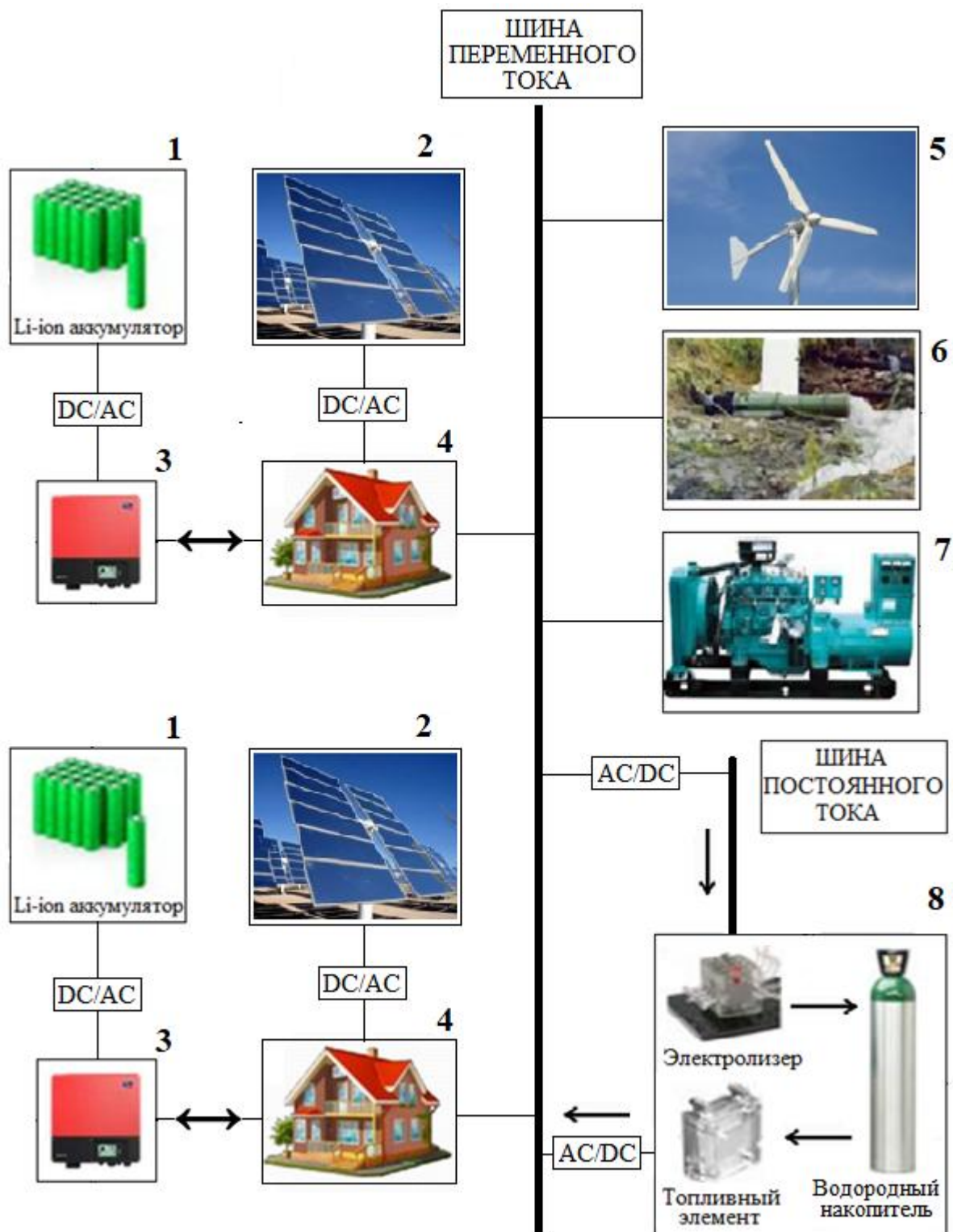


Рисунок 1 – Автономная гибридная энергосистема

Производство электроэнергии из возобновляемых источников энергии, имеет эффективную мощность небольшую практически, с большими колебаниями мощности и неуправляемостью. Следовательно, необходимо координировать свои действия с другими формами энергии, например, малой ГЭС, чтобы играть роль в сокращении пиков и заполнении провалов.

В некоторых местностях из-за недостаточных энергетических параметров, например, низкая скорость ветра, слабая инсоляция или отсутствие реки, возобновляемый источник может отсутствовать.

Водородная энергетика

Водородная энергетика включает совокупность технологий производства, транспортировки, аккумулирования и использования универсального вторичного энергоносителя – водорода. В концепции водородной энергетике водород дополняет собой важнейший вторичный энергоноситель – электроэнергию, энергетическое использование водорода определяется возможностью экологически чистого получения электроэнергии и длительного хранения без потерь, в том числе крупномасштабного.

Проблема использования водорода как перспективного экологически чистого и универсального энергоносителя и аккумулятора энергии в различных отраслях народного хозяйства была сформулирована еще в 70-х годах прошлого столетия [2].

Водородная энергетика обогатила способ хранения возобновляемой энергии по более низкой цене, что может помочь возобновляемым источникам энергии регулировать колебания энергии и способствовать диверсификации структуры энергии и безопасности электроснабжения. Получение водородной энергии с использованием возобновляемых источников, с одной стороны, решает такие проблемы, как низкая плотность энергии и плохая константность возобновляемых источников; с другой стороны, это устраняет ненадежность подключения к сети и устраняет недостатки традиционных батарей, в которых нельзя хранить аккумулированную энергию в течении длительного времени. На основе структур, таких как ветряные электростанции, фотоэлектрические станции и гидроэлектростанции, в сочетании с преимуществами технологии производства водорода, создается топология системы возобновляемой энергии, дополняющей водородную энергетику, как показано на рисунке 1. Вся водородная энергетическая система включает в себя генераторные установки на возобновляемых источниках энергии, системы производства электролитической воды, системы хранения водорода, топливные элементы, электрические сети и т. д.

При использовании водорода в топливных элементах, вследствие высокого КПД топливного элемента (в 1,5–3 раза больше, чем у двигателя внутреннего сгорания), эффективность водорода как топлива оказывается еще выше (примерно в 4–10 раз). Например, по сравнению с электростанцией, работающей на сжигании топлива с КПД от 33 до 35%, водородные топливные элементы выполняют ту же функцию с КПД до 65%.

Наиболее перспективный путь развития водородной энергетики основан на использовании водорода произведенного методом электролиза,

как показано на рисунке 2. Технические детали для электролизной системы были получены путём проведенного исследования в интернете. Полученные данные являются репрезентативными для систем, доступных на рынке.

Сегодня только Norsk Hydro делает электролизер достаточно большим, чтобы его можно было рассматривать как систему. Другие электролизеры в настоящее время подходят только для дома и небольшого района. Блоки электролиза с протонообменной мембраной (PEM), производимые компанией Proton, имеют размеры только для дома или небольшой районной системы. Это типичная тенденция в отрасли сегодня поскольку высокие капитальные затраты на установки PEM ограничивают их текущую жизнеспособность на производственном рынке, в то время как щелочные установки, с их более низкими капитальными затратами, могут производить в разных диапазонах мощностей по водороду.

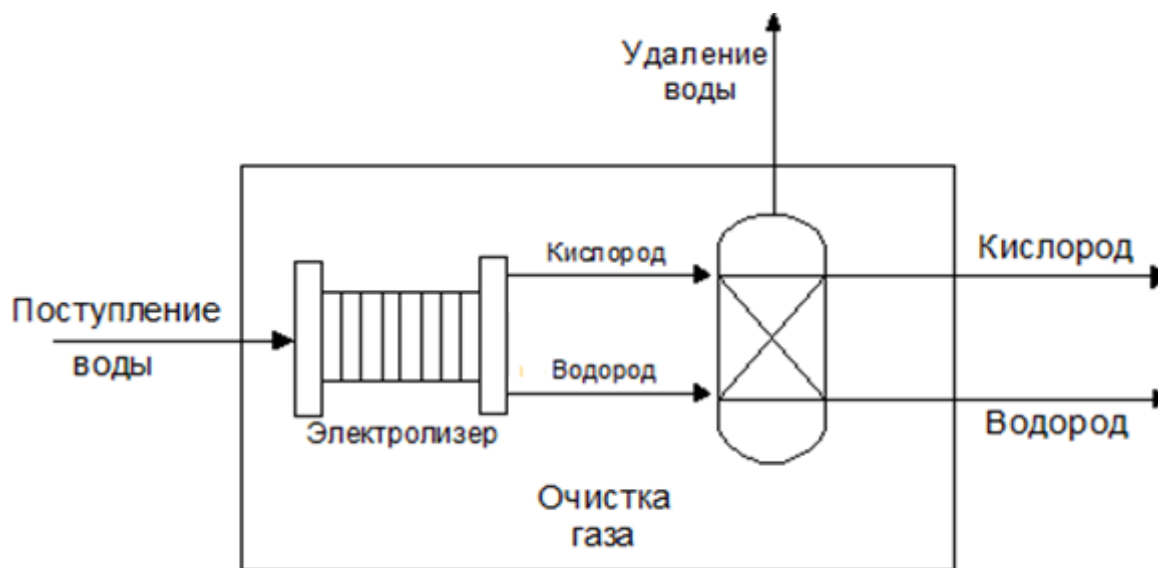


Рисунок 2 – Схема установки для получения водорода методом электролиза воды

Все системы электролиза выиграют от снижения капитальных затрат, поскольку стоимость производимого водорода растет, и эти системы производятся массово. Системы меньшего размера будут извлекать наибольшую выгоду, поскольку наибольший процент их вклада в стоимость водорода, приходится на капитальные затраты. Существуют системы, требующие мощность 15–300 кВт, поэтому есть смысл рассматривать промышленные цены на электроэнергию, отдельно от цен от дорогостоящих коммерческих или жилых объектов. В качестве аккумулятора энергии, при этом все большую популярность приобретает технология Power-to-Gas (P2G). Это технология, в которой используется электрическая энергия для производства газообразного топлива, при использовании избыточной энергии от генерации возобновляемых источников.

Заключение

Совокупное использование топливных элементов с возобновляемыми энергоресурсами будет снижать их стоимость и содействовать минимизации количества вредных выбросов (декарбонизация), по той причине, что топливные элементы обладают большей экологической чистотой по сравнению с дизель-генераторами, газо-поршневыми, турбинными установками. Совершенно точно известно, что распространение топливных элементов не оказывает негативного влияния на работу электросети. Гибридные солнечно/ветро/гидро/водородные энергоустановки на топливных элементах могут способствовать максимальной конвертации энергии, полученной от возобновляемых источников в электрическую для удаленных районов.

Список источников

1. Дерюгина Г. В. Гибридные энергокомплексы на основе возобновляемых источников энергии / Г. В. Дерюгина, М. Г. Тягунов, Т. А. Шестопалова, В. А. Юриков // Вестник КРСУ. – 2012. – № 10 (12).
2. Удалов, С. Н. Возобновляемая энергетика: учебник / С. Н. Удалов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 607 с.
3. Yang Zhanga, Anders Lundblada, Pietro Elia Campanab, Jinyue Yana. Comparative Study of Battery Storage and Hydrogen Storage to Increase Photovoltaic Self-sufficiency in a Residential Building of Sweden/ Applied Energy Symposium and Forum, REM2016: Renewable Energy Integration with Mini/Microgrid, 19-21 April 2016, Energy Procedia – 273 p.

УДК 621.22

Д. В. Балябина

*Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета
СШФ АО «Гидроремонт-ВКК»*

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЙНСКОЙ ГЭС-2. АНАЛИЗ ИМЕЮЩИХСЯ ДАННЫХ

The Mainsky hydroelectric complex was built as a counter-regulator of the Sayano-Shushenskaya hydroelectric power station. The Mainsky hydroelectric complex is designed to smooth out constant fluctuations in the flow rates and water levels of the Sayano-Shushenskaya HPP. At the moment, the hydroelectric units of the Mainskaya HPP have reached the standard service life and have reached a

high degree of wear. As part of the Comprehensive Modernization Program for Hydroelectric Power Plants, RusHydro decided to replace hydroelectric units. The modernization of all three hydroelectric units will eliminate the existing restrictions on power output. The article presents the energy parameters of the Mainskaya HPP. The analysis of these parameters was carried out. Electricity losses were calculated for the last 3 years.

Keywords: *Mainskaya HPP, hydraulic unit, idle discharges, design, modernization, reconstruction, energy losses, efficiency, counter-regulator, consumption.*

Майнский гидроузел (МГУ) расположен на юге Республики Хакасия, в верховьях реки Енисей, в нижнем бьефе Саяно-Шушенской ГЭС на расстоянии 22,1 км от ее створа. [1, с. 2]

МГУ выполняет функцию контррегулятора Саяно-Шушенской ГЭС, сглаживая постоянные колебания расходов и уровней нижнего бьефа Саяно-Шушенской ГЭС, что позволяет полностью использовать её энергетический потенциал. [1, с. 2]

В настоящий момент агрегаты Майнской ГЭС реконструируются в соответствии с Программой комплексной модернизации гидроэлектростанций РусГидро. Решение о реконструкции было принято исходя из того, что гидроагрегаты МГЭС выработали нормативный срок службы и достигли высокой степени износа. [2]

К концу 2021 года уже был выполнен пуск нового гидроагрегата со стационарным номером 3. В декабре 2021 года начаты работы на гидроагрегате со стационарным номером 1, которые продолжаются в настоящий момент.

В качестве результатов реконструкции планируется изменение некоторых водно-энергетических показателей Майнской ГЭС. В таблице 1 [3, с. 20–21] представлены значения показателей МГЭС до и после реконструкции.

Из представленных данных следует, что реконструкция МГЭС даст прирост в пропускной способности станции на 460 м³/с, а располагаемая мощность увеличится на 55 МВт и, как следствие, среднемноголетняя выработка электроэнергии вырастет на 0,2 млрд. кВт·ч.

По имеющимся за последние 3 года данным энергетических параметров Майнской ГЭС составлена таблица 2, в которой отображены основные параметры и расчеты по каждому месяцу года. В качестве обозначений приняты:

- среднемесячный напор на МГЭС – $H_{\text{ср.мес.}}$, м;
- среднемесячный расход через водосбросы МГЭС – $Q_{\text{хол. ср.мес.}}$, м³/с;
- объем холостых сбросов МГЭС – $V_{\text{хол.}}$, км³;

- потери электрической энергии в результате холостых сбросов – $W_{ном}$, млн. кВт·ч.

Таблица 1. Водно-энергетические показатели Майнской ГЭС

Показатели	Значения до реконструкции	Значения после реконструкции
НПУ, м	324	324
Расход ГЭС при расчетном напоре, м ³ /с	1760	2220
Санитарный расход, м ³ /с	700	700
Установленная мощность, МВт	321	321
Располагаемая мощность, МВт	225	280
Расчетный напор, м	16,9	16,4
Среднегодовыя выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	1,41	1,61

Для расчета объема холостых сбросов на Майнской ГЭС использована формула (1):

$$V_{хол.} = \frac{Q_{хол. ср.мес.} \cdot t_{мес.}}{10^9}, \quad (1)$$

где $t_{мес}$ – количество секунд в месяце, с.

Для расчета потерь электрической энергии использована формула (2):

$$W_{ном} = 9,81 \cdot H_{ср.мес.} \cdot Q_{хол. ср.мес.} \cdot \eta_{ГГ} \cdot \eta_{ГТ} \cdot t \cdot 10^{-6}, \quad (2)$$

где $\eta_{ГГ}$ – КПД нового генератора в номинальном режиме;

$\eta_{ГТ}$ – КПД новой гидротурбины ПЛ20-В-1000, снятое с расходной характеристики;

t – количество часов в месяце, ч.

Анализируя данные по пропускной способности МГЭС представленные в таблице 2 можно сделать вывод, что холостые сбросы происходили каждый месяц года по причине уменьшенной пропускной способности старых гидроагрегатов в следствие их перевода в пропеллерный режим.

В результате расчетов получены следующие данные: за последние 3 года работы ГЭС объем воды прошедший через водосбросы МГЭС составил 55,88 км³, а потери электроэнергии при этом равны 1918,38 млн. кВт·ч.

Для эффективного использования части водных ресурсов, проходящих ежегодно через водосбросы, и повышения установленной мощности ГЭС, предлагается проектирование Майнской ГЭС-2 с установкой дополнительных гидроагрегатов.

Таблица 2. Энергетические параметры Майнской ГЭС в период 2019–2021 гг.

Год	Параметр	Месяц						За год
		I	II	III	IV	V	VI	
2019	$H_{ср.мес.}, м$	15,03	14,92	14,64	14,84	15,07	15,07	
	$Q_{хол. ср.мес.}, м^3/с$	274,8	92,6	162,9	179,8	48,5	24,7	
	$V_{хол.}, км^3$	0,736	0,224	0,436	0,466	0,13	0,064	
	$W_{пот.}, млн. кВт·ч$	27,03	7,92	15,15	16,40	4,64	2,29	
2020	$H_{ср.мес.}, м$	14,54	14,61	15,02	14,96	14,57	14,21	
	$Q_{хол. ср.мес.}, м^3/с$	15,4	7,1	103,6	607,2	315,2	283,3	
	$V_{хол.}, км^3$	0,041	0,018	0,278	1,574	0,844	0,734	
	$W_{пот.}, млн. кВт·ч$	1,42	0,61	9,89	59,34	30,96	25,44	
2021	$H_{ср.мес.}, м$	15,19	14,49	14,36	15,04	14,19	12,04	
	$Q_{хол. ср.мес.}, м^3/с$	12,8	351,1	695,5	864,5	1377,2	4062,7	
	$V_{хол.}, км^3$	0,034	0,849	1,863	2,241	3,689	10,531	
	$W_{пот.}, млн. кВт·ч$	1,23	30,90	66,74	85,54	130,68	304,81	
Итого	$Q_{хол. ср.мес.}, м^3/с$	302,9	450,7	962,1	1651,5	1740,9	4370,7	
	$V_{хол.}, км^3$	0,811	1,091	2,577	4,281	4,663	11,329	
	$W_{пот.}, млн. кВт·ч$	29,68	39,43	91,78	161,29	166,28	332,55	
		Месяц						
Год	Параметр	VII	VIII	IX	X	XI	XII	За год
2019	$H_{ср.мес.}, м$	14,09	12,83	13,26	14,11	14,46	14,68	-
	$Q_{хол. ср.мес.}, м^3/с$	430,0	1435,7	718,0	140,0	107,5	3,2	3617,6
	$V_{хол.}, км^3$	1,152	3,845	1,861	0,375	0,279	0,008	9,58
	$W_{пот.}, млн. кВт·ч$	41,13	122,44	61,32	12,55	9,55	0,29	320,73

В дальнейших расчетах и проектировании планируется:

- выбор точного расположения сооружений ГЭС;
- проведение водно-энергетического расчета;
- выбор основного оборудования;
- обеспечение надежной выдачи мощности в сеть 220 кВ;
- определение целесообразности строительства Майнской ГЭС-2

в результате проведения технико-экономического анализа.

Список источников

1. Протокол совместного заседания Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике на тему: «Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Замена гидроагрегатов МГУ» филиала ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»» № 8/16. – Москва, 2016 г.
2. На Майнской ГЭС начат демонтаж старого оборудования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.hvkk.rushydro.ru/press/news/114673.html>.
3. Комплексная реконструкция Майнского гидроузла. Проектная документация. 1914-ПЗ3.2к. Том 1.3.2. / АО «Ленгидропроект», 2016.

УДК 377

О. З. Халимов

Сибирский федеральный университет

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПРЕПОДАВАНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ «ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ»

The article discusses the issues of motivation and obtaining the necessary competencies by students when studying the discipline "engineering geology" in the direction of "Construction" at all stages of the life cycle of real estate by refining a stationary pit in the laboratory building of the Khakass Technical Institute. Manual works on water reduction, selection of monoliths to determine the density of soils, forming the ability of students to assess the reasons for the unreliability of the results obtained in the reports, are described.

Keywords: *pit, static testing of soils, density, monoliths, piles, stamps.*

В Хакасском техническом институте-филиале СФУ в течение пяти лет проводится эксперимент по углубленному изучению раздела инженерно-геологические изыскания дисциплины «инженерная геология».

Анализ учебников и методических пособий показывает на невысокую долю этого раздела анализируемой учебной дисциплины, за исключением специальных изданий [1,2]. В тоже время на всех этапах жизненного цикла объектов недвижимости (зданий и сооружений) отчет по инженерно-геологическим изысканиям является фундаментальным документом. Обоснование необходимости повышения акцента на данный раздел обусловлено существующей критикой материалов инженерно-геологических изысканий.

В данный момент обсуждается вопрос о цели преподавания этой дисциплины. Рассматриваются следующие варианты цели: изучение критериев для оценки качества материалов инженерно-геологических изысканий; анализ материалов инженерно-геологических изысканий для оценки их качества.

Акцент при изучении инженерной геологии должен быть направлен на оценку инженерно геологических условий, представленных преимущественно дисперсными грунтами. К тому же строить на скальном основании надежнее, чем на пылевато-глинистых грунтах, в особенности при возможном заполнении котлована водой. В связи с этим структуры лабораторных и практических занятий по анализируемой дисциплине целесообразно перестроить на заданную направленность: оценку качества материалов инженерно-геологических изысканий. Но оценить качество отчетов по изысканиям без знания методики производства полевых и лабораторных работ невозможно. Поэтому на лекционных и практических занятиях необходимо демонстрировать фильмы и, или видео ролики с работами по геологическому бурению с показом слабых мест при опробовании (особо при отборе монолитов и образцов ненарушенной структуры). Здесь необходимо обратить внимание на проходку скважин с использованием обсадной трубы в условиях высокого уровня грунтовых вод для отбора монолитов грунтоносом.

На лабораторных работах необходимо показать студентам испытания просадочных и набухающих грунтов (с расчетом относительных значений просадочности и набухания). Компрессионные испытания грунтов для определения деформационных характеристик, также как и испытания грунтов на сдвиг, целесообразно оставить на Механику грунтов. Тщательный анализ методики производства полевых работ, соответствие программы изысканий требованиям технического задания и свода правил (СП 47 13330;) будет способствовать нахождению ошибок в отчетах ИГИ и качественному изучению инженерной геологии.

Вторая причина недостоверности – малая доля полевых исследований (испытания грунтов штампами или сваями) Например – определение несущей способности свай преимущественно производится табличным способом, который потому и называют «практическим». По формуле на основе показателя текучести, а для песчаных – по названию песка, проектировщик определяет расчётное сопротивление под нижним концом и трение по боковой поверхности. А для подтверждения своих тройных, а иногда и семикратных запасов указывает номера свай, которые необходимо испытать статической или динамической нагрузкой [4]. При этом всем известно, что табличный метод всегда даёт запас, а испытания в поле – формальность, которую покупают очень недорого, как и «бурение скважин карандашом».

Для выбора рационального решения оснований и фундаментов должна быть другая схема геологических изысканий: должны быть погружены пробные сваи, проведены динамические испытания после отдыха, затем статические. Эти данные позволят получить достоверные данные по несущей способности свай. Но в настоящее время ни проектировщику, ни экспертной организации не нужна рациональность. Главное для них – это надёжность и сверхнадёжность. «У собственника не убудет» – рассуждает современный плебей. По форме всё хорошо: имеется отчёт по инженерно-геологическим изысканиям, замечания экспертизы, исправление замечаний, положительное заключение. Но заказчик из-за этой сверхнадёжности вкладывает в нулевой цикл как минимум трёхкратные финансовые траты и трудовые ресурсы. А потери времени не компенсируются повышением стоимости квадратного метра. Что нужно делать? – использовать в работе геотехнические изыскания. Задание на эти изыскания должен разрабатывать геотехник либо инженер-геолог, разбирающийся в производстве и организации работ нулевого цикла.

Задание на изыскания должно быть ориентировано на современные технологические решения, а программа изысканий – гармонировала с проектом организации строительства. Но проще идти по проторенной дорожке, по схеме: скачать стандартное задание или передать разработку задания прикормленным изыскателям. Эти изыскатели составят задание с максимальным для себя доходом по количеству погонных метров, но не гарантирующим объективность и рациональность разрабатываемых решений оснований и фундаментов. Но с другой стороны для разработки задания необходимо иметь фондовые данные, позволяющие объективно определить объём проходческих работ [5]. Интересны предложения Ломтадзе о многостадийности изысканий, практически не реализуемые после сорока лет их подачи [1].

Из анализируемых учебников для оценки технологии изыскательских работ, инженерно геологических условий один из самых лучших на наш взгляд остаётся работа Ломтадзе [1].

В связи с некачественным определением напластований под пятном сооружений сложился термин «бурят инженерно-геологические скважины карандашом» [3]. Перевод этого термина на простой язык означает, что инженерно-геологический разрез строится по материалам соседних объектов на основе существующих фондовых материалов инженерно-геологических изысканий. Однако под пятном проектируемого здания по нормам полагается иметь геологические выработки через 25-50 метров.

Сегодня при проведении торгов выигрывает тот, кто показывает минимальную стоимость работ. Снижение стоимости изыскательских работ может происходить только за счет уменьшения количества пройденных погонных метров геологического бурения. В связи с этим имеются изыскательские конторы, которые либо дорисовывают недостаточно пройденную выработку по глубине, либо добавляют не достающую скважину на плане геологических выработок, будучи уверенными в согласном напластовании слоев.

Так на строительстве фабрики первичной обработки шерсти в Черногорске в 1973 году мне, молодому специалисту впервые пришлось участвовать в замене свайных столбчатых фундаментов на естественное основание. В материалах изысканий кровля галечниковых грунтов была показана на всей площадке одинаковой (ниже уровня грунтовых вод), фактически, при вскрытии котлована в северной части объекта, галечниковый грунт поднялся на 1,5 метра. Руководством треста Абаканвагострой принято решение об исключении погружения свай в последних пяти осях.

Если отчет по ИГИ от изыскательской организации принимает проектировщик или представитель инвестора, то реальное напластование грунтов при вскрытии котлована видит подрядчик. И он должен принять рациональное решение по возведению фундаментов, основываясь на фактических залеганиях грунтов.

Создание цифровой, геологической модели местности, анализ геотехнических моделей для принятия рационального решения основании и фундаментов – главная задача при изучении основании и фундаментов. Но без объективной оценки геологических моделей она не может быть решена

Основой для изучения классификации грунтов является ГОСТ 25 100 ... После изучения раздела «Грунтоведение», анализа инженерно-геологических колонок и разрезов целесообразно закрепить знания студентов, свозив их на экскурсии. Мы в Абакане возим студентов на оползневые процессы, которые происходят перед мостами через Енисей.

Топографическая съемка с местами расположения геологических выработок приведена на рисунке 1, поперечный разрез земполотна – на рисунке 2.

Наиболее интересные экскурсии были в период реализации проекта реконструкции дороги Абакан – Подсинее, когда производили выборку

слабого грунта и завозили для замещения крупнообломочный грунт с включениями глыб из песчаника. Студенты получали задание набрать в пакеты образцы грунта на данном объекте для экспресс-анализа в лаборатории.

Одним из эффективных критериев оценки грунтов является отбор монолитов для определения их плотности. При этом, если ранее такая работа выполнялась студентами в период летней практики, то в последние пять лет отбор монолитов производится в подвале лабораторного корпуса ХТИ. Разработанный там приямок заполнен водой-верховодкой, формирующейся на водоупоре.

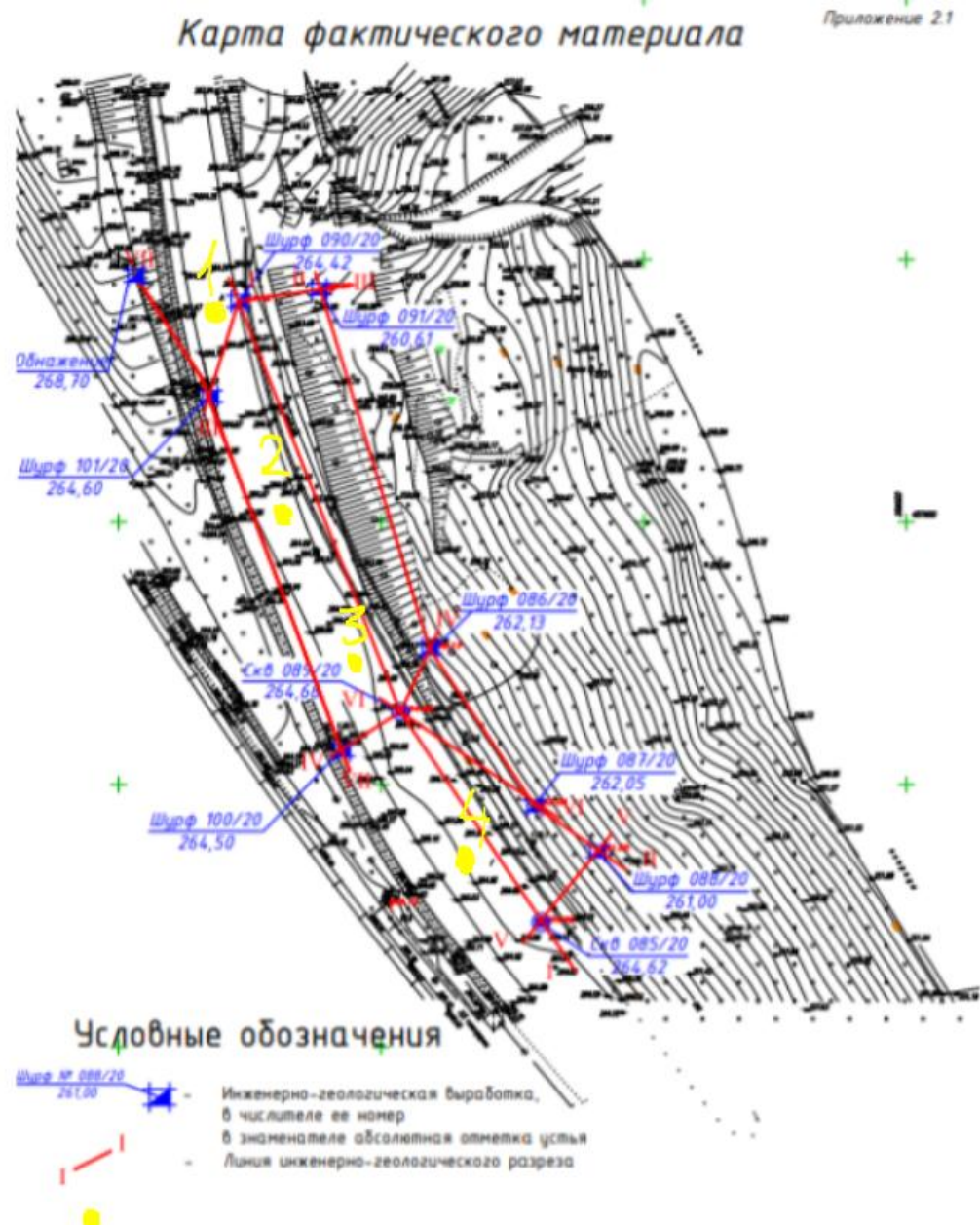


Рис. 1. Топографическая съемка с местами расположения геологических выработок

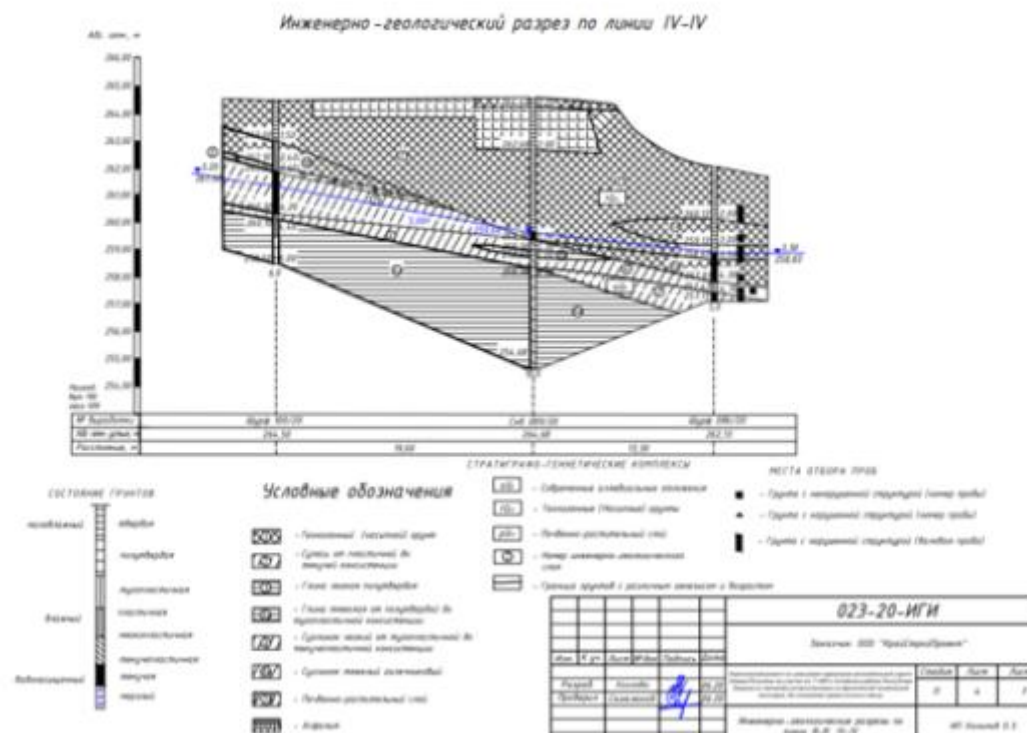


Рис. 2. Поперечный разрез земляного полотна

Водоупорный слой образовался за пятьдесят лет в результате произведенного намыва после наводнения в Абакане 1969 года. В этом слое и производится отбор монолитов гумусированного суглинка. Однако перед производством работ по опробованию студенты вычерпывают воду ведрами (глубина приемка, заполненного водой – 40-50 см).

Отбор монолитов производится при постоянном вычерпывании воды, затекающей в приямок из 30 см слоя галечникового грунта, расположенного на водоупорном суглинке. В период этой работы студенты понимают ответственность в определении плотности грунта. При освобождении колец от грунта они видят каверны, пустоты, объясняющие снижение значений плотности по отношению к образцу.

Таким образом, если в архитектуре мы знаем основные стили: классицизм, эклектизм, конструктивизм, модернизм, то в структуре курса «инженерная геология» для специальности «Строительство» целесообразно выделить «практицизм». Основой изучения дисциплины являются отчёты по инженерным изысканиям. Преподаватель формирует перечень наиболее значимых для региона отчётов по инженерно-геологическим изысканиям: а) для оценки инженерно- геологических условий; б) для оценки качества этого отчёта. Анализ отчётов явится стержнем в познании инженерной геологии, на котором нанизываются основные разделы: геоморфология; грунтоведение; гидрогеология и другие. Но главное – студент получает

алгоритм и опыт оценки инженерно-геологических условий строительной площадки для обоснования возможных вариантов фундаментов

Список источников

1. Ломтадзе, В. Д. Инженерная геология. Специальная инженерная геология / В. Д. Ломтадзе. – Л.: Недра, 1978. – 496 с.
2. Бондарик, Г. К., Ярг Л. А. Инженерно-геологические изыскания: учебное пособие / Г. К. Бондарик, Л. А. Ярг. – М.: «КДУ», «Добросвет», 2018. – 424 с.
3. Улицкий, В. М., Шашкин А. Г., Шашкин К. Г. Гид по геотехнике. Путеводитель по основаниям, фундаментам и подземным сооружениям. – СПб: Геореконострукция. – 2012. – 288 с.
4. Козаков, Ю. Н. Особенности применения свай в Восточной Сибири / Ю. Н. Козаков, Н. Ф. Буланкин, Г. Ф. Шишканов, В. А. Король. – Красноярск: Стройиздат. Красноярское отделение, 1992. – 268 с.
5. Пикулевич, Л. Д. Организация и экономика инженерно-геологических изысканий. – М.: Недра, 1988. – 212 с.
6. Халимов, О. З. Геотехнический консалтинг на этапах жизненного цикла проекта устранения оползня на автомобильной дороге «Абакан – Подсинее» / Вестник Хакасского гос.ун-та им. Н. Ф. Катанова, 2021. № 2 (36). – С. 23–26.

УДК 331.103.6

Д. П. Евсеев

В. В. Лапасова

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ В СТРОИТЕЛЬНОЙ КОМПАНИИ

The peculiarity of solving the issues of organizational and economic directions of reforming the mechanism of management organization in a construction organization is the implementation of procedures for improving the organizational structure of management. The peculiarity of improving the organizational structure of the management of a construction company is the impossibility of formally choosing one or another variant of the organizational structure, even if there is an optimality criterion. Choosing the most acceptable organizational management structure is a multi-criteria task. It is necessary to

study both quantitative and qualitative indicators of the effectiveness of the organizational management structure. For this purpose, it is proposed to use an economic and mathematical model as one of the options for reforming the mechanization of the management organization in a construction company.

Keywords: *construction company, economic and mathematical modeling, organizational structure of management, management decisions, management organization, management of a construction company, hierarchy of management, relationships, relationships, management mechanism, management level, decomposition of goals.*

Экономико-математические модели включают большое количество факторов влияющих на результативность непосредственно процесса управления, а также на результаты производственно-хозяйственной деятельности компании. Метод экономико-математического регулирования организационной структуры управления в строительной компании реализуется в рамках организационного моделирования [1, с. 313]. Наиболее интересными, на наш взгляд, можно обозначить следующие модели, которые применимы к процессу реформирования механизма организации управления в строительной компании:

- модели иерархии управления – математико-кибернетические модели представляющие описание организационных связей и отношений через систему уравнений и неравенств;

- графо-аналитические модели. Представляют собой моделирование в системе сетевых моделей, матриц, таблиц, диаграмм и т.д. Метод является наглядным, и его целесообразно использовать в качестве дополнения при использовании других методов построения организационной структуры;

- статистико-математические и экономико-математические модели установления и описания взаимосвязей между звеньями организационной структуры в соответствии с уровнями управления.

Реформирование механизма организации управления в строительной компании возможно путем построения экономико-математической модели (далее – ЭММ). В этом случае ЭММ позволит максимально учесть факторы, оказывающие влияние на эффективность организационной структуры управления. Следует отметить, что построенная ЭММ, представляет собой идеальный вариант организационной структуры, который путем дальнейших корректировок можно приблизить к реальным условиям функционирования компании.

Для построения ЭММ представим разделение организационной структуры по уровням управления (рисунок 1). Диапазон контроля по каждому уровню управления обозначаем – Д, звено организационной структуры – З.

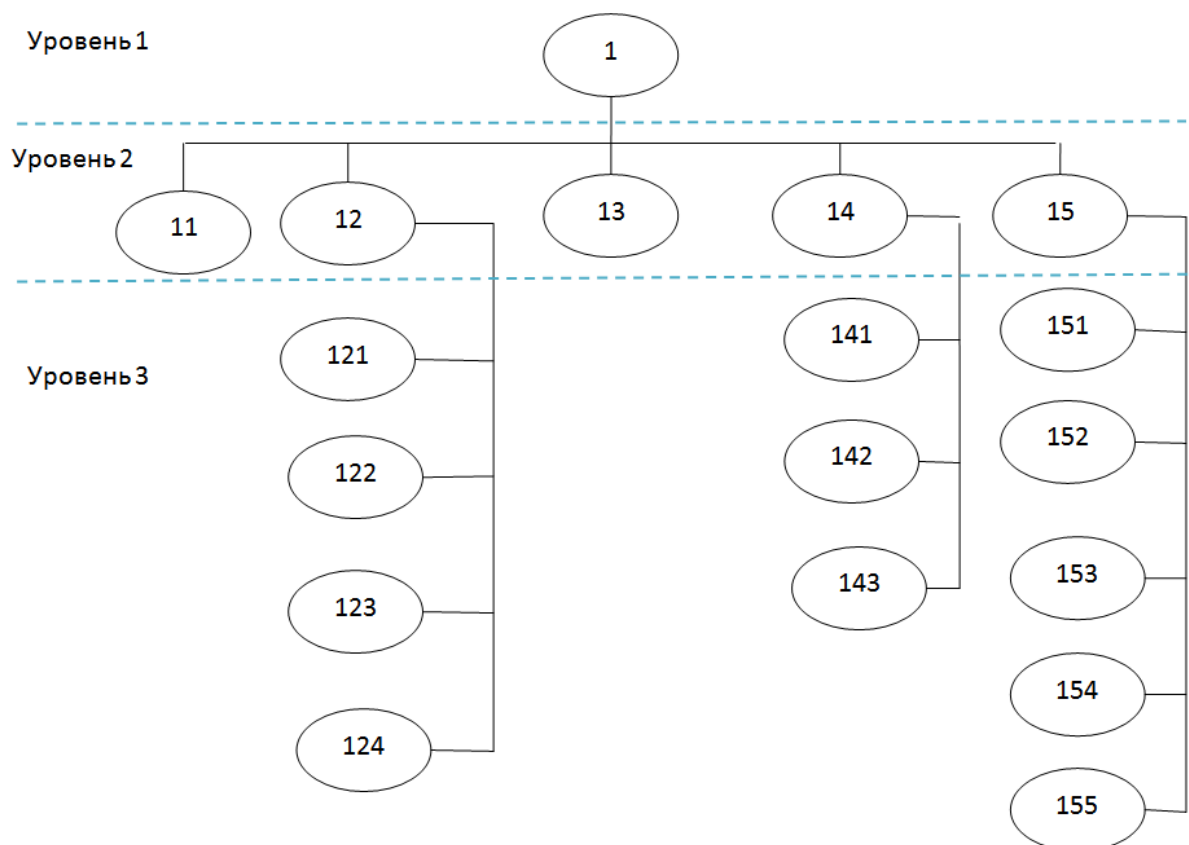


Рисунок 1 – Схема разделения организационной структуры по уровням

Одним из важнейших факторов, определяющих диапазон контроля, характер и интенсивность взаимоотношений, является объем управления, определяющий общую ответственность руководителя за результаты деятельности подчиненных [2, с. 383]. У высшего руководителя компании объем управления максимальный и охватывает все результаты деятельности. Чем ниже иерархический уровень, тем меньше объем управления. При обращении к классической теории организационных структур можно увидеть сужение диапазона контроля до пяти-семи человек [3, с. 32].

При формировании ЭММ организационной структуры для СК Стройлайн принимаем допущение о числе подчиненных непосредственному руководителю равное 5 человек, так как исследуемая организация относится к среднему бизнесу. Также при построении ЭММ организационной структуры принимается абсолютная, т. е. 100% эффективность функционирования организационной структуры.

Целевая функция эффективности управления организационной структуры строительной компании, относимая к среднему бизнесу представлена формулой 1:

$$Y_5 = \frac{36}{36 + (D - 5)^2} \quad (1)$$

Далее для ЭММ организационной структуры для СК Онлайн необходимо выстроить модель декомпозиции, что показано на рисунке 2.

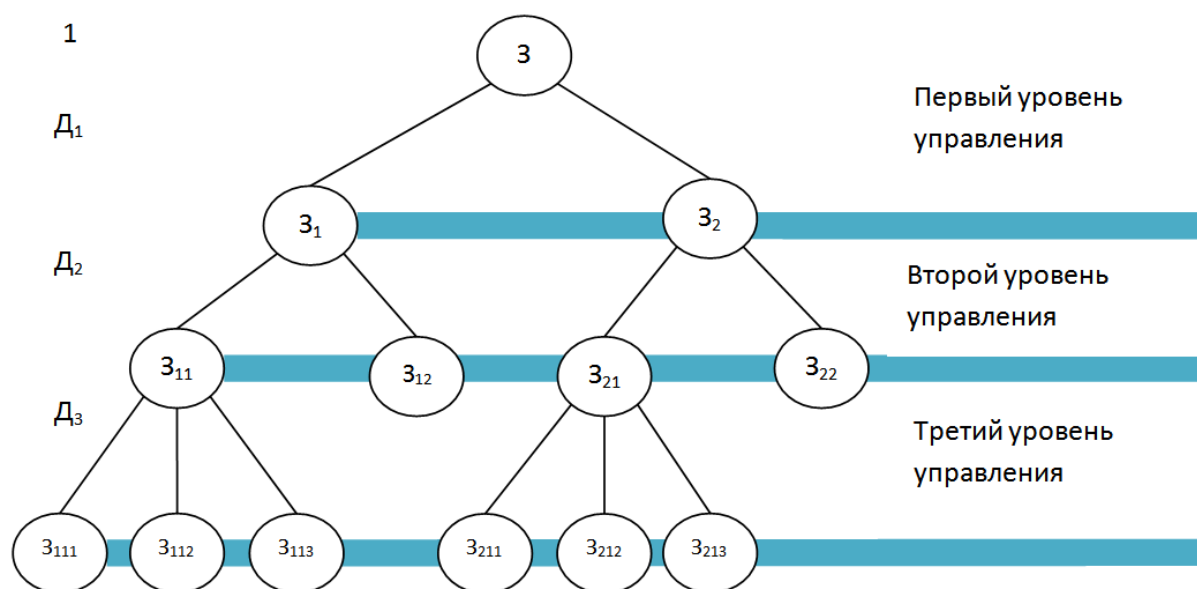


Рисунок 2 – Декомпозиция организационной структуры СК Стройлайн по уровням управления

Представленная декомпозиция структурных элементов организационной структуры управления СК Стройлайн распределяются по уровням иерархии (подчиненности). Каждое звено получает свой код. Количество цифр кода указывает на номер уровня иерархии (от одного до трёх). Шифр кода отражает цепочку подчиненности от руководителя компании, до закодированной структурной единицы. Проведение декомпозиции организационной структуры управления в строительной компании позволяет получить следующие данные:

- имеется четкая взаимосвязь между руководителями соответствующего уровня управления и подчиненными;
- выявляется, что в организации имеется три уровня управления, в соответствии с иерархией организационной структуры;
- появляется чёткая привязка каждой структурной единицы к соответствующему уровню управления;
- имеется возможность по упрощению выделения звеньев организационной структуры.

Значения эффективности по каждому блоку организационной структуры управления позволяют построить матрицу эффективности формальной организационной структуры управления в рамках формирования ЭММ (таблица 1).

Таблица 1

Матрица эффективности организационной структуры СК Стройлайн
до изменений в организационной структуре

Первый уровень	Э1										
	0,9										
Второй уровень	Э11	Э12				Э13	Э14			Э15	
	0,8	0,97				0,65	0,8			0,7	
Третий уровень	Э111	Э121	Э122	Э123	Э124	Э131	Э141	Э142	Э143	Э151	Э152
	_	0,69	0,69	0,8	0,8	_	0,67	0,8	0,67	0,7	0,75

Построение организационной структуры, её корректировка и изменения в имеющейся организационной структуре следует оценивать по предполагаемым результатам. Для этого экспертно принимаются следующие параметры оценки эффективности организационной структуры построенной с использованием ЭММ.

$0\% \leq \mathcal{E} \leq 33\%$ – модель организационной структуры неудовлетворительна и требуются значительные корректировки вплоть до полного изменения;

$33\% \leq \mathcal{E} \leq 55\%$ – организационная структура компании требует значительных корректировок, но основные звенья и схемы взаимосвязей могут быть сохранены;

$55\% \leq \mathcal{E} \leq 100\%$ – организационная структура управления компанией является удовлетворительной. Возможно, что требуются некоторые корректировки для повышения коэффициента эффективности и приближения его к 100%.

Составленная матрица эффективности организационной структуры управления СК Стройлайн позволит представить полученные результаты от проведения преобразований в первоначальной структуре управления компании.

Полученное значение оценки общей эффективности организационной структуры $\mathcal{E} = 34,43\%$. В соответствии с принятой ранее градацией находится в интервале 33–55%. Это означает, что необходимо проведение корректировки организационной структуры, но основу имеющейся организационной структуры следует сохранить.

Проведение изменений организационной структуры управления СК Стройлайн сводится к следующему:

- необходимо провести рационализацию системы подчиненности в организационной структуре;
- следует пересмотреть имеющийся состав структурных подразделений;
- требуется пересмотреть взаимоотношения между звеньями организационной структуры с целью повышения эффективности коммуникации;

- по необходимости формировать необходимые структурные звенья;
- максимально использовать перспективу создания организационной структуры управления на основе экономико-математической модели и предусмотреть возможность учетно-аналитического обеспечения;
- работоспособность организационной структуры управления является недостаточной эффективной в современных условиях, которые характеризуются высокой нестабильностью внешней среды.

Реализация данных направлений в преобразованиях организационной структуры сводится к следующему.

1) В проектирование структуры нужно добавить и отработать взаимосвязь коммерческого отдела с ПТО и бухгалтерией – это улучшит работу, сроки, и затраты на производство. После того, когда вся структура будет преобразована, начальникам участков останется только корректировать дополнительные заявки на материалы из-за форс-мажорных ситуаций. Это высвобождает производственные структуры для основной деятельности. В конечном итоге это значительно улучшит качество СМР и уменьшит сроки сдачи объектов, а также способствует экономии на дополнительных затратах.

2) Коммерческий отдел в имеющейся организационной структуре управления занимается в своем роде логистикой, так как самостоятельно производит заказы, заключение договоров, и отслеживание движения материалов с других регионов России. Постоянные срывы поставок могут пагубно влиять на качество и сроки выполнения работ.

Так же необходимо добавить взаимосвязь между ПТО и коммерческим отделом. В ПТО разрабатывается ППР (проект производства работ), ПСД (проектно-сметная документация) в которой указаны сроки выполнения работ, стоимость работ, количество материалов на каждый вид работы, сметная стоимость материалов. Матрица эффективности организационной структуры управления после предлагаемых преобразований представлена в таблице 2.

Таблица 2

Матрица эффективности организационной структуры СК Стройлайн после проведения изменений в организационной структуре управления

Первый уровень	Э1										
	1										
Второй уровень	Э11	Э12				Э13	Э14			Э15	
	1	0,97				1	0,97			0,97	
Третий уровень	Э11	Э12	Э12	Э12	Э12	Э13	Э14	Э14	Э14	Э15	Э15
	1	1	2	3	4	1	1	2	3	1	2
	–	0,8	0,8	0,7	0,95	–	0,8	0,7	0,7	0,7	0,75

Коэффициент эффективности новой организационной структуры управления по проведенным расчетам составляет 58,96%. Рост эффективности организационной структуры СК Стройлайн составляет $58,96 - 34,43 = 24,62\%$. Изменения в организационной структуре управления СК Стройлайн показывают повышение формального показателя эффективности её функционирования на 24,62%.

Установление новых организационных взаимосвязей позволит увеличить производительность труда, сократить величину постоянных затрат и т. д. В конечном итоге прогноз изменения показателей производственно-хозяйственной деятельности на основе экспертных оценок будет следующим:

Рост производительности труда происходит за счёт изменений во взаимоотношениях с внешней средой компании, а также за счёт сокращения времени на доведение информации от звеньев управления к непосредственным исполнителям. Прогноз роста производительности труда составит 4,3%.

При новых организационных связях между звеньями управления неизбежны изменения в планировании и анализе денежных потоков компании. Также, перераспределение функций способствует более быстрому и качественному принятию управленческих решений. В целом прогнозируется увеличение прибыли на 7% после проведения процедур реорганизации в организационной структуре управления строительной компании.

Изменение численности управленческого персонала неизменно ведет к изменениям показателя фондовооруженности на 3,6%.

Так как предполагается установление новых взаимосвязей в организационной структуре управления ведут к сокращению численности управленческого персонала, то снижение доли постоянных затрат в себестоимости составит 5,1%. Рост на 5,7% СМР выполняемых собственными силами ведет к снижению доли затрат на управление в выручке компании на 3,1%.

Применение ЭММ направлено на принятие управленческого решения по выбору альтернативной и максимально эффективной организации управления в строительной компании. Для системного управления производственной деятельностью строительной компании (а также и других направлений деятельности) необходимо иметь не только количественную оценку, но также иметь и параметры качественной оценки эффективности управления производством.

Построенная экономико-математическая модель по оценке эффективности организационной структуры управления СК Стройлайн дает возможность оперативного анализа и выявления причин возникающих сложностей. Это позволит как можно быстрее принимать меры по устранению неблагоприятных факторов, снижающих эффективность

управления. Также экономико-математическая модель позволяет оценить результат принимаемых решений.

Список источников

1. Бурко Р. А., Соколкова В. Д. Выбор и обоснование организационной структуры предприятия // Молодой ученый. – 2019. – № 7. – С. 313–315.
2. Тезяева А. С. Построение и оценка организационной структуры предприятия // Молодой ученый. – 2017. – № 17. – С. 383–386.
3. Янковская В. В. Оценка Эффективности организационных структур управления // Управление в России: проблемы и перспективы. – 2017. – № 1. – С. 32–36.

УДК 621.22-253

К. А. Карпов

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ГИДРОТУРБИН МАЙНСКОЙ ГЭС

The article is devoted to the comparison of equipment that was installed before reconstruction and after reconstruction. Analyzed the most important parameters of the hydraulic unit. The efficiency of the hydraulic turbine at different pressures is estimated.

Keywords: *modernization, hydraulic unit, efficiency, characteristics, economic effect, efficiency coefficient, operating modes.*

Введение

Гидроэнергетика является возобновляемым источником электроэнергии и увеличение доли выработки чистой энергии становится особенно актуально в последнее время, когда возможно развитие программ субсидирования зеленой энергетики, штрафов и дополнительного налогообложения за грязную энергию.

Гидроагрегаты Майнской ГЭС были введены в эксплуатацию более 30 лет назад. Они отработали нормативный срок службы и достигли высокой степени износа. Кроме этого, в результате обновления основного и вспомогательного оборудования Майнской ГЭС более чем в 1,5 раза увеличится располагаемая мощность и, соответственно, экономическая

эффективность гидроэлектростанции. Завершение всех мероприятий в рамках проекта намечено на 2023 год.

До реконструкции на Майнской ГЭС были установлены поворотно-лопастные турбины, однако из-за несовершенства конструкции данные агрегаты работали в пропеллерном режиме, что значительно снижало эффективность их работы, сокращало объём вырабатываемой электроэнергии.

Исходя из вышесказанного, для увеличения выработки чистой энергии, для повышения эффективности работы Майнской ГЭС и необходима замена устаревших гидротурбин. Новые рабочие колеса более совершенны с точки зрения конструкции и имеют возможность работать в режиме двойного регулирования расхода воды.

По результатам ранее проведенных обследований выявлены основные проблемные узлы:

- по рабочему колесу: выявлены зоны концентрации напряжений (особенно на лопастях), которые являются источником накопления, образования и развития повреждений. Ресурс лопастей рабочего колеса практически исчерпан.

- по камере рабочего колеса: выявлены поперечное и продольное растрескивание металла в зоне сварочных стыков. В за облицовочном пространстве камеры рабочего колеса выявлено наличие пустот.

- по статору турбины: на колоннах статора обнаружены участки коррозии, местоположение которых соответствует выявленным зонам концентрации напряжений.

Из таблицы 1 видно, что значения напора при которых работают турбины несколько изменились. Минимальный напор, при котором может работать новая гидротурбина стал ниже, а это значит, что новая гидротурбина будет более эффективно работать при низких напорах. Максимальный напор уменьшился, но завод изготовитель утверждает, что новое рабочее колесо, так же, как и старое, может работать при напоре 19,6 м.

Сравнение гидротурбин ПЛ20(811а- В-1000) и ПЛ-20-В-1000

Мощность гидротурбины ПЛ20(811а- В-1000) при расчетном напоре 110 МВт, а гидротурбина ПЛ-20-В-1000 при расчетном напоре выдает мощность 110,31 МВт, но расчетный напор ПЛ-20-В-1000 на 2,8 м ниже чем у ПЛ20(811а- В-1000). Если посмотреть на расход через турбину при расчетном напоре, из этого можно сделать вывод, что новое рабочее колесо при меньшем расходе воды через турбины и меньшем значении напора выдает большую мощность.

Нельзя оставить без внимания и коэффициент полезного действия, у рабочего колеса до реконструкции и после он составляет 94,5 и 95,2 соответственно.

Совокупность всех этих факторов говорит, что технологии не стоят на месте и на замену устаревшему, отработавшему свой срок оборудованию, приходит конструктивно более новое и совершенное оборудование.

Таблица 1 – Анализ турбин

Гидротурбина	ПЛ20(811а- В-1000)	ПЛ-20-В-1000
Напор расчетный, м	16,9	14,1
Напор максимальный, м	19,6	16,4 (с возможностью работы при напорах 19,6 м)
Напор минимальный, м	10,8	9,4
КПД максимальный, %	94,5	95,2
Мощность турбины при H_p , МВт	110	110,31
Частота вращения номинальная n_n , об/мин	62,5	57,7
Расход воды через турбину при H_p , м ³ /с	735	730
Пусковой угол лопастей рабочего колеса, град	16	12
Суммарное усилие от максимального давления воды и массы вращающихся частей турбины не более, тс	1707	2319
Тип маслонапорной установки	МНУ 30/2-40-32-3	МНУ 18/2-63-22-3
Тип регулятора скорости	ЭГРК-МП-150-4	ЭГРК-МП2-100/6,3

Из таблицы 2 видно, что материал лопастей рабочего колеса остается неизменным, так лопасти подвержены коррозии и кавитации, а изготовление их из нержавеющей стали позволяет им оказывать большее сопротивление внешним факторам. В новом рабочем колесе увеличилось число лопастей, несмотря на это масса рабочего колеса уменьшилась на 48620 кг.

Таблица 2 – Анализ рабочего колеса

Рабочее колесо	ПЛ20(811а- В-1000)	ПЛ-20-В-1000
Материал лопастей	нержавеющая сталь	нержавеющая сталь
Число лопастей	4	5
Диаметр рабочего колеса, мм	10000	10000
Направление вращения	правое	правое
Масса рабочего колеса, кг	271640	223020
Время полного закрытия (свертывания) лопастей РК, с	50	50±1
Время полного открытия (развертывания) лопастей РК, с	25	25±1

Из таблицы 3 можно сделать вывод, что вал турбины почти не претерпел изменений кроме диаметра вала по рубашке, это произошло из-за замены турбинного подшипника.

Таблица 3 – Анализ вала турбин

Вал турбины	ПЛ20(811а- В-1000)	ПЛ-20-В-1000
Диаметр вала	1400 мм	1400 мм
Диаметр вала по рубашке	1520 мм	1900 мм
Длина вала	11795 мм	11795 мм
Вес вала (со штангами)	75180 кг	-

Таблица 4 – Анализ направляющих подшипников турбины

Направляющий подшипник турбины	ПЛ20(811а- В-1000)	ПЛ-20-В-1000
Количество сегментов	8	12
Тип вкладыша	обрезиненный	баббитовый
Тип смазки	водяная	масляная
Диаметр ТП по поверхности трения, мм	1520	1900

Турбинный подшипник является важным узлом гидроагрегата. На гидроэлектростанциях, расположенных на реках с чистой водой, применяются подшипники с резиновыми вкладышами (так как для смазки и охлаждения используется вода из реки, на которой расположена ГЭС). Баббитовые применяются там, где речная вода содержит много твердых частиц. В некоторых случаях могут наблюдаться исключения, когда заказчик вносил изменения в техническое задание на проектирование и выдвигал соответствующие требования, при этом баббитовые подшипники могли устанавливаться на реке с чистой водой. Подшипник каждого типа имеет свои минусы. Подшипники с резиновыми вкладышами со смазкой и охлаждением водой имеют следующие недостатки: необходимость выполнения облицовки вала в зоне турбинного подшипника нержавеющей сталью, большие трудозатраты при регулировке зазоров кольцевого типа, сгорания резины при недостаточной подаче водяной смазки или ее внезапном прекращении, возрастание биение вала гидроагрегата в зоне турбинного подшипника в ходе эксплуатации у сегментных резиновых подшипников происходит быстрее чем у других типов подшипников.

Баббитовый с масляной смазкой требует надёжного уплотнения вала в труднодоступной зоне между подшипником и рабочим колесом, что значительно усложняет конструкцию турбины и ее обслуживание.

На Майнской ГЭС было принято решение заменить подшипник на водяной смазке с обрезиненными вкладышами, на подшипник на масляной смазке с баббитовыми вкладышами. Судить о том лучше новый подшипник

чем старый можно будет только по прошествии времени и получению опыта по эксплуатации.

Таблица 5 – Анализ направляющего аппарата

Направляющий аппарат гидротурбины	ПЛ20(811а- В-1000)	ПЛ-20-В-1000
Высота НА, мм	4300	4300
Максимальное открытие, мм	1495	972
Диаметр окружности расположения осей лопаток D_0 , мм	12000	12000
Число лопаток НА, шт	28	28

Направляющий аппарат претерпел незначительные изменения, изменилось максимальное открытие, что обусловлено изменением формы лопаток. Средний и верхний подшипники лопаток направляющего аппарата до реконструкции были выполнены совместно, а после реконструкции эти детали имеют раздельное исполнение. Число лопаток НА, высота лопаток и диаметр окружности расположения осей лопаток остались неизменными.

Таблица 6 – Анализ сервомоторов НА турбины

Сервомоторы направляющего аппарата турбины	ПЛ20(811а- В-1000)	ПЛ-20-В-1000
Количество сервомоторов	4	4
Диаметр поршня сервомотора, мм	450	350
Ход поршня сервомотора, мм	1505	1694
Максимальное давление масла, кгс/см ²	40	64,2
Максимальное давление масла, МПа	3,9	6,3

Из таблицы 6 можно сделать вывод, что, исходя из экономических соображений диаметр поршня сервомотора уменьшили, а максимальное давление на сервомотор и ход поршня увеличили для более плавного регулирования НА.

Сравнение удельного расхода на выработку 1 кВт·ч гидроагрегатов до и после замены турбины Майнской ГЭС

Для сравнения значений удельного расхода до и после замены турбины используется расходно-мощностная характеристика.

При максимальном напоре существенных изменений не наблюдается.

Расходно-мощностные характеристики для расчётного напора представлены на рисунке 1. Расходно-мощностные характеристики для среднего напора представлены на рисунке 2.

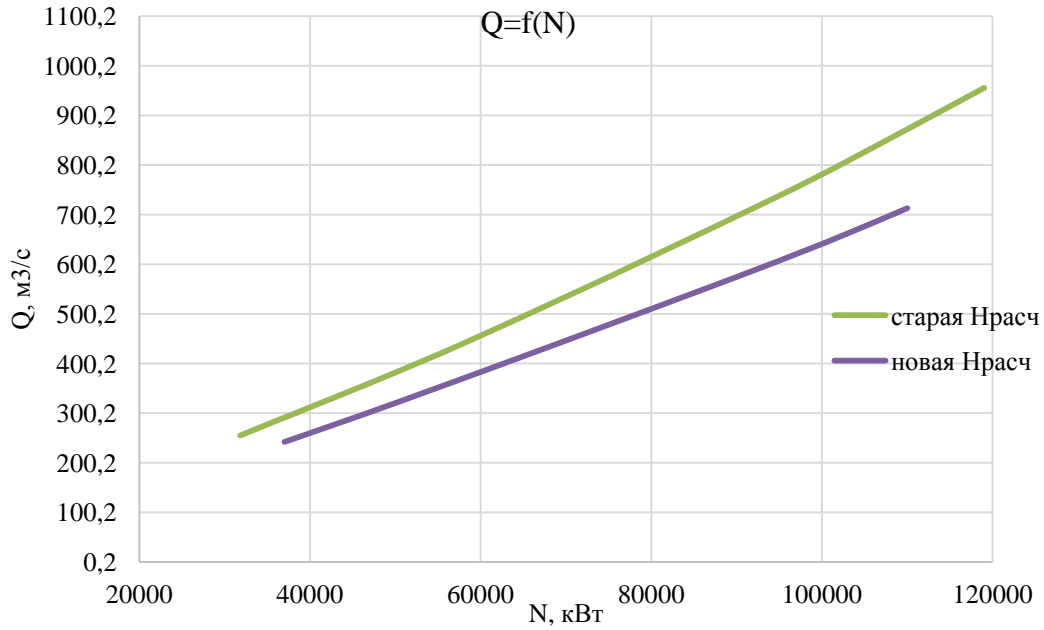


Рисунок 1 – Расходно-мощностная характеристика для расчетного напора

На рисунках 1–2 показано как изменится расход воды после того как будет заменена турбина на новую. Расход уменьшится.

Произведём сравнение показателей удельного расхода на выработку 1 кВт·ч в среднем по всей зоне работы гидротурбины.

Сравнение средних показателей удельного расхода для всех зон работы гидротурбины представлено в таблице 7.

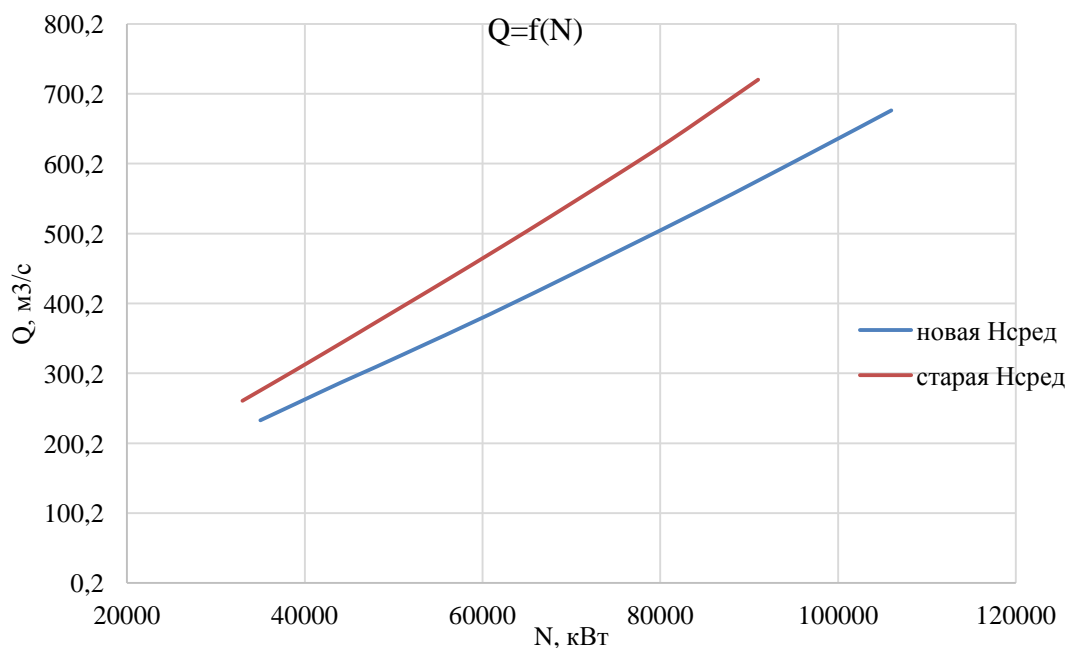


Рисунок 2 – Расходно-мощностная характеристика для среднего напора

Таблица 7 – Средних показателей удельного расхода для всех зон работы гидротурбины

Среднее значение	Объем воды затрачиваемый на выработку 1 кВт·ч, м ³				
	Новый ГА	Старый ГА	Экономичность нового ГА, %		
Расчетный напор	23,121	28,07	17,63		
Максимальный напор	19,948	20,165	1,08	Сред. знач	12,08
Средний напор	23,144	28,068	17,54		

Произведенный анализ характеристик (рисунок 3), что после замены гидроагрегата, удельный расход воды на выработку кВт·ч в среднем на 12,08%. Сравнительный анализ характеристик удельного расхода воды в зависимости от мощности турбины показал положительный эффект от замены гидроагрегата.

Вывод: Исходя из всех представленных характеристик новая турбина является более надежным и более экономичным вариантом.

Модернизация турбин на Майнской ГЭС позволяет решить комплекс задач с точки зрения повышения надежности, повышение управляемости режимами работы, также сокращение затрат водных ресурсов на выработку электроэнергии.

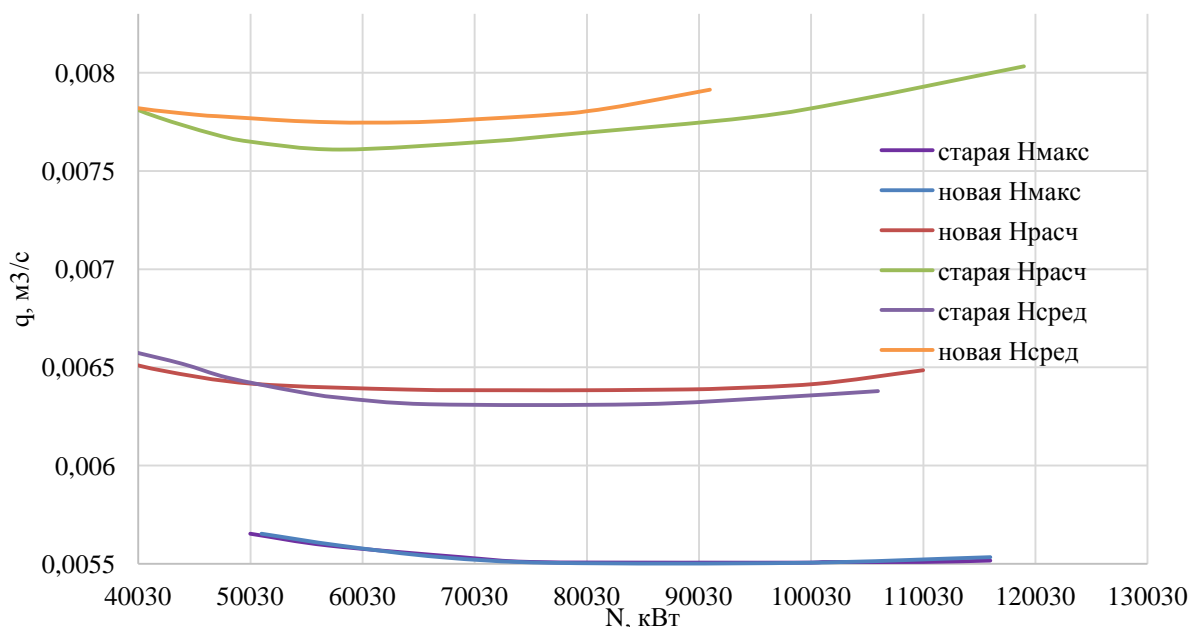


Рисунок 3 – Удельный расход воды на выработку 1 кВт·ч

Список источников

1. Филиал ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного» Инструкция по эксплуатации «Гидроагрегатов ГА1-ГА3 Майнской ГЭС» 2021. – 95 с.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1920>.
3. Национальная технологическая инициатива: Программа мер по формированию принципиально новых рынков и созданию условий для глобального технологического лидерства России к 2035 году [Электронный ресурс]: 2016 г. – Режим доступа: <https://asi.ru/nti/>.
4. Баринов, В. А. Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 г. / В. А. Баринов // Анализ и прогнозы. – 2010. – № 3 (322). – С. 13–20.
5. Постановление правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 328 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» [Электронный ресурс]: 2014 г. – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201404240003>.

УДК 621.311

А. Н. Егоров

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Научный руководитель:

д-р техн. наук, проф. **М. Ф. Носков**

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ПРИМЕНЕНИЕ ГИБРИДНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В КАМЧАТСКОМ КРАЕ

In this paper, we consider the effectiveness of the use of a hybrid power plant in the Kamchatka Territory as a "pilot" project. The use of this type of power plants is the most promising for areas whose electricity supply is carried out using diesel generators. The use of this type of power plants allows you to switch to the use of renewable sources of electricity, as well as partially abandon expensive diesel fuel, because of which there will be a reduction in the cost of electricity.

Keywords: *electricity, diesel-generating plants, wind farms, hydroelectric power plants, hybrid power plants, renewable energy sources, cost of electricity, power supply, energy development, hybrid power plants in the Far East, replacement of alternative power sources.*

Мировая тенденция развития гибридных электростанций

Мировое стремление повышения значения стоимости тарифов на электрическую энергию, которая связана с постоянным удорожанием ресурсов, которые относятся к категории не возобновляемые энергоресурсы планеты, ведет к тому, что приходится наиболее напористо и решительно заниматься вопросами использования альтернативной энергетики в нашей жизни [1]. В настоящее время существует группа «бесплатных» энергетических ресурсов для человечества, которыми являются как раз-таки неиссякаемая энергия воды, ветра и солнца.

Однако ученые пришли к выводу, что совместное применение таких энергоресурсов в промышленности или же в частном секторе – намного эффективней, чем применение их по отдельности.

Гибридная генерация представляет комбинацию распространённых видов электростанций, к которым относятся такие как гидроэлектростанции, ветровые установки, солнечные панели или же дизель – генерирующие установки [2]. Данное направление, набирающее обороты в мире, в свою очередь можно рассматривать как энергетическую переходную фазу от традиционных к возобновляемым источникам генерации электроэнергии.

Гибридная электростанция в Камчатском крае

Однако, несмотря на постоянное и активное развитие энергетики, проблема надежного электроснабжения остается все также наиболее острой, в независимости на оказываемые значительные усилия, а также затраты на развитие ресурсосберегающих технологий [5].

В данный момент на территории Российской Федерации имеются такие регионы, в которых себестоимость электроэнергии объективно высокая и достигает практически 40 рублей за 1 кВт·ч. Одной из главных причин таких высоких показателей себестоимости электроэнергии это изолированность данных регионов от Единой Энергосистемы [3]. Отсутствие возможности подключение и электроснабжения данных потребителей с помощью Единой Энергосистемы к сожалению, на данный момент невозможно из-за отсутствия возможности надежной эксплуатации ЛЭП высоких классов напряжения.

В таких регионах как Якутия, Камчатский край и Чукотский автономный электроснабжение потребителей происходит за счет выработки электроэнергии дизель – генерирующими установками. Основная часть затрат

приходиться на покупку дизельного топлива, а также на транспортировку его к определенному населенному пункту.

В результате вышеперечисленных проблем было принято решение использовать как «пилотный» проект гибридную электростанцию, состоящую из ветроустановок и дизельных электростанций в населенных пунктах Никольское и в Усть-Камчатск. Выбор населенных пунктов производился по таким показателям как:

- 1) Высокие среднегодовые показатели скорости ветра;
- 2) Возможности доставки оборудования;
- 3) Наличие потенциальных потребителей.

В 2014 году, в первую очередь была произведена установка двух ветрогенераторов французской компании Vergnet Eolien, где фактическая мощность одной ветроустановки равна 275 кВт. Внешний вид данной установки представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Ветроустановка французской фирмы Vergnet Eolien установленные в с. Никольское

В течение года эксплуатации данных ветроустановок был выявлен ряд проблем, связанных с работой ветрогенераторов.

1) При достижении значений температуры -17°C и ниже запуск ветроустановок был невозможен;

2) На протяжении года работы ветроустановок было замечено регулярные и самопроизвольные переходы в режим тестирования, в результате чего влекло за собой резкие изменения нагрузки в общей системе. В конечном результате срабатывает защита на остановку ветрогенераторов;

- 3) Так же были замечены многократные выходы из строя датчиков ветровых турбин;
- 4) Требуется непрерывный контроль вертикальности;
- 5) В 2015 году была выявлена необходимость замены программного обеспечения ветроустановки;
- 6) Так же регулярно происходят сбои системы удаленного доступа, а также связи ветроустановок с дизельными электростанциями.

При учете всех вышеперечисленных проблем, которые выяснились в результате эксплуатации ветрогенераторов в с. Никольское, было принято решение использовать три ВЭУ в п. Усть-Камчатск японской фирмы KomaiHaltec с единичной мощностью 375 кВт каждой установки [4]. Данные ветроустановки показаны на рисунке 2.



Рисунок 2 – Ветрогенераторы фирмы KomaiHaltec, установленные в п. Усть-Камчатск

Все три ветрогенератора начали вырабатывать электроэнергию с 2015 года. Однако эксплуатация ветроустановок японской фирмы не обошлось без своих существенных проблем.

1) За промежуток времени эксплуатации ВЭУ в п. Усть-Камчатск на одной из трех установок была выявлена утечка гидравлической жидкости из системы. Причиной этой утечки, как выяснилось, был износ уплотнительной манжеты масляного фильтра гидравлического узла.

2) Замена производителя ВЭУ окончательно не решила проблему, которая наблюдалась во время эксплуатации в с. Никольское, а именно в ходе эксплуатации периодически происходят сбои систем удаленного доступа и связи ветроустановок с дизель электростанциями.

3) И в силу географических особенностей поселка Усть-Камчатск периодически происходят остановки ВЭУ KWT-300 из-за загрязнений тормозного диска поворота гондолы продуктами вулканических выбросов.

Все ветрогенераторы установленные в с. Никольское и в п. Усть-Камчатск работают в комплексе в дизель-генерирующими установками которые уже эксплуатировались до момента установки ВЭУ.

За период работы данной гибридной электростанции были произведены расчеты, которые показывают эффективность работы данного вида электростанции. Результаты расчетов для с. Никольское представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов эффективности работы гибридной электростанции в с. Никольское

Период эксплуатации	Мощность ВЭУ (кВт)	Выработка ДЭС, тыс. кВт·ч/год	Выработка ВЭС, тыс. кВт·ч/год	Доля замещения ВЭС, %	Экономия топлива, т.н.т	Экономия топлива, тыс. руб.
2015 г.	555	3247,48	444,22	13,69	92,51	3165,52
2016 г.	555	3397,51	370,99	10,91	87,43	3000,13
2017 г.	555	3744,38	192,75	5,15	29,34	1237,81
2018 г.	555	3247,70	456,98	14,07	110,96	5162,94
1 кв. 2019 г.	555	871,99	96,77	11,10	23,32	1247,52
За весь период	555	14509,07	1561,71	10,76	343,56	13813,92

Так же результаты таких же расчетов только для п. Усть-Камчатск представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов эффективности работы гибридной электростанции в п. Усть-Камчатск

Период эксплуатации	Мощность ВЭУ (кВт)	Выработка ДЭС, тыс. кВт·ч/год	Выработка ВЭС, тыс. кВт·ч/год	Доля замещения ВЭС, %	Экономия топлива, т.н.т	Экономия топлива, тыс. руб.
2015 г.	1175	22277,10	541,68	13,68	115,70	3155,62
2016 г.	1175	21522,24	1490,09	10,92	325,28	3000,13
2017 г.	1175	21768,60	1445,95	5,15	337,60	1247,71
2018 г.	1175	21100,73	1646,25	14,07	362,80	5162,94
1 кв. 2019 г.	1175	4200,13	355,52	11,10	72,67	1247,52
За весь период	1175	90894,80	1561,71	5479,48	1214,04	13813,92

За период работы «пилотного» проекта в обоих населенных пунктах суммарно было сэкономлено 27627,84 тыс. рублей. Данные показатели говорят лишь о том, что применение гибридных электростанций в изолированных районах является единственным наиболее эффективным решением для снижения показателей себестоимости электроэнергии.

Список источников

1. Гибридная энергетика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://econet.ru/articles/178271-gibridnaya-energetika>.
2. EastRussia [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.eastrussia.ru/material/poymali_veter/
3. Колпаков, А. И. Энергия, принесенная ветром. Ветроэнергетические установки и ветрогенераторы // Силовая электроника. – № 3. – 2005.
4. КАМЧАТКА.AIF [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://kamchatka.aif.ru/society/na_kamchatke_zapustili_yaponskie_vetryaki.
5. Кочуров, А. А. Теоретические основы решения проблемы увеличения сроков службы аккумуляторных батарей при хранении и повышении эффективности способов их восстановления: монография / А. А. Кочуров, В. Ю. Гумелев, Н. П. Шевченко; под общ. ред. А. А. Кочурова. – Рязань: Ряз. высш. возд.-дес. ком. уч-ще, 2012. – 240 с.

УДК 626

Н. С. Щербакова

Е. Ю. Затеева

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЛОЙ ГЭС В СОСТАВЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ГИБРИДНОГО ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА

The purpose of the work is to develop a small hydroelectric power plant project as part of an automated hybrid energy complex.

To create a research space in order to develop new calculation methods and apply them in practice, for further standard solutions for the creation of small hydroelectric power plants, RES.

Keywords: *small hydroelectric power plants, automated hybrid power complex, design of hydraulic structures, solar power plant, wind power plant, short-term regulation of hydroelectric power plants.*

Малые ГЭС – гидроэлектростанции, вырабатывающие сравнительно малое количество электроэнергии, просты в конструктиве, чаще всего представляя собой низконапорное сооружение или деривационный канал с подводом к станционной части. Управление и обслуживание их полностью

автоматизировано. Сезонность в выработке электроэнергии (заметные спады в зимний период), приводит к тому, что в некоторых регионах малая гидроэнергетика может рассматриваться как резервная (дублирующая) генерирующая мощность или составная часть энергокомплекса.

Дальний Восток активно движется в сторону обновления генерации и энергетической сети региона вместе с декарбонизацией. Большая часть станций там – тепловые, и в настоящее время они нуждаются в комплексной модернизации. При замещении дизельной генерации обязательным условием является, в зависимости от природных условий, использование возобновляемых источников энергии. Получается комбинированная, гибридная генерация, дизель с солнцем, ветром или энергией воды.

Гидрогенерацию наращивают по всему миру, а в России возможности для ввода новых ГЭС часто искусственно ограничены, как правило, из-за экономических причин. При строительстве ГЭС прежде всего обращают внимание на два ключевых показателя. Первый – это капитальные затраты и срок их окупаемости (примерно 15 лет). Второй – операционные расходы, т.е. себестоимость электроэнергии, плюс сроки реализации (если ветряная станция ставится за полтора года, то ГЭС строится 5–7 лет).

Другой момент, влияющий на экономику проектов: малые ГЭС нельзя мерить шаблонами больших станций с точки зрения требований к плотинам, категоричности, антитеррористической безопасности. Для малой генерации требования должны быть на порядок проще.

Будущее за гармоничным взаимодополнением большой генерации и малой. Малая генерация может точно встраиваться, добавлять мощности. В Сибири для развития малых ГЭС большие перспективы, водный потенциал региона почти не освоен, в отличие от европейской части страны.

Идея создания, автоматизированного гибридного энергокомплекса (АГЭК) возникла с целью формирования на базе Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального университета уникального лабораторного комплекса, сочетающего в себе несколько видов зеленой генерации для возможности получения «живого» опыта студентами.

Первые сложности, с которыми пришлось столкнуться при проектировании малой ГЭС связаны с малой изученностью гидрологических характеристик небольших речных систем и отсутствием четко сформулированной методики расчета водно-энергетического режима (ВЭР) ГЭС краткосрочного регулирования. Недостаточность материала, в то время как по другим видам регулирования речного стока, осуществляемого водохранилищами ГЭС информация в избытке может быть связана с тем, что материалы публиковались в СССР, вовремя, когда целью проектирования и строительства электростанцией был рост мощностей в стране, а подобного рода требования обеспечивали гидроэлектростанции с большими объемами

водохранилища и как правило годичным или многолетним видом регулирования (Братская, Красноярская, Усть-Илимская, Саяно-Шушенская и т. д.).

Гидрологический ряд был получен с помощью математических операций с рядом реки-аналога Голубая, но для ведения ВЭР в первую очередь потребовалось создать алгоритм расчета и опробовать его [3].

В качестве компоновки сооружения ГЭС было принято решение рассмотреть деривационный гидроузел с объединенным деривационным трубопроводом для минимизации объема строительных работ и высоты плотины, а также использования энергоресурса с максимальной энергоотдачей и суточным регулированием водохранилища, что обусловлено гидрологическими данными. Так как сооружение низконапорное с установленной мощностью, не превышающей 10 МВт, возводимое на ручье (минимизируя число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнического сооружения), можем сделать вывод о присвоении IV класса ГЭС – сооружения низкой опасности.

Учитывая особенности проектирования АГЭК в качестве энергосистемы чаще всего выступает изолированная нагрузка, но проект малой ГЭС «Черемуховый лог» будет работать по схеме поддержки микрогенерации за счет ВИЭ – взаимозачет электроэнергии. Взаимозачет предполагает, что в ветряные или солнечные часы владелец микрогенерирующей установки поставляет в сеть излишки электроэнергии, которые он не может потребить сам, а в безветренные или ночные часы потребляет электроэнергию из сети в зачет поставленных ранее объемов. Если по итогам расчетного периода (например, месяца) участник распределенной генерации потребил больше электроэнергии, чем поставил, то он компенсирует разницу по обычному тарифу. Если наоборот, то он может использовать образовавшийся излишек в последующих периодах или даже получить выплаты от энергокомпании, если они предусмотрены. Микрогенерация имеет ограничение по установленной мощности в 15 кВт.

Анализируя возможности выдачи мощностей ГЭС, а также мощностное ограничение по схеме взаимозачета электроэнергии, примем за установленную мощность ГЭС $N_{уст}=15$ кВт. В период работы с установленной мощностью (май, июнь средневодного года), может быть рассмотрен вариант работы только на СЭС и ВЭС с полной передачей всей выработанной электроэнергией от малой ГЭС в энергосистему.

Необходимо отметить, что режим работы ГЭС будет зависеть от планируемого учебного процесса Саяно-Шушенского филиала СФУ, лабораторной базой которого проектируется энергокомплекс.

Установленная мощность энергокомплекса зависит также от количества и мощности планируемых к установке солнечных панелей и ветрогенератора и на данный момент оценивается в 20,5 кВт, при этом часть выработанной электроэнергии будет передана в систему, а часть будет использована для

обеспечения электроэнергией горнолыжного комплекса, коворкинг зоны и собственных нужд ГЭС. Поскольку потребителю не требуется большой генерации, в состав АГЭК включены только возобновляемые источники энергии, что отличается от «классической» схемы комплекса. Трехмерная модель и схема расположения элементов комплекса представлена на рисунке 1.

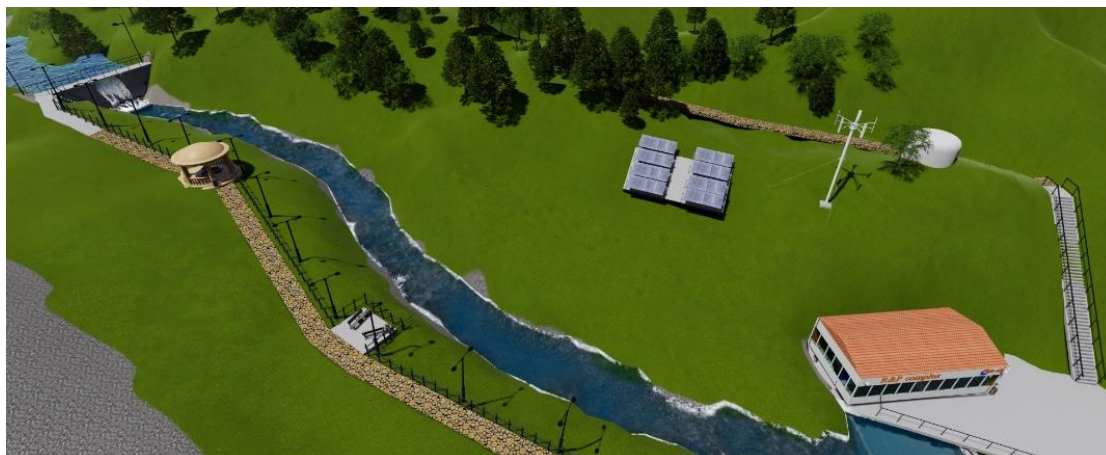


Рисунок 1 - Схема расположения элементов АГЭК

В ходе гидравлических расчетов были определены следующие параметры водосливной плотины: ширина водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметка гребня водослива, форма водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, форма сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе (водобойная плита и водобойный колодец). Для конструирования нижнего бьефа используется рисберма и укрепление берегов плитами.

Запроектировано водоспускное сооружение необходимое для опорожнения водохранилища, временного понижения уровня воды в нем, для пропуска паводков и промыва наносов. Водоспуск был расположен в правобережной глухой бетонной плотине и оборудуется дисковой задвижкой.

В верхнем бьефе в качестве противофильтрационного элемента была принята гидроизоляция ложа водохранилища и пузырьковая защита от промерзания для работы ГЭС в зимний период.

В результате расчетов было выявлено, что водосливная плотина отвечает требованиям прочности и надежности, а также является экономичной.

Все первичные исходные данные для расчетов были получены с использованием географических информационных систем (далее ГИС-технологий), которые с помощью аппаратно-программных средств

выполняют визуализацию, анализ и моделирование реального географического пространства, состоящего из отдельных геообъектов.

Использование ГИС-технологий позволяет анализировать множество различных вариантов створов по сформированному ряду критериев, различные компоновки сооружения и минимизировать затраты на проектирование ГЭС и АГЭК в целом.

Элементы энергокомплекса объединенные автоматизированной системой управления, обеспечивают наиболее эффективную работу. При объединении разных типов генерации с использованием ВИЭ, дает возможность получения «зеленого» тарифа и ведения режима работы с круглосуточной энергоотдачей. В момент, когда ВЭС и СЭС работают в период активности энергоносителя, малая ГЭС, не имея возможности аккумулирования водохранилища в перспективе длительного периода времени, может производить наполнение водохранилища, не ограничивая конечного потребителя в энергоотдаче от единого энергокомплекса, что подчеркивает взаимозаменяемость и взаиморезервирование АГЭК.

Благодаря вводу гибридного энергокомплекса потребители смогут получить более дешевую, экологически чистую и стабильную электроэнергию.

Расположение туристско-рекреационно зоны на территории комплекса позволяет проведение туристических экскурсий с целью популяризации гидроэнергетической отрасли, как среди молодежи подросткового возраста (элемент профориентационной деятельности), так и среди людей разных возрастных категорий и профессиональной деятельности. Оформление коворкинг-зоны и проведение туристических экскурсий на территории АГЭК в условиях формирования эколого-туристической инфраструктуры позволит уменьшить срок окупаемости и увеличить прибыль проекта.

Список источников

1. Бердников, Р. Н. Перспективы ГЭС в России в рамках развития ВИЭ / Р. Н. Бердников [Электронный ресурс] // KPMG : [сайт]. – URL: <https://mustread.kpmg.ru/interviews/potrebitel-vspominaet-ob-energetike-esli-v-rozetke-net-elektrichestva/>

2. Цели и задачи. Ключевые направления работы [Электронный ресурс] // Ассоциация малой энергетики : [сайт]. – URL: <https://energo-union.com/ru/association> (дата обращения: 08.03.2022).

3. Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС суточного регулирования : учебно-методическое пособие / сост. Е. Ю. Затеева, Н. С. Щербакова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2021. – 92 с.

СЕКЦИЯ 3

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКЕ

УДК 62-523.2 + 519.876.5

П. И. Васильев

А. В. Букатов

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

МОДЕЛИРОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОГО ТИРИСТОРНОГО КОМПЕНСАТОРА В СРЕДЕ ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ SIMINTECH

This article describes the simulation of a static var compensator in the SimInTech environment with thyristor control units. According to the obtained model, the control characteristic was taken.

Keywords: *simulation of a static var compensator, dynamic simulation of the environment of SimInTech technical systems, transients, development of an SVC model for SimInTech, computer simulation tools.*

Введение

Внедрение современных цифровых технологий в электроэнергетике требует системного подхода в области проектирования и разработки алгоритмов управления объектами энергетики. Именно такой подход реализуется отечественным разработчиком программного обеспечения «ЗВ Сервис» в среде динамического моделирования технических систем SimInTech. Эта среда позволяет реализовать проект от проработки идеи до автоматической генерации кода для контроллеров управления и графических дисплеев. В настоящее время среда SimInTech динамично развивается, формируются все новые библиотеки элементов в различных областях техники. В предлагаемой работе рассмотрены вопросы моделирования работы статического тиристорного компенсатора реактивной мощности (СТК).

Статический тиристорный компенсатор

Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности – это устройства, которые повышают эффективность работы систем передачи и распределения электрической энергии. Разгружая сетевые трансформаторы и линии электропередач от реактивной мощности СТК обеспечивают снижение величины действующего тока, что снижает потери, повышает предел передаваемой активной мощности, а также позволяет регулировать напряжение в узле нагрузки.

Обычно в состав СТК входят тиристорно-реакторные группы (ТРГ) (компенсирующие реакторы с тиристорными вентилями) и фильтро-компенсирующие устройства (ФКУ) [1].

Ток ТРГ, а соответственно и мощность СТК регулируется тиристорными модулями. Тиристорный модуль содержит несколько последовательно соединенных встречно-параллельных тиристоров с демпфирующими RC-цепями и собственными ячейками управления. Сигналы управления тиристорами обычно формируются системой импульсно-фазового управления (СИФУ). Модель такой системы управления, построенной по вертикальному принципу, представлена на рисунке 1. Опорный пилообразный сигнал синхронизируется с моментами изменения полярности питающего напряжения U . Импульсы управления, заданной ширины, формируются на выходе блока в момент равенства опорного сигнала и сигнала управления α , с помощью которого задается угол отпирания вентилей.

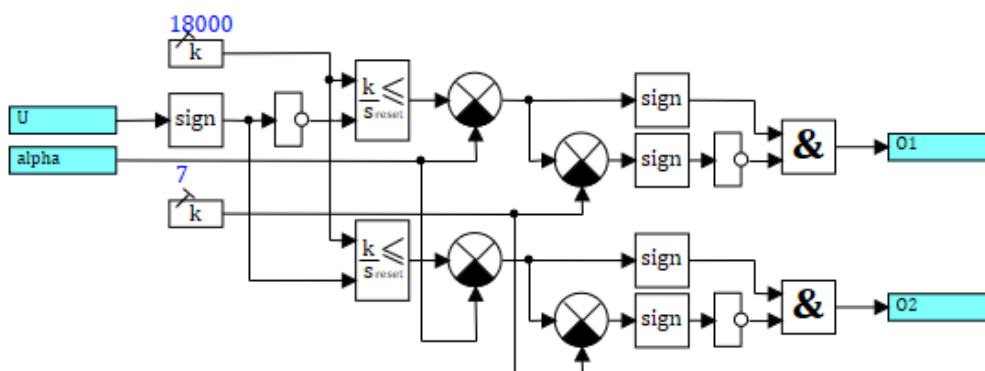


Рисунок 1 – Блок управления тиристорами ТРГ

ФКУ представляет собой набор фильтрокомпенсирующих цепей, постоянно или ступенчато подключаемых к шинам нагрузки. В библиотеке «ЭЦ – Динамика» имеется готовый блок ФКУ, настройки которого позволяют задать величину фильтруемой частоты, а также реактивную мощность на основной частоте сети. Таким образом, ФКУ обеспечивает генерацию реактивной мощности, а также шунтирует токи высших гармоник, генерируемых ТРГ и другими нагрузками узла. Поскольку ТРГ генерирует

нечетные гармоники не кратные трем, при моделировании использовались блоки, настроенные на 5, 7 и 11 гармоники.

Построенная в среде SimInTech модель СТК представлена на рисунке 2. В модели заданы следующие параметры реакторов ТРГ: индуктивность $L=0,1$ Гн; активное сопротивление $R=0,1$ Ом.

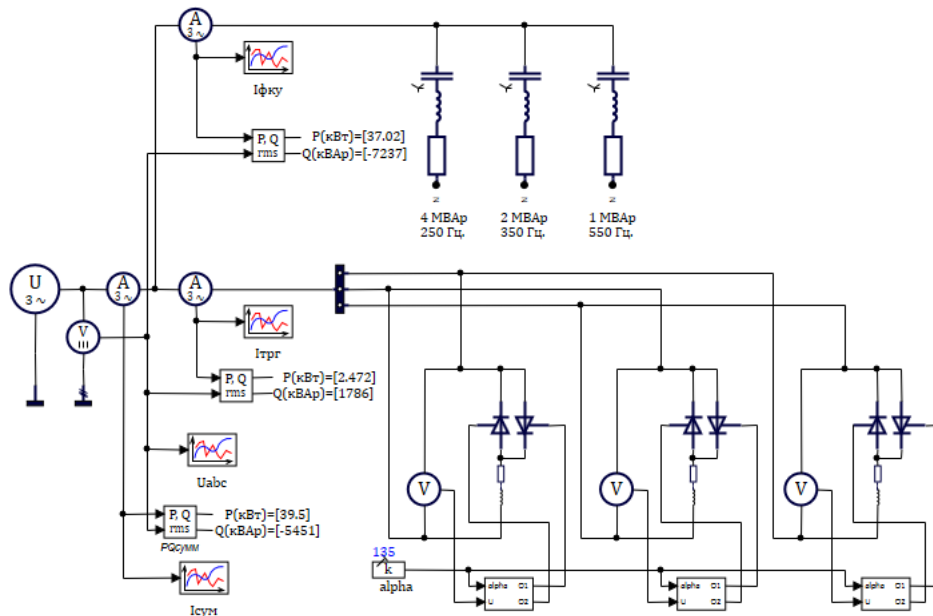


Рисунок 2 – Модель СТК

Результаты моделирования

Моделирование проводилось в диапазоне углов управления от 90 до 150 градусов, что соответствует полному диапазону регулирования реактивной мощности ТРГ. По результатам моделирования была построена регулировочная характеристика СТК по реактивной мощности $Q_{сум}(\alpha)$, которая представлена на рисунке 3. Здесь же приведены графики потребления реактивной мощности ТРГ и ФКУ.

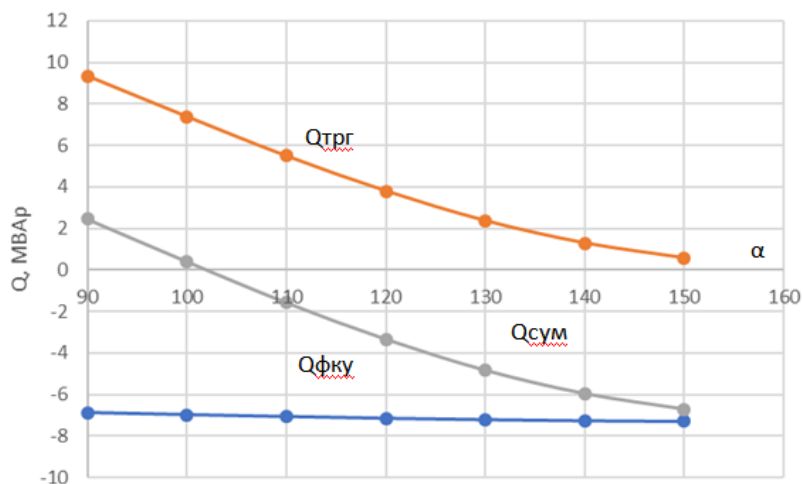


Рисунок 3 – Зависимость потребления реактивной мощности элементами СТК от угла управления

На рисунке 4 представлены осциллограммы токов в установившемся режиме работы с углом отпирания вентилей $\alpha = 135^\circ$.

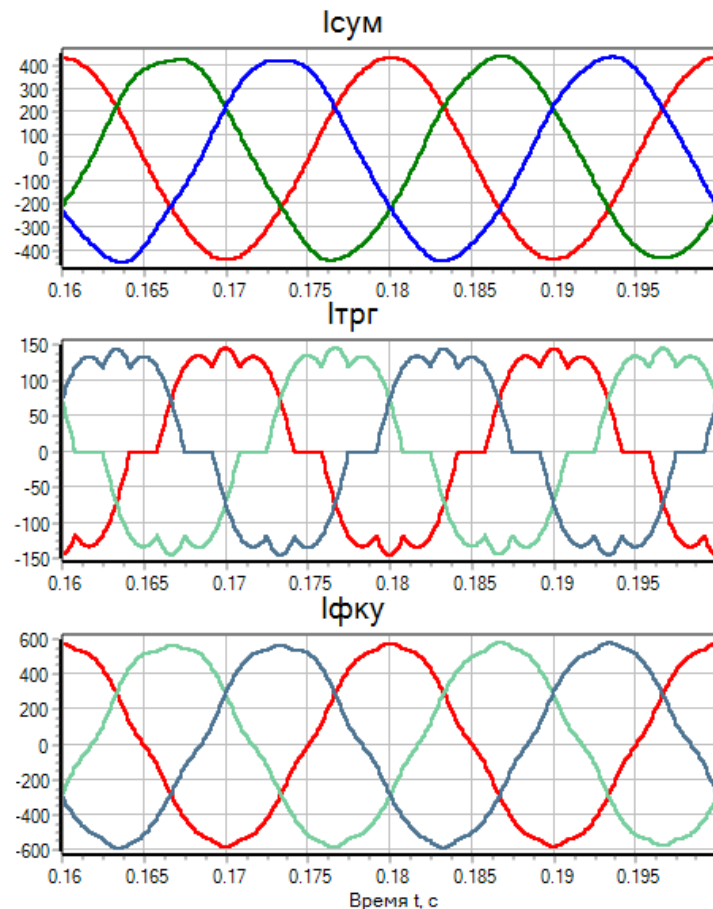


Рисунок 4 – Осциллограммы токов СТК в установившемся режиме

Выводы

Библиотеки элементов среды динамического моделирования технических систем SimInTech достаточно развиты для моделирования работы разнообразных устройств силовой электроники. Модели специфических элементов могут быстро построены имеющимися средствами, что, однако, не исключает необходимости постоянной работы разработчиков и пользователей по расширению библиотек.

Список источников

1. Продукция «СТК» [Электронный ресурс] // АО «Нидек АСИ ВЭИ». – Режим доступа: <http://nidec-asi-vei.ru/>.
2. Справочная система SimInTech [Электронный ресурс] // «ЗВ Сервис». – Режим доступа: <https://help.simintech.ru/>.

Д. В. Платонов

А. В. Минаков

А. В. Сентябов

А. А. Дектерев

Сибирский федеральный университет

Институт теплофизики СО РАН

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАКРУЧЕННЫХ ПОТОКОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ

Large-scale vortex structures are of great practical interest for research, since they can cause equipment failure, causing very large-scale pressure pulsations in the entire system. One example of such systems is high-pressure hydroelectric power plants. In this work, the numerical technique was tested on the example of a swirling turbulent flow in a model bench simulating the operation of a hydroelectric power plant. Modeling was carried out using various formulations and models. As results, a comparison of the velocities and fluctuations of the axial and tangential components with experimental data is presented. The performed calculations and comparison with experimental data on the average velocities in the working section and their fluctuations showed that the LES and RSM methods provide the highest accuracy. A noticeable effect on the accuracy of the results is the use of the sliding mesh method to simulate the rotation of the rotor instead of the "frozen rotor" method.

Keywords: *Francis turbine, numerical simulation, pressure pulsation, the precession of the vortex rope, turbulence, CFD, LES, RANS and DES models.*

Введение

Вихревые течения широко распространены в технических системах и в природе, в которых проявляется множество интересных явлений. При высоких значениях параметра закрутки концентрированные вихри теряют устойчивость и происходит распад вихря. Крупномасштабные вихревые структуры представляют большой практический интерес для исследования, поскольку они могут стать причиной выхода из строя оборудования, вызывая очень масштабные пульсации давления во всей системе. Одним из примеров таких систем являются высоконапорные гидроэлектростанции.

Ввиду высокой сложности течения в проточном тракте ГЭС для экспериментальных исследований зачастую использовались модельные стенды, частично повторяющие проточный тракт гидротурбины. В работе [1] один из стендов состоял из направляющего аппарата, вращающегося рабочего колеса и расположенного за ним конического диффузора,

имитирующего начальный участок отсасывающей трубы. С использованием кавитационных пузырьков для визуализации вихрей, на данном стенде были получены различные режимы закрученного течения, включая прецессирующее вихревое ядро и двойной спиральный вихрь.

В данной работе проведено тестирование численной методики на примере закрученного турбулентного течения в модельном стенде, имитирующем работу гидроэлектростанции. Выполнено моделирование при помощи различных постановок и моделей. В качестве результатов представлено сравнение скоростей и пульсаций осевой и тангенциальной компоненты с экспериментальными данными.

Математическая модель и граничные условия

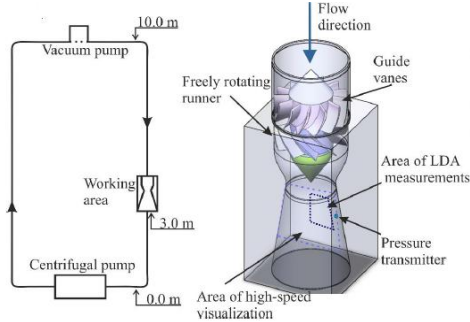


Рис. 1. Схема эксперимента [1]

Ротор имел 10 лопастей, а стационарный завихритель – 14 лопаток. В качестве граничных условий, определяющих течение, задавался постоянный расход воды на входе и фиксированная скорость вращения ротора. На выходе использовалось условие баланса расхода.

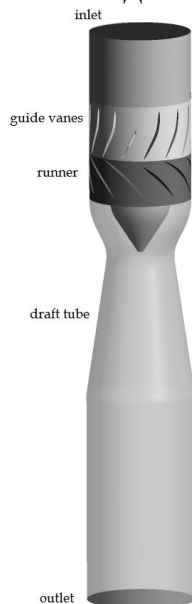


Рис. 2. Расчетная область

Для численного моделирования вихревых явлений была построена модель, отображающая геометрию рабочей части экспериментального стенда (рис. 1), включая устройство для создания закрутки. Расчетная область модели включала в себя входной канал, стационарный завихритель, ротор, диффузор и выходной канал (рис. 2).

Методы моделирования турбулентности должны обеспечивать адекватное воспроизведение нестационарного (прецессирующего) вихревого ядра. Были рассмотрены модели турбулентности различного уровня в нестационарной постановке. В качестве модели вихревой вязкости использовалась модель $k-\omega$ SST. Кроме того, в URANS подходе многообещающими являются модели группы RSM, из которых была рассмотрена модель LRR. Наконец, наиболее детальное рассмотрение разномасштабных вихрей в течении возможно в рамках подхода LES. В данной работе использовался метод LES с моделью подсеточной вязкости WALE.

Более подробно с численной методикой можно ознакомиться в работе [2].

Результаты исследования

В работе были проведены расчеты в различных постановках для режима течения с расходом воды $Q = 70 \text{ м}^3/\text{ч}$ и частотой вращения ротора $N = 450 \text{ об/мин}$. Для этого режима в экспериментах [1] были выполнены подробные измерения поля скорости и пульсаций скорости в различных сечениях диффузорного участка стенда.

На рис. 3 и 4 приведены средние компоненты скорости и среднеквадратичные пульсации компонент скорости в начале диффузорного участка. Как видно из графиков, в этом участке формируется закрученное течение с областью рециркуляции в центре канала. В среднем, вблизи оси закрутка потока носит характер твердотельного вращения, что, однако, не воспроизводится RANS моделью турбулентности. Одновременно, модель $k-\omega$ SST серьезно завышает ширину зоны рециркуляции во всей расчётной области. Модели LES и RSM показывают гораздо более близкие к эксперименту результаты, воспроизводя и твердотельное вращение в центре канала и возвратное течение вдоль его оси.

Пульсации компонент скорости также хорошо воспроизводятся обеими моделями, только в начале канала они занижаются, особенно пульсации аксиальной компоненты скорости. Учет ротор-статорного взаимодействия с использованием скользящих сеток также сказывается на среднем течении за ротором. В приближении замороженного колеса LES показывает меньшие пульсации аксиальной компоненты скорости, особенно в зоне рециркуляции потока. Сама область возвратного течения короче, а аксиальная компонента скорости на оси канала выше. Как LES, так и RANS в приближении замороженного колеса занижают тангенциальную компоненту скорости в центральной части канала и завышают её вблизи стенок.

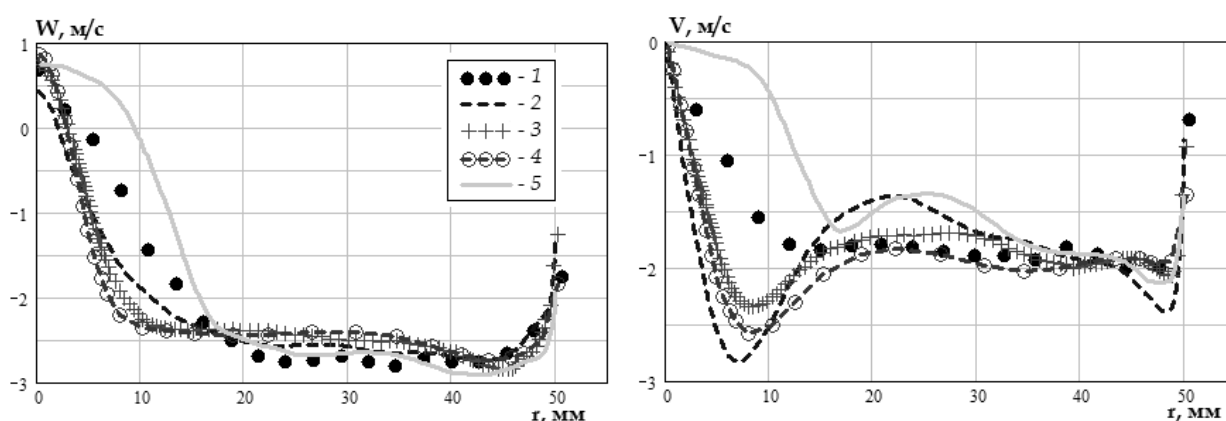


Рис. 3. Осевая (а) и тангенциальная (б) компонента скорости в горловине: 1 – эксперимент, 2 – LES, “frozen rotor”, 3 – LES, slide mesh, 4 – RSM, slide mesh, 5 – URANS $k-\omega$ SST, “frozen rotor”

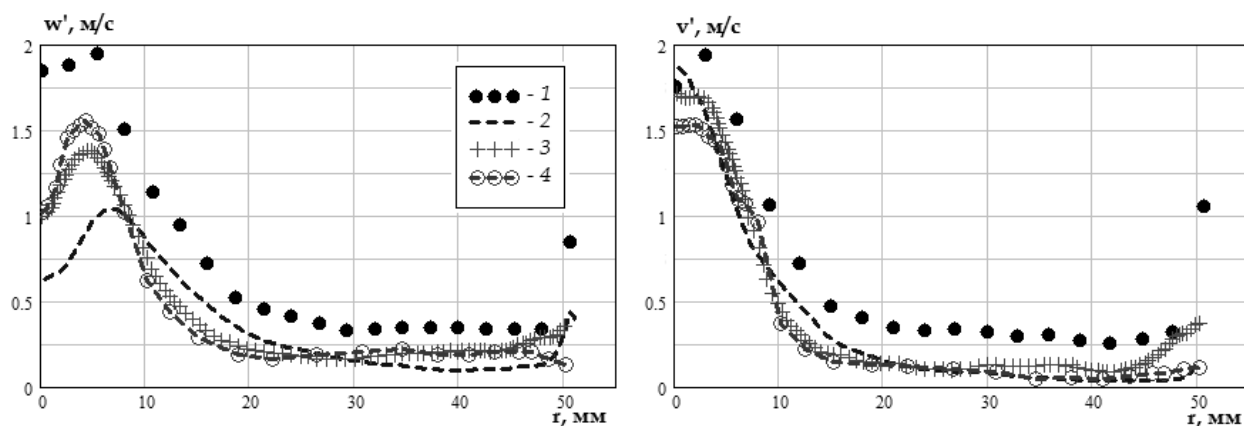


Рис. 4. Среднеквадратичные пульсации осевой (а) и тангенциальной (б) скорости в горловине:

1 – эксперимент, 2 – LES, “frozen rotor”, 3 – LES, slide mesh, 4 – RSM, slide mesh, 5 – URANS $k-\omega$ SST, “frozen rotor”

Таким образом, в данном исследовании оптимальным с точки зрения точности и производительности является использование модели LES с моделированием вращения ротора методом скользящих сеток. При этом, результаты хорошо согласуются с измеренными в эксперименте полями скорости и пульсациями скорости в диффузоре.

Заключение

Проведенные расчеты и сопоставление с экспериментальными данными по средним скоростям в рабочем участке и их пульсациям показали, что наибольшую точность обеспечивают методы LES и RSM. Заметное влияние на точность результатов оказывает использованием метода скользящих сеток для моделирования вращения ротора вместо метода «замороженного колеса».

Работа была выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант № 21-19-00769).

Список источников

1. Skripkin S., Tsoy M., Shtork S., Hanjalić K. Comparative analysis of twin vortex ropes in laboratory models of two hydro-turbine draft-tubes. *Journal of Hydraulic Research*, Vol. 54, No 4, 2016, pp. 450–460. <http://dx.doi.org/10.1080/00221686.2016.1168325>
2. Minakov A. V., Platonov D. V., Litvinov I. V., Shtork S.I., Hanjalić K. 2017 Vortex ropes in draft tube of a laboratory Kaplan hydroturbine at low load: an experimental and LES scrutiny of RANS and DES computational models *Journal of Hydraulic Research*. In press, published online April 26, 2017

А. О. Егоров

В. С. Куликова

О. А. Пичугова

Уральский федеральный университет

Уральский энергетический институт

ИССЛЕДОВАНИЕ ЧИСЛЕННОСТИ И УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РОССИИ

The article describes the results of a study of the number and installed capacity structure of hydroelectric power plants in Russia. The structure of the number and installed capacity of hydroelectric power plants was determined for the Unified Power System of Russia and for technologically isolated power systems. The structure of the number and installed capacity is given on the scale of installed capacity by types. The chronology of the commissioning of the number and installed capacity hydroelectric power plants in the period from 1925 to 2020 is indicated.

Keywords: *power systems in Russia, hydroelectric power plants quantity and install capacity concentration and classification, hydropower plants commissioning chronology.*

Введение

Гидроэлектростанции России играют важную роль в задаче обеспечения технологического функционирования Единой энергетической системы России, традиционно имеют долю 20% в структуре установленной мощности всех электростанций России и обеспечивают около 20% потребностей страны в электроэнергии. Согласно данным АО «Системный оператор Единой энергетической системы» в ЕЭС России, по состоянию на 01.01.2022 гидроэлектростанции имеют установленную мощность 49954,8 МВт (20,3%), за 2021 год они выработали 209,520 млрд кВт·ч (18,8%) электроэнергии. Кроме текущей выработки электроэнергии, гидроэлектростанции России имеют важное системное значение, так как обеспечивают регулирование частоты переменного тока в ЕЭС России и в изолированных энергосистемах. Дополнительно, гидроэлектростанции обеспечивают потребителей дешёвой электроэнергией, и концентрация гидроэнергетических ресурсов в регионах является важным экономическим фактором, обеспечивающим благоприятные условия для развития энергоёмких видов промышленности.

В силу географических и технологических особенностей объединённых энергосистем, функционирующих в составе ЕЭС России и технологически изолированных энергосистем Сибири и Дальнего Востока, концентрация гидроэлектростанций по численности и установленной мощности в регионах

разная, гидроэнергетический потенциал освоен, в том числе по историческим причинам, также по-разному. Сегодня создание благоприятных условий для развития и освоения гидроэнергетических ресурсов требует наличие сведений о численности и установленной мощности гидроэлектростанций, поэтому решение этого вопроса является актуальной научно-технической задачей.

Показатели гидроэлектростанций ЕЭС России

По данным АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС», <https://www.so-ups.ru>) в Единой энергетической системе России (ЕЭС России) по состоянию на 01.01.2022 численность электростанций ЕЭС России всех типов составляет 911 единиц, их суммарная установленная мощность составляет 246 590,9 МВт, за 2021-й календарный год все электростанции выработали 1114,6 млрд кВт·ч электроэнергии [1].

Контрольные сведения параметрах функционирования гидроэлектростанций (ГЭС) по установленной мощности, выработке электроэнергии и коэффициенте использования установленной мощности электростанций (КИУМ), регулярно публикует АО «СО ЕЭС» в своих ежегодных отчётах «О функционировании ЕЭС» [1]. Так, показатели технологического функционирования ГЭС ЕЭС России, зафиксированные по итогам окончания 2021 календарного года, приведены в Таблице 1.

Таблица 1. Показатели технологического функционирования ГЭС ЕЭС России по ОЭС на 01.01.2022 по данным АО «СО ЕЭС»

№	Энергосистема	$P_{уст\ ГЭС}$, МВт	$W_{год\ ГЭС}$, млн кВт·ч	КИУМ ГЭС
	ЕЭС России	49 954,82	209 519,8	47,89%
1.	ОЭС Северо-Запада	2 960,84	13 559,3	52,31%
2.	ОЭС Центра	1 810,07	3 747,9	23,64%
3.	ОЭС Средней Волги	7 020,50	20 486,7	33,32%
4.	ОЭС Юга	6 305,74	20 102,1	36,39%
5.	ОЭС Урала	1 913,69	4 587,3	27,40%
6.	ОЭС Сибири	25 326,48	127 801,1	57,61%
7.	ОЭС Востока	4 617,50	19 235,4	47,55%

Данные АО «СО ЕЭС» являются объективными, однако в них не фигурируют сведения о численности ГЭС в объединённых (ОЭС) и в региональных энергосистемах. Частично сведения об установленной мощности ГЭС в региональных энергосистемах приведены в Схемах и программах развития (СИПР) энергосистем регионов, а также в СИПР ЕЭС России [2]. Однако в них также нет данных о численности ГЭС.

В отношении численности ГЭС России по данным [3] известно, что на конец 2018 года в России в эксплуатации находилось 102 ГЭС установленной мощностью от 10 МВт и выше. Также в [4], 05.11.2019 Министр энергетики

России заявил, что в России в эксплуатации находятся 170 ГЭС, без уточнения порогового значения установленной мощности.

В период с 2019 по 2021-й годы авторами были выполнены исследования, которые описаны в [5]. По итогам проведения исследований установлено, что по состоянию на 01 января 2019 года в ЕЭС России в эксплуатации находилось 105 ГЭС суммарной мощностью 48 773 МВт. Дополнительно было установлено, что 8 ГЭС суммарной установленной мощностью 2 338 МВт функционировали в технологически изолированных энергосистемах и ещё 95 малых ГЭС (до 5 МВт) с суммарной установленной мощностью 109 МВт функционировали в различных регионах страны. За период с 2019 по 2022 данные о численности и установленной мощности ГЭС были дополнены и уточнены. При этой работе данные АО «СО ЕЭС» по параметру установленной мощности ГЭС в ОЭС ЕЭС России с установленной мощностью от 5 МВт и выше, были использованы как контрольные.

Численность и установленная мощность ГЭС в ЕЭС России

Для установления численности и установленной мощности ГЭС в ОЭС и в региональных энергосистемах России по состоянию на 01.01.2022 и далее, были использованы документы [1-5]. Дополнительно, были использованы ежемесячные релизы АО «СО ЕЭС» и годовые отчёты генерирующих компаний, на балансе которых числятся ГЭС. Контроль факта наличия ГЭС осуществлялся на основе осмотра технологических площадок ГЭС по спутниковым снимкам ЯндексКарты, GoogleMaps и Satellites.pro.

Сравнение контрольных данных по установленной мощности ГЭС в сравнении с отчётными данными АО «СО ЕЭС» [1, 2] приведено в Таблице 2.

Таблица 2. Численность и установленная мощность ГЭС России

№	Энергосистема	Изыскания 01.04.2022		АО «СО ЕЭС» 01.01.2022	Отклонение
		N, ед.	P _{уст.} , МВт	P _{уст.} , МВт	
	Россия всего	114	52 331,50	н/д	-
1.	ЕЭС России	108	49 966,80	49 954,82	+11,98
1.1.	ОЭС Северо-Запада	35	2 985,60	2 960,84	+24,76
1.2.	ОЭС Центра	6	1 839,20	1 810,07	+29,13
1.3.	ОЭС Средней Волги	5	7 020,50	7 020,50	0,00
1.4.	ОЭС Юга	38	6 289,60	6 305,74	-16,14
1.5.	ОЭС Урала	8	1 913,00	1 913,69	-0,69
1.6.	ОЭС Сибири	10	25 301,60	25 326,48	-24,88
1.7.	ОЭС Востока	6	4 617,50	4 617,50	0,00
2.	Изолированные ЭС	6	2 364,70	н/д	-

По итогам изысканий установлено, что по состоянию на 01.04.2022 в России в составе 7 ОЭС и на территории технологически изолированных

энергосистем функционируют всего **114 (108+6) ГЭС** установленной мощностью от 5 МВт и выше, их суммарная установленная мощность составляет **52 331,5 МВт**. При этом в ЕЭС России (I и II синхронные зоны) функционируют всего **108 ГЭС** суммарной установленной мощностью **49 966,8 МВт** и в технологически изолированных энергосистемах функционируют **6 ГЭС** суммарной мощностью **2364,7 МВт**.

По данным таблицы 2 видно, что собранные о ГЭС России сведения незначительно отклоняются по абсолютным значениям установленной мощности от данных АО «СО ЕЭС». Поэтому результаты по списочной численности ГЭС России, являются корректными.

Крупнейшие гидроэлектростанции ЕЭС России

На основе полученного численного списочного состава и параметров технологического функционирования ГЭС России, изложенных в годовых отчётах собственников, составлен перечень крупнейших ГЭС России, установленная мощность которых превышает 1000 МВт. Всего в России по состоянию на 01.04.2022 функционируют **15 крупнейших ГЭС**, их суммарная установленная мощность составляет **39 523 МВт**, что составляет 79,1% от установленной мощности и 79,6% от выработки электроэнергии всех ГЭС ЕЭС России. В технологически изолированных энергосистемах функционируют ГЭС с мощностью до 900 МВт.

Из 15-ти крупнейших ГЭС, 13 ГЭС функционируют в I-й синхронной зоне ЕЭС России, ещё 2 крупнейших ГЭС функционируют во II-й синхронной зоне ЕЭС России (ОЭС Востока). Список крупнейших ГЭС России с параметрами технологического функционирования приведён в Таблице 3.

Таблица 3. Крупнейшие ГЭС России

№	Гидроэлектростанция	Год ввода	Р _{уст} , МВт	Вес, о.е.*	W _{год} , ** млн кВт·ч	Вес, о.е.*	КИУМ
	ГЭС России (СО ЕЭС)		49 954,8	100,0%	209 519,8	100,0%	47,9%
	Крупнейшие ГЭС		39 523,0	79,1%	166 881,9	79,6%	
1.	Саяно-Шушенская ГЭС	1978	6 400,0	16,2%	26 609,0	15,9%	47,5%
2.	Красноярская ГЭС	1967	6 000,0	15,2%	22 048,6	13,2%	41,9%
3.	Братская ГЭС	1966	4 500,0	11,4%	22 383,6	13,4%	56,8%
4.	Усть-Илимская ГЭС	1974	3 840,0	9,7%	20 770,7	12,4%	61,7%
5.	Богучанская ГЭС	2012	2 997,0	7,6%	17 638,1	10,6%	67,2%
6.	Волжская ГЭС	1960	2 671,0	6,8%	14 117,1	8,5%	60,3%
7.	Жигулевская ГЭС	1955	2 488,0	6,3%	13 161,0	7,9%	60,4%
8.	Бурейская ГЭС II	2003	2 010,0	5,1%	6 756,0	4,0%	38,4%
9.	Саратовская ГЭС	1967	1 427,0	3,6%	6 743,3	4,0%	53,9%
10.	Чебоксарская ГЭС	1980	1 370,0	3,5%	2 587,0	1,6%	21,6%
11.	Зейская ГЭС II	1975	1 330,0	3,4%	5 565,0	3,3%	47,8%
12.	Нижнекамская ГЭС	1979	1 205,0	3,0%	1 969,0	1,2%	18,7%
13.	Загорская ГАЭС	2003	1 200,0	3,0%	1 790,3	1,1%	17,0%
14.	Воткинская ГЭС	1962	1 085,0	2,7%	3 167,4	1,9%	33,3%
15.	Чиркейская ГЭС	1974	1 000,0	2,5%	1 575,8	0,9%	18,0%

ГЭС ранжированы в порядке убывания установленной мощности

II – 2-я синхронная зона – ОЭС Востока; *Вес по отношению к ЕЭС России;

**Данные по выработке электроэнергии за 2020-й календарный год

Таким образом, 15 крупнейших ГЭС России с единичной установленной мощностью свыше 1000 МВт обеспечивают до 80% установленной мощности и выработки электрической энергии от всех ГЭС ЕЭС России.

Численность ГЭС России, установленная мощность которых не превышает 1000 МВт, составляет 99 ГЭС (87% от общей численности), их суммарная установленная мощность составляет 10 431,8 МВт (10,9% от суммарной установленной мощности всех ГЭС). Из них в ЕЭС России работают 93 ГЭС и 6 ГЭС работают в изолированных энергосистемах.

Классификация гидроэлектростанций ЕЭС России

В 2012 году ПАО «РусГидро» в СТО 01.01.78-2012 ввела нормы технологического проектирования ГЭС [6], в которой изложена система классификации ГЭС, в том числе по шкале установленной мощности. Также, согласно Постановлению Правительства России от 17.10.2009, № 823, при планировании развития регионов и энергосистем регионов, необходимо учитывать существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электростанции, установленная мощность которых превышает 5 МВт. Поэтому с учётом вышеуказанного и термина «крупнейшие» ГЭС, общая структура всех ГЭС России по шкале установленной мощности по состоянию на 01.04.2022, приведена на Рисунке 1. Структура состава ГЭС в ОЭС ЕЭС России и по технологически изолированным энергосистемам, приведены в Таблицах 4 и 5 соответственно.

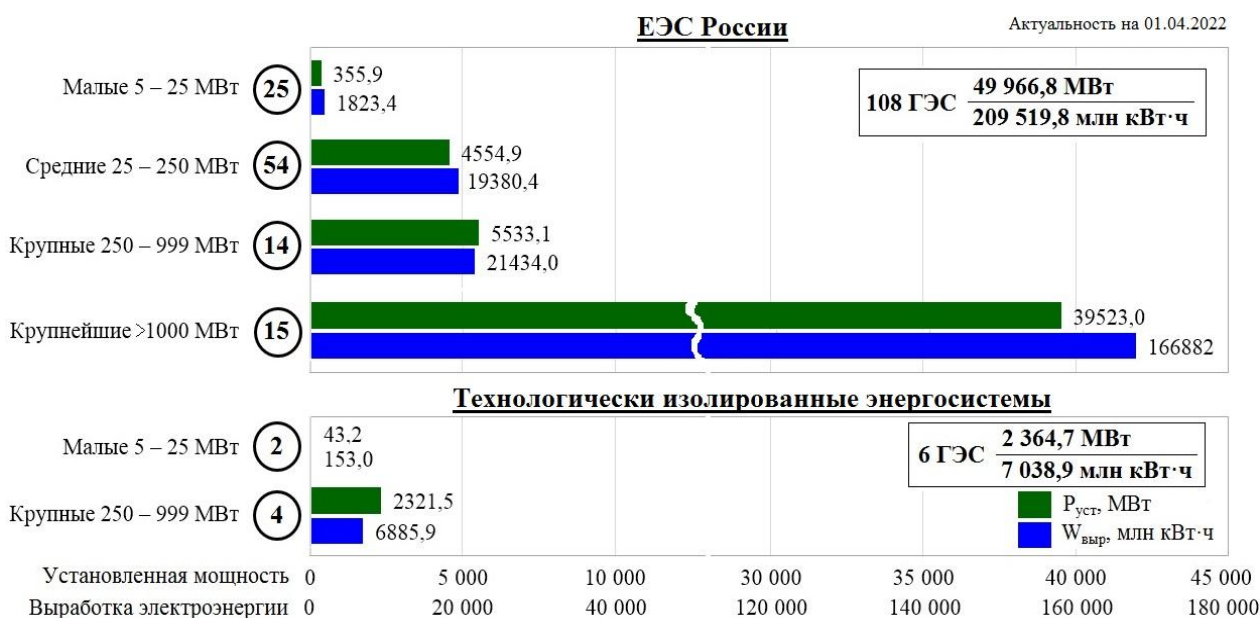


Рисунок 1 – Структура и состав ГЭС России по состоянию на 01.04.2022

Таблица 4. Структура и параметры функционирования ГЭС России

№	Шкала $P_{уст}$	N, ед.	$P_{уст}$, МВт	Вес, %*	$W_{год}$, млн кВт·ч	Вес, %*
	ГЭС России всего	114	52 331,5	100,0%	216 558,7	100,0%
1.	ЕЭС России	108	49 966,8	95,5%	209 519,8	96,7%
1.1.	Малые 5 – 25 МВт	25	327,1	0,6%	1 823,4	0,8%
1.2.	Средние 25 – 250 МВт	54	4 583,8	8,7%	19 380,4	8,9%
1.3.	Крупные 250 – 999 МВт	14	5 533,1	10,6%	21 434,0	9,9%
1.4.	Крупнейшие 1000 МВт	15	39 523,0	75,6%	166 882,0	77,1%
2.	Изолированные ЭС	6	2 364,7	4,5%	7 038,9	3,3%
2.1.	Малые 5 – 25 МВт	2	43,2	0,1%	153,0	0,1%
2.3.	Крупные 250 – 999 МВт	4	2321,5	4,4%	6 885,9	3,2%

Таблица 5. Численность ГЭС России в ОЭС по шкале установленной мощности

№	Энергосистема	Малые 5÷25 МВт	Средние 25÷250 МВт	Крупные 250÷1000 МВт	Крупнейшие ≥1000 МВт	Итого
1.	ГЭС России	27	54	18	15	114
2.	ЕЭС России	25	54	14	15	108
2.1.	ОЭС Северо-Запада	3	31	1	-	35
2.2.	ОЭС Центра	-	4	1	1	6
2.3.	ОЭС Средней Волги	-	-	1	4	5
2.4.	ОЭС Юга	17	16	3	2	38
2.5.	ОЭС Урала	4	2	1	1	8
2.6.	ОЭС Сибири	1	1	3	5	10
2.7.	ОЭС Востока	-	-	4	2	6
3.	Изолированные ЭС	2	-	4	-	6

Таблица 6. Установленная мощность ГЭС России по ОЭС

№	Энергосистема	Малые 5÷25 МВт	Средние 25÷250 МВт	Крупные 250÷1000 МВт	Крупнейшие ≥1000 МВт	Итого
1.	ГЭС России	370,3	4 583,8	7 854,6	39 523,0	52 331,5
2.	ЕЭС России	327,1	4 583,8	5 533,1	39 523,0	49 966,8
2.1.	ОЭС Северо-Запада	54,1	2 655,5	276,0	-	2 985,6
2.2.	ОЭС Центра	-	262,8	376,4	1 200,0	1 839,2
2.3.	ОЭС Средней Волги	-	-	530,5	6 490,0	7 020,5
2.4.	ОЭС Юга	203,2	1 368,1	1 047,3	3 671,0	6 289,6
2.5.	ОЭС Урала	64,6	211,4	552,0	1 085,0	1 913,0
2.6.	ОЭС Сибири	5,2	86,0	1 473,4	23 737,0	25 301,6
2.7.	ОЭС Востока	-	-	1 277,5	3 340,0	4 617,5
3.	Изолированные ЭС	43,2	-	2 321,5	-	2 364,7

Из структуры численности ГЭС, изложенной в таблицах 4-6 видно, что наибольшие гидроэнергетические ресурсы по численности и по мощности сконцентрированы в ОЭС Средней Волги и Сибири. В операционной зоне

ОЭС Юга и Северо-Запада при относительно большой численности ГЭС, по факту эксплуатируются в основном малые и средние ГЭС, доля которых составляет до 75% в структуре установленной мощности всех ГЭС ОЭС. Во всех вариантах и комбинациях рассмотрения структуры численности ГЭС, наибольшая численность и установленная мощность расположены в ОЭС Сибири: на 5 крупнейших ГЭС ОЭС Сибири (Табл. 3) приходится более 50% установленной мощности и выработки электроэнергии всех ГЭС России.

Хронология вводов гидроэлектростанций в России

Строительство ГЭС и освоение гидроэнергетического потенциала России с момента ввода в работу первой относительно мощной ГЭС в 1926 г. (Волховская ГЭС, 86 МВт) происходило по-разному. На основе проведённых изысканий был собран и составлен хронологический порядок ввода ГЭС России в эксплуатацию по численности и установленной мощности. Такая хронология вводов ГЭС приведена на Рисунке 2.

Хронология вводов ГЭС России составлена с условно принятым допущением, что момент (год) ввода в работу ГЭС соответствует году, когда первый гидроагрегат ГЭС дал электрический ток. Т. е. в допущении принято, что все гидроагрегаты ГЭС введены одновременно, хронология ввода в работу гидроагрегатов на площадках ГЭС, реально не учтена.

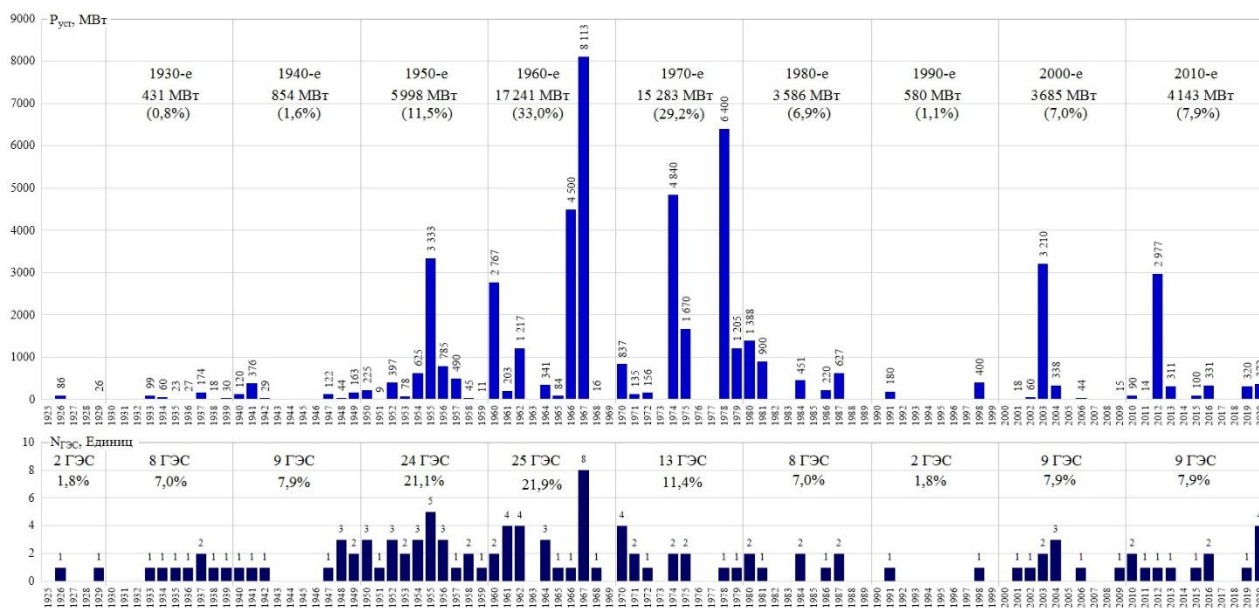


Рисунок 2 – Хронология вводов ГЭС в России с 1925 по 2020 годы, установленная мощность [МВт, Единиц]*

*Вилойские ГЭС-1, 2 приняты за 1 ГЭС, Белопорожские ГЭС-1, 2, введённые в 2020 году, не учтены

За всю историю энергетики России ежегодно вводилось в эксплуатацию от 1 до 5-ти ГЭС. При этом рекордные установленная мощность и численность ГЭС, введённые в эксплуатацию зафиксированы в 1967 году, когда было

введено в работу 8 ГЭС суммарной мощностью 8113 МВт (крупнейшие Красноярская, Саратовская, ещё 1 малая, 4 средних и 1 крупная Вилюйская-1).

Наиболее активными годами освоения гидроэнергетических ресурсов в истории является период с 1950 по 1979-й годы, когда были введены в эксплуатацию 62 ГЭС суммарной установленной мощностью 38 522 МВт. Т. е. введено в работу 74% мощностей и 55% численности всех ГЭС. В этот же период введены в эксплуатацию 12 из 15 крупнейших ГЭС.

В 1990-е годы работы по строительству ГЭС практически не велись, но далее с 2000-го года введены 3 из 15-ти крупнейших ГЭС России: Бурейская, Богучанская, Загорская в ОЭС Востока, Сибири и Центра соответственно.

В период новейшей истории России, с конца 1991 года введено в эксплуатацию 23 ГЭС суммарной установленной мощностью 8600 МВт.

Потенциал развития гидроэлектростанций России

По данным ПАО «РусГидро» гидроэнергетический потенциал России составляет 2900 млрд кВт·ч выработки электроэнергии в год, экономический гидроэнергетический потенциал освоен на 20% [3]. В перспективе, за счёт модернизации гидроагрегатов на действующих и строительства новых ГЭС, к 2035 году установленная мощность всех ГЭС России может увеличиться с 50 до 65 ГВт, а выработка электрической энергии может возрасти с 210 до 280 млрд кВт·ч в год [7].

Заключение

1. По состоянию на 01.04.2022 на территории России функционируют всего 114 ГЭС установленной мощностью от 5 МВт и выше, их суммарная установленная мощность составляет 52 331,5 МВт. По итогам 2021 календарного года ГЭС России выработали ~210 млрд кВт·ч электроэнергии.

2. В составе ЕЭС России функционируют 108 ГЭС суммарной установленной мощностью 49 954,82 МВт (95,5%), в том числе в I-й синхронной зоне 102 ГЭС мощностью 45 337,32 МВт (86,6%) и во II-й синхронной зоне (ОЭС Востока) 6 ГЭС мощностью 4617,5 МВт (8,8%).

3. В технологически изолированных энергосистемах России работают 6 ГЭС суммарной установленной мощностью 2 364,7 МВт (4,5%).

4. В составе 114 ГЭС России функционируют 27 малых ГЭС суммарной мощностью 370,3 МВт (0,7%), 54 средних 4 583,8 МВт (8,8%), 18 крупных 7 854,6 МВт (15,0%) и 15 крупнейших 39 523,0 МВт (75,5%).

5. Наиболее активным историческим периодом ввода в эксплуатацию ГЭС России является период с 1950 по 1979 годы. За этот период были введены 62 ГЭС суммарной установленной мощностью 38 522 МВт (73,6%). В Российский период истории (с конца 1991 года) введены в эксплуатацию 23 ГЭС суммарной установленной мощностью 8600 МВт (16,4%).

Список источников

1. Годовые отчёты и ежемесячные релизы АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.so-ups.ru>
2. Схема и программа развития ЕЭС России от 26.02.2021. 277 с. [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/view-pdf/20706/156298>
3. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М. И. Дворецкая, А. П. Жданова, О. Г. Лушников, И. В. Слива / под общей ред. к. т. н., проф. В. В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2018. – 224 с
4. Министерство энергетики России [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/16271>.
5. A. Egorov, V. Kulikova, D. Petrushin, M. Sadokhina. Research of the composition and structure of the Russian Power system Power Plants. Proceedings of the 2021 IEEE ElConRus 2021, 9396417.
6. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. СТО ПАО «РусГидро» 01.01.78-2012. – М, 2012. – 296 с.
7. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/view-pdf/1026/119047>.

УДК 62-522.2 + 621.224

С. К. Кобылецки

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Научный руководитель:

А. В. Букатов

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛИ ГИДРОАГРЕГАТА В SIMINTECH

Model of hydro power unit was investigated to be applied to SimInTech. Control system, governor and user interface was designed to run realtime simulation.

Keywords: *modeling of hydraulic turbines, dynamic modeling of technical systems environment SimInTech, transient processes, hydropower, development of hydroturbine block for SimInTech, computer modeling tools, hydroenergy, HPP, hydropower unit model, inertia of water flow.*

Введение

На данный момент средства программного моделирования широко используются для изучения и анализа переходных процессов энергетике. Гидроэнергетика, конечно, не является исключением. За последние годы распространение получили следующие ПВК: MATLAB Simulink, RastrWin, Eurostag [3]. RastrWin и Eurostag наиболее применимы для анализа электроэнергетических систем и не могут полноценно использоваться для изучения процессов отличных от тех, что протекают в энергосистеме. Комплекс Simulink, наоборот позволяет решать большой спектр задач от водоэнергетических расчетов, до проектирования устройств автоматического управления агрегатом.

По этой причине SimuLink широко используется как для проведения научных исследований, так и для решения прикладных задач (например, в НИИПТ и ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева). Однако, такое широкое распространение и отсутствие аналогов, вместе с географической принадлежностью разработчика (Главный офис MathWorks расположен в штате Массачусетс) ставит под угрозу независимость этих работ.

По этим причинам, стоит рассмотреть вариант применения отечественного аналога Simulink – SimInTech. Необходимо понять, какие инструменты предоставляет данный ПВК для расчетов в гидроэнергетике и насколько сложно адаптировать решения применяемые в Simulink для отечественной среды динамического моделирования.

На текущий момент, нет научных работ, рассматривающих применение SimInTech для гидроэнергетики.

Учитывая одно из основных направлений развития РусГидро – развитие технологий повышения надежности и экономичности эксплуатации оборудования [4], работы по моделированию агрегата и его системы автоматического управления представляет интерес, так как могут быть использованы при проведении реконструкции действующих регуляторов турбин.

Несмотря на то, что ПК SimInTech разработан в 1994 году, только в последние несколько лет к нему появился интерес со стороны научного сообщества. Например, в работе [5] было рассмотрено применение программы для моделирование пневмогидравлической системы, а также сравнение результатов с результатами расчета той же задачи в ПК Simulink. Московский завод «ФИЗПРИБОР» использует SimInTech для реализации алгоритмов управления и видеокадров АРМ при разработке систем автоматического управления для энергоблоков АЭС [6].

Построение модели гидроагрегата

Для ранее разработанной и проверенной схемы гидравлической турбины в SimInTech [1], необходимо создать блок, который позволит легко подключать алгоритм расчета мощности турбины к блоку синхронного генератора из

стандартных библиотек SimInTech. Для этого используется блок «Субмодель». Для связи модели турбины с моделью генератора используется блок «двунаправленная шина» (по которой передаются значения мощности на валу, задания частоты вращения и фактической частоты вращения). Внутренняя структура блока «Гидротурбина» показана на рис. 1.

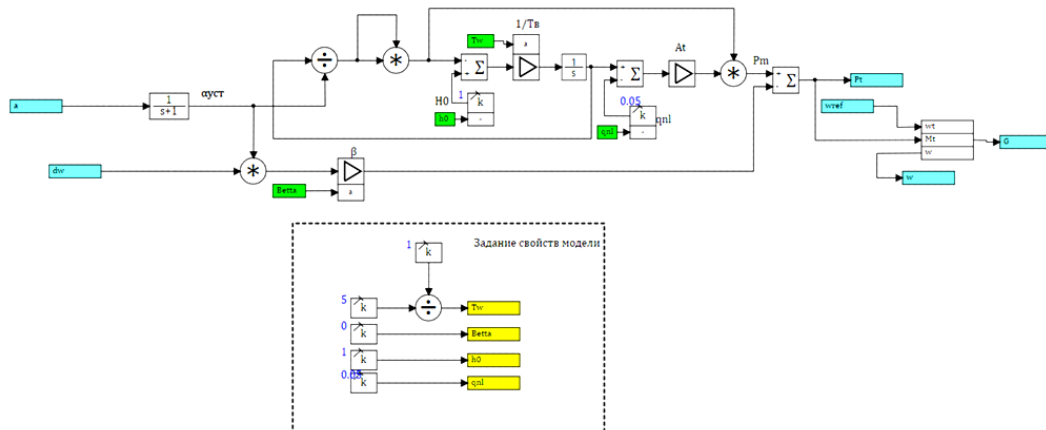


Рисунок 1 – Схема блока «Гидротурбина» для SimInTech

Для регулирования мощности гидротурбины и поддержания заданной частоты вращения необходимо использовать регулятор. Поэтому используем ПИД-регулятор с обратной связью по частоте вращения, схема такого регулятора описана в работе [2].

Для проведения расчетов модель разделена на несколько отдельных проектов, которые связаны через единую систему сигналов (базу данных сигналов). Модель состоит из следующих проектов (Рис.2): Главная схема (расчет переходных процессов), алгоритмы автоматики (режимы работы агрегата), регулятор (управление турбиной) и видеокادر для управления моделью.

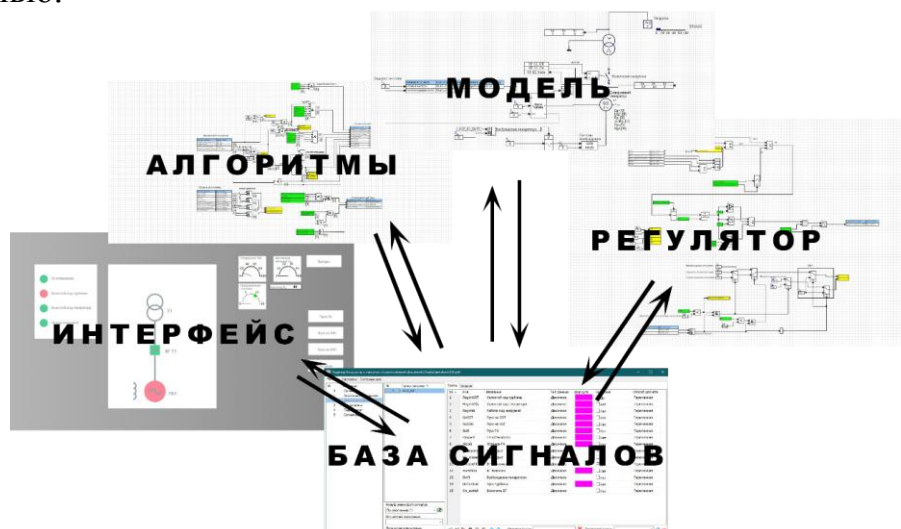


Рисунок 2 – Состав модели

Подобное разделение позволяет приблизить модель к реальному гидроагрегату, где данные функции так же выполняются отдельно (регулирование частоты и мощности, автоматика агрегата, SCADA система, БД).

Численное моделирование. Изучение построенной модели

Холостой ход турбины и холостой ход генератора

В первую очередь проверим работу агрегата на холостом ходу. При подаче команды «Холостой ход генератора» агрегат последовательно перейдет в режим ХХТ, а после в режим ХХГ, подав ток возбуждения в обмотку ротора. На рис. 3 изображены параметры данного переходного процесса. В первый момент времени направляющий аппарат (НА) открывается на пусковое открытие (40%), затем при приближении к номинальным оборотам прикрывается до открытия холостого хода. В этот же момент включается возбуждение синхронной машины и напряжение статора поднимается до номинального (10,5 кВ). Отклонение частоты менее 2%.

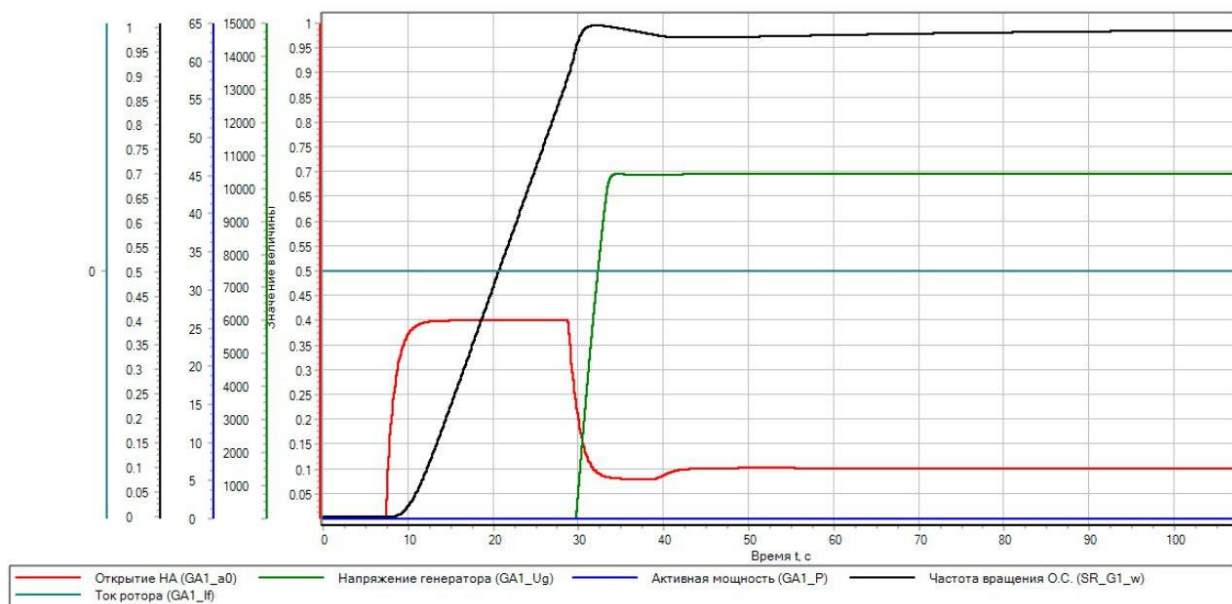


Рисунок 3 – Параметры переходного процесса при разгоне до холостого хода турбины

Работа под нагрузкой. Наброс нагрузки

Еще один режим для исследования – наброс нагрузки. На рисунке 4 изображен переходный процесс при разгоне гидроагрегата до номинальных оборотов на холостом ходу с последующим включением нагрузки в 12 МВт.

При подаче команды «Пуск ГА», гидроагрегат выход на режим холостого хода, аналогично предыдущему пункту, затем при номинальном напряжении на выводах статора, включается генераторный выключатель

(момент 27 с.). При этом возникает медленно затухающий колебательный процесс с размахом в 12,5 Гц (25%).

В реальных системах регулирования часто изменяют коэффициенты регулятора для различных режимов. Поэтому, также введем изменение пропорционального изменения коэффициента регулятора с 4 до 2 при переходе в режим мощность. Результат показан на рис. 5. При набросе нагрузки частота понизилась до 43 Гц и восстановилась до номинальной в течении 50 с, при этом колебания частоты отсутствуют.

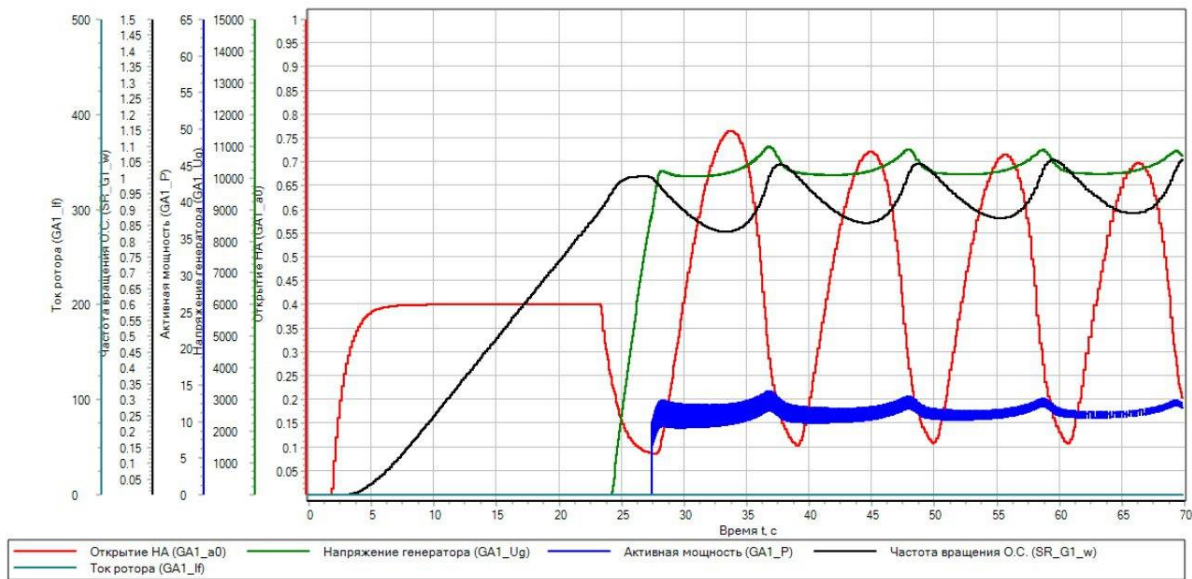


Рисунок 4 – Параметры переходного процесса при набросе нагрузки

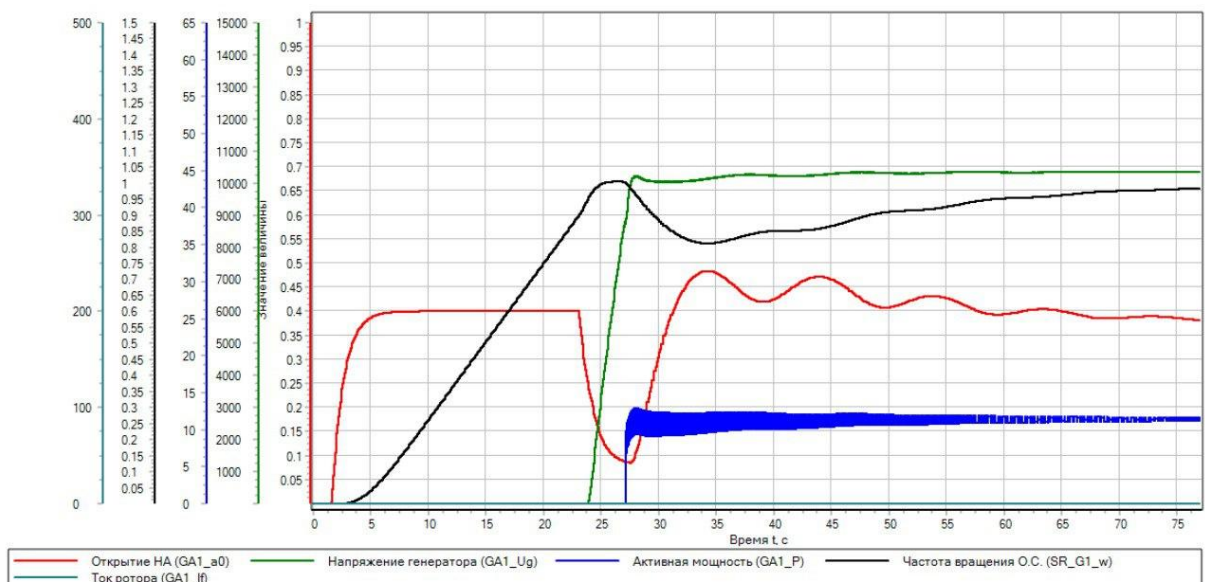


Рисунок 5 – Параметры переходного процесса при набросе нагрузки после настройки регулятора.

Выводы

Учитывая то, как распространены методы моделирования для изучения переходных процессов, наличие такого мощного инструмента среди отечественного ПО, как SimInTech, является неоспоримым преимуществом.

Результаты моделирования, могут использоваться не только для изучения, но и для настройки регуляторов и отладки автоматических систем, применяющихся на ГЭС. Более того, подобные симуляции в реальном времени могут быть использованы для построения тренажеров, на которых персонал станции сможет изучать все нюансы технологической автоматики гидроагрегата и его вспомогательного оборудования.

Следует продолжать работу по моделированию ГЭС и применяемых на них технических систем.

Список источников

1. Моделирование гидроагрегата в среде динамического моделирования SimInTech [текст] / С. К. Кобылецки, А. В. Букатов // Сборник материалов VIII Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов, студентов и школьников «Гидроэлектростанции в XXI веке». 2021. – С. 335–341.
2. Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. [текст]/ Power System Dynamic Performance Committee // TECHNICAL REPORT PES-TR1 2013. – С. 53–65.
3. Перечень отчетов по научно-исследовательским работам [текст] // ОАО «НИИПТ», 2009.
4. О Программе инновационного развития Группы РусГидро [Электронный ресурс] // URL: http://www.rushydro.ru/sustainable_development/program_innovation/about/ (дата обращения 08.12.21).
5. Алексеенков, А. С., Беклемищев Ф. С., Беляев А. Н. Разработка математической модели и исследование режимов работы пневмогидравлического источника энергии в составе ААКУ [Текст] // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2021. – № 3.
6. Сафонов С.И.: Опыт и современные и современные подходы предприятия к построению систем, важных для безопасности АЭС [Текст] // Форум поставщиков атомной отрасли «АТОМЕКС 2014», 2014. – 34 с.
7. Моделирование гидротурбин и автоматических регуляторов частоты и активной мощности в среде Matlab [Текст] / Ю. Н. Булатов, И. В. Игнатъев // Системы. Методы. Технологии. – 2001. – № 4. – С. 67–70.
8. Choo, Y.C. Modelling of hydraulic governor-turbine for control stabilization[текст]/Yin Chin Choo, Kashem M. Muttaqi, M. Negnevitsky // АНЗИАМ. – 2008. – № 49. – С. 681–698.

9. Стернинсон, Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах [текст] / Л. Д. Стернинсон. – М.: Энергия, 1975. – 216 с.

10. Modeling of Hydraulic Turbine and Governor for Dynamic Studies of HPP [Текст] / Nanaware R. A, Sawant S. R., Jadhav B. T // ICRTITCS. – 2013. – № 10. – С. 6–11.

УДК 621.311+ 658.581

С. С. Осипова

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОГО РАСЧЁТА
ИНДЕКСОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
ГИДРОАГРЕГАТОВ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС
СРЕДСТВАМИ АСУ ТП
НА ПРИМЕРЕ ГЕНЕРАТОРНОГО ПОДШИПНИКА**

One of the main directions in energy enterprises is the transition to the type of repair according to technical condition. To make the transition to this type of repair, it is necessary to determine the actual condition of the equipment as accurately as possible. To speed up the process of applying this type of repair, it is proposed to introduce a methodology for the operational calculation of the technical condition of equipment using a universal indicator – the technical condition index calculated by online software.

Keywords: *reliability, technical condition assessment, technical condition index, online calculation, power equipment, generator bearing, monitoring, automated control system, condition parameters, repair according to technical condition.*

Надежная и безопасная эксплуатация оборудования является одной из главных задач электростанций. Для поддержания оборудования в работоспособном состоянии его с определенной периодичностью выводят в ремонт. Техническое обслуживание и ремонт — комплекс технологических операций и организационных действий, направленных на поддержание исправности оборудования при его использовании по назначению. Наиболее распространенным методом организации ремонтов в энергетической отрасли является система планово-предупредительного ремонта. В конце 2017 года приказом Министерства энергетики [1] утверждены новые правила

организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, в которых введено новое понятие в сфере ремонтов – ремонт по техническому состоянию, а также определены условия, при которых данный вид организации ремонта может применяться.

В настоящий момент на СШГЭС применяется планово-предупредительный вид ремонта, который проводится с установленной заводом-изготовителем и нормативно-технической документацией периодичностью, сроками и объёмом работ. Общее техническое состояние оборудования при определении периодичности и сроков ремонтов зачастую не учитывается, а объём работ уточняется лишь после вывода оборудования в ремонт. В то же время существует перспектива перехода от планово-предупредительного ремонта на ремонт по техническому состоянию оборудования.

Ремонт оборудования по состоянию [2] основан на том, что все работы производятся в зависимости от реального текущего технического состояния узлов оборудования, контролируемого в процессе эксплуатации на основании измерения соответствующих параметров. По результатам проведенного анализа определяют и сроки, и объёмы планируемого ремонта. Важным отличием вышеуказанных видов ремонта является то, что в системе планово-предупредительного ремонта основанием для вывода оборудования в ремонт является его наработка, а при ремонте по техническому состоянию – его фактическое состояние.

На основании вышесказанного можно сделать вывод, что применяемая система планово-предупредительного ремонта требует оптимизации.

На текущий момент в мире отсутствуют системы, позволяющие оценить индекс технического состояния основного оборудования ГЭС в режиме реального времени. Предлагается разработка уникальной методики оценки технического состояния, которая позволит определять фактическое состояние оборудования в режиме онлайн.

Цель этой методики - выразить в одной цифре состояние оборудования и принять решение о необходимости воздействий, а именно, объединить параметры, имеющиеся в АСУ ТП, добавить данные, собираемые периодически специалистами оперативной службы, службы мониторинга оборудования и результаты осмотров, и дать оценку состоянию оборудования выразив его всего в нескольких цифрах, но делать это постоянно, то есть пересчитывать индексы технического состояния автоматически каждый раз при обновлении одного из параметров.

Первый шаг для принятия решения о переходе к ремонту по техническому состоянию – возможность определения фактического технического состояния оборудования.

При оценке технического состояния оборудования с помощью индексов технического состояния, индекс узла или единицы оборудования принимает значения от 0 до 100, где 0 – наихудшее значение, 100 – наилучшее.

В энергетической отрасли введена единая методика расчета индексов технического состояния оборудования [3]. Согласно данной методике процесс оценки технического состояния оборудования представляет собой сопоставление фактических значений параметров с установленными нормативной документацией значениями, а также последующее определение индексов технического состояния. Каждый параметр технического состояния узла оценивается в соответствии с балльной шкалой оценки отклонения фактических значений таких параметров от значений, установленных нормативно-технической документацией.

По мнению автора статьи, в текущей редакции у Методики Минэнерго наблюдаются существенные недостатки:

1) Рассматриваемый функциональный узел «Подпятник и генераторный подшипник» не позволяет достоверно оценить техническое состояние каждого узла - и подпятника, и генераторного подшипника отдельно;

2) Недостаточная достоверность из-за неполного охвата параметров, необходимых для объективной оценки состояния оборудования;

3) Большой срок между расчетами индексов технического состояния – 1 год.

При анализе нормативно-технической документации [3], [4], [5], [6] в области требований, предъявляемых к генераторному подшипнику, были определены контролируемые параметры технического состояния направляющего подшипника генератора, сведенные в таблицу 1.

Таблица 1 - Общие требования, предъявляемые к подшипнику генератора

№ п/п	Контролируемые параметры	Допустимые значения	Средства и методы контроля	Периодичность контроля
1	Уровень масла в ваннах подшипника	Уровень масла не должен выходить за максимальное и минимальное значение, установленное местной инструкцией по эксплуатации	Датчик уровня масла, визуально по масломерному стеклу	Постоянно
2	Масло в ваннах подшипника:	–	–	–
2.1	Кислотное число	не выше 0,5 мг КОН/г	химический анализ	контроль – 1 раз в неделю; сокращенный анализ – 1 раз в год при полной прозрачности масла
2.2	Реакция водной вытяжки	нейтральная	химический анализ	
2.3	Вязкость	±25% от первоначального	химический анализ	
2.4	Падение температуры вспышки	более 10 °С по сравнению с первоначальной	химический анализ	1 раз в неделю
2.5	Внешний вид	прозрачный	визуально	
2.6	Содержание механических примесей и воды	отсутствует	визуально	1 раз в неделю
3	Сопrotивление изоляции подшипника	не менее 1Мом при температуре от 10 до 30 °С	мегаомметр	при каждом капитальном ремонте, если необходимость в этом не возникнет ранее

№ п/п	Контролируемые параметры	Допустимые значения	Средства и методы контроля	Периодичность контроля
4	Биение вала у направляющих подшипников	не должно превышать значение, установленное заводом-изготовителем	Индикатор часового типа; Датчики биения вала	При обходах; Постоянный контроль
5	Вибрация корпусов маслованн, подшипника	не должна превышать значение, установленное заводом-изготовителем	Переносная виброизмерительная аппаратура. Стационарные датчики вибрации	Периодически; Постоянный контроль
6	Температура вкладышей, сегментов	Температура, установленная местной инструкции по эксплуатации	Термосопротивления, термосигнализатор	Постоянно
7	Температура масла в маслованне	Температура, установленная местной инструкции по эксплуатации	Термосопротивления, термосигнализатор	Постоянно
8	Состояние уплотнения между валом и корпусом маслованны подшипника	Протечки масла через выгородки маслованн, фланцевые соединения и уплотнения недопустимы	Визуально	При обходах
9	Фланцевые и стыковые соединения масляных ванн подшипников и их крышек	Согласно заводским чертежам	Визуальный и измерительный контроль	При выводе в ремонт
10	Температура зоны контакта на валу гидроагрегата	Отсутствует превышение относительно установившихся значений	Телевизионный контроль	При обходах
11	Зазор между втулкой и сегментами	устанавливается заводом-изготовителем. Допускаются отклонения $\pm 10\%$	Инструментально	При выводе в ремонт
12	Плотность сцепления баббита со стальным основанием	отставание не более 15% площади рабочей поверхности	Инструментально	При выводе в ремонт
13	Плотность посадки на вал втулки подшипника	Согласно заводским чертежам	Инструментально	При выводе в ремонт
14	Состояние баббитовой поверхности сегментов	не менее 1-2 пятен прилегания на 1 см ² . Допустимы 2-3 небольших участка с меньшим числом пятен	Инструментально	При выводе в ремонт
15	Шероховатость поверхности втулки	не хуже 0,63 мкм. Допускается наличие отдельных царапин, края их должны быть заглажены	Инструментально	При выводе в ремонт
16	Смятие головок опорных болтов или опорных вкладышей	не более 0,05 мм	Инструментально	При выводе в ремонт

Указанные требования, при условиях адаптации к конструктивным особенностям конкретного подшипника, позволяют достоверно оценить техническое состояние направляющего подшипника в процессе эксплуатации, а система и обобщение требований позволит это делать более качественно.

На данный момент определен перечень контролируемых параметров, планируемый к оценке при расчете индекса технического состояния генераторного подшипника СШГЭС в режиме реального времени, а также методы и средства измерения данных параметров, представленные в таблице

2. Для оценки индекса технического состояния необходимо оценить группы представленных параметров, измеряемых постоянно, либо периодически. Каждая группа параметров имеет однозначные критерии оценки. Далее планируется все оценки преобразовать в индекс – одну цифру, которую постоянно видит перед собой персонал.

Таблица 2 - Контролируемые параметры генераторного подшипника

Предварительный перечень параметров функционального узла применяемых для расчета ИТС ГП	Параметр используется для онлайн-расчета ИТС (возможности АСУ ТП СШГЭС)	Внесение параметра по результатам обходов и осмотров, отборов проб масла	Внесение параметра по результатам визуально-измерительного контроля в ремонт
Температура масла в маслованне	+	—	—
Уровень масла в ваннах подшипника	+	—	—
Течь масла из-под маслованны	—	+	+
Биение вала у направляющих подшипников	+	—	—
Вибрация корпуса маслованны подшипника	+	—	—
Шероховатость поверхности втулки	—	—	+
Смятие головок опорных болтов или опорных вкладышей	—	—	+
Температура вкладышей, сегментов	+	—	—
Зазор между опорным болтом и сухарем сегментов генераторного подшипника	—	—	+
Зазор между вал-надставкой и изолирующим кольцом	—	—	+
Состояние поверхности сегментов	—	—	+
Сопротивление изоляции сегментов подшипника	—	—	+
Состояние уплотнения между валом и корпусом маслованны подшипника	—	—	+
Фланцевые и стыковые соединения масляных ванн подшипников и их крышек	—	—	+
Температура кожи и зоны контакта на валу гидроагрегата	—	+	—
Плотность посадки на вал втулки подшипника	—	—	+
Температура технической воды на входе из теплообменников	+/-	—	—
Температура технической воды на выходе из теплообменников	+/-	—	—
Поступление охлаждающей воды в маслоохладители	+	—	—
Кислотное число	—	+	—
Вязкость	—	+	—
Содержание механических примесей	—	+	—
Содержание воды	—	+	—
Реакция водной вытяжки	—	+	—
Падение температуры вспышки по сравнению с первоначальной	—	+	—
Температура вспышки	—	+	—

Дальнейшие шаги по реализации оперативного расчёта индексов технического состояния – уточнение перечня контролируемых параметров, разделение параметров по группам, определение весовых коэффициентов групп параметров, формирование критериев оценки параметров, разработка алгоритмов расчета индекса технического состояния генераторного подшипника для автоматизации процесса расчета в режиме реального времени средствами АСУ ТП ВУ.

Внедрение оперативного расчета индексов технического состояния позволит с помощью многокритериальной и бальной системы оценок достоверно и своевременно выполнять оценку технического состояния оборудования и отражать результат в удобной для восприятия форме, что позволит приблизить переход к ремонтам оборудования ГЭС по техническому состоянию, а также (по мере ухудшения индексов) определять развивающиеся дефекты оборудования на начальной стадии развития, что снизит расходы на ремонт и повысит надежность эксплуатируемого оборудования.

Список источников

1. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»: приказ от 25 октября 2017 г. № 1013. – Москва : Министерство энергетики РФ, 2017. – 433 с.
2. Ремонт и наладка устройств электроснабжения // Ожерельевский железнодорожный колледж URL: <http://ojerelie.pgups.ru/wp-content/uploads/2020/12/MDK.02.01-Remont-i-naladka-ustrojstv-elektrosnabzheniya-8.pdf>.
3. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей: приказ от 26.07.2017 г. № 676. – Москва: Министерство энергетики РФ, 2017. – 274 с.
4. СТО 17330282.27.140.001 - 2006 Гидроэлектростанции. Методики оценки технического состояния основного оборудования 01.08.2006 // ПАО «РусГидро» URL: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/83a/001_STO-17330282.27.140.001-2006.pdf.
5. Гидрогенератор типа СВФ1-1285/275-42 УХЛ4 для Саяно-Шушенской ГЭС. Руководство по эксплуатации. ОБС.461.134 РЭ. 2010 – 57 л.
6. Надточей В. М., Уринцев Я. С. Справочник по ремонту и модернизации гидрогенераторов. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 272 с.

А. Д. Оплято

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТАМОДЕЛИРОВАНИЯ В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ

The metamodel allows you to quickly adjust the parameters of various modes of operation of hydroelectric power plants, as well as change optimization standards and various types of restrictions. The description of the power plant model helps in studying the operation taking into account various requirements, limitations and current forecast data.

Keywords: *metamodeling; hydropower; regime planning; deformation metamodel.*

Гидроэнергетика считается важной частью в энерго-системе государства. Выработка электричества на гидроэлектростанциях воздействует на всю сеть. Благодаря тому, что ГЭС является высокоманевренной. Она сглаживает графики нагрузки и поддерживает уровни напряжения в системе. Межгодовая изменчивость колебаний водности в бассейнах рек вызывает трудности в эффективном управлении режимами водохранилищ гидроэлектростанций, следовательно и в управлении всей энерго-системы страны. Поэтому необходимо предварительно предусматривать все возможные ситуации. Для этого пригодится такая информационная технология как метамоделирование, которая поможет составлять графики на основе базы данных. С помощью метамоделирования все известные данные будут упорядочены и объединены в единую структуру. Применение метамоделирования предполагает использование методов математического программирования и позволяет сочетать различные методы оптимизации, уменьшать число и диапазон поиска, выполнять оценку точности расчетов. Даже при незначительных изменениях собранных данных относительно уже известных ранее, работники гидроэлектростанции будут обладать возможностью заметить нарушение в системе на много раньше и с большей вероятностью.

Пользу метамоделирования в своей статье рассматривали Абасов Н. В. и Осипчук Е. Н.: “Модели режимов ГЭС могут иметь различные критерии оптимизации, наборы ограничений, периоды агрегирования. Уравнение водного баланса рассматривается как основное, характерное для всех моделей. Выделяются общие классы ограничений: базовые (технические характеристики гидрообъекта), по режимам работы (накопление или сработка

водохранилища), дополнительные (с учетом водохозяйственных, экологических и др. требований).” [1, с. 3]

Метамоделю разрешает практически сразу настраивать характеристики всевозможных режимов работы ГЭС с вероятностью конфигурации аспекта оптимизации, всевозможных классов ограничений. Пример метамодеи, используемой на ГЭС, можно посмотреть на рисунке 1.

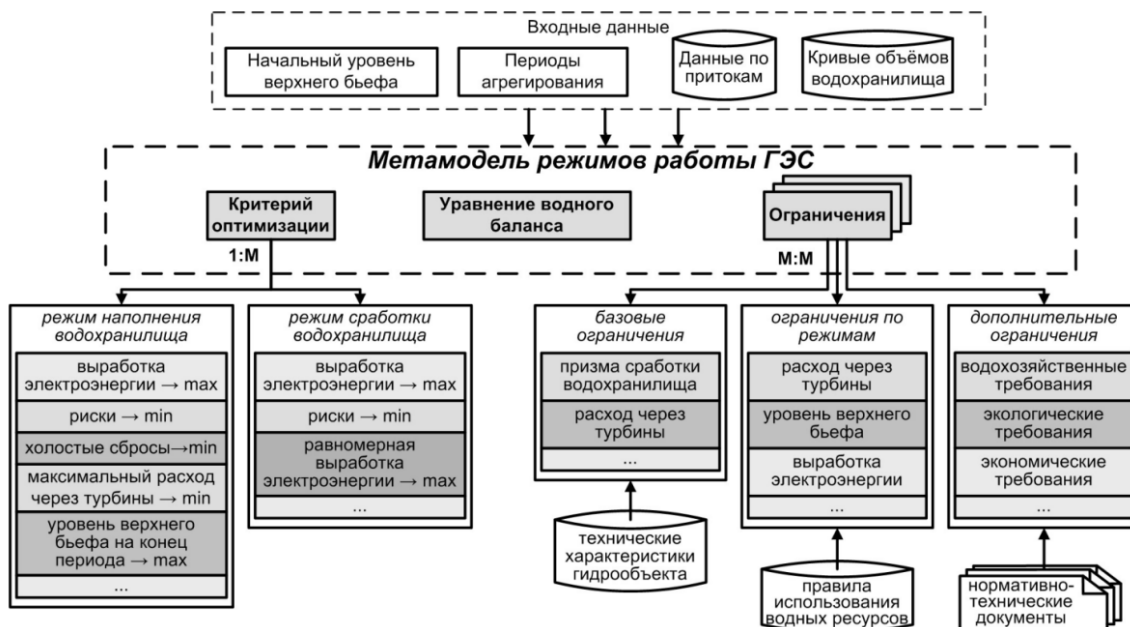


Рисунок 1 - Метамоделю режимов работы ГЭС

Метамодеи дают возможность оптимизировать управление режимов работы ГЭС и планировать такие режимы. Не обращая внимания на то, что метамодеирование на первый взгляд не считается важным разделом в информационных технологиях. Оно несет свою пользу и, может быть, даже не заменимо. С его помощью можно с легкостью обрабатывать поступающую информацию и определять возможные изменения в работе системы.

Доктора наук Чернышов М. Ю., Абасов Н. В. и Осипчук Е. Н. исследовали, где возможно использовать метамодеирование и что для этого требуется. В своей статье они высказывали пользу данной информационной технологии и ее возможности: “В методологии управления режимами ГЭС до сих пор использовали два подхода, основанных на «правилах назначения режимов гидроузлов с помощью диспетчерских графиков» и расчетах режимов с помощью различных математических моделей. Повышение качества принимаемых управленческих решений возможно при условии правильного выбора технологических режимов и при учете возможных рисков функционирования ГЭС. Для этого необходимо учесть и использовать данные, полученные посредством нескольких различных методических подходов, дополняющих друг друга. Это позволяет сделать новая технология, предполагающая метамодеирование, которая обеспечивает согласование

традиционных подходов с новыми, использующими долгосрочные прогнозы природообусловленных факторов энергетики (прогнозы приточности воды в водохранилища, осадков и температур в различные периоды). Описание режимов ГЭС с помощью метамоделей позволяет целостно представить и исследовать функционирование гидрообъекта с учетом различных требований, ограничений и прогнозных данных по притоку.” [2, с. 4]

Также, они рассматривали возможные уровни обобщения данных об объекте с помощью метамоделей. При заполнении каждого уровня данными и создания из них одной большой единой структуры, становится возможным исследование системы, более детально относительно связанной между собой, всевозможной уже известной информацией. Каждый уровень самостоятельно отвечает за собственную важность в структуре и данные использованные в нем.

В качестве одного из направлений использования метамоделирования, можно использовать метамоделю деформирования и разрушения структурно-сложных конструкций, связанную с изучением условий происхождения и их изменением в пространстве и во времени в течение всего жизненного цикла. При исследовании сооружений на изменения в структуре объекта трудно заметить разницу без использования дополнительного оборудования и программ. Именно данное направление метамоделирования рассматривают в своей статье Доронина С., Резмунта Е. и Филипповой Ю. “При анализе структурно-сложных конструкций затруднительно, не выходя за пределы макроуровня, в полной мере учесть процессы системного взаимодействия макрообъектов. Необходим выход на более высокий уровень, который условно можно назвать механикой систем. Он может быть осуществлен с использованием понятия метамоделю, представляющей собой информационную модель более высокого уровня абстракции, описывающей структуру и принципы действия других моделей.” [3, с. 4] Данное направление метамоделирования определенно несет пользу особенно для сооружения плотин, сборки гидроагрегатов и турбин.

Использование метамоделей в гидроэнергетике содействует повышению качества вычисления режимов работы и помогает в эксплуатации самого сооружения. Оно способно отслеживать изменения и неточности в эксплуатации и конструкции всей системы. Как-никак любые мельчайшие недостатки могут привести к непредвиденным чрезвычайным ситуациям. А значит, использование метамоделирования в данной сфере открывает для нас новые и полезные возможности.

Список источников

1. Абасов Н. В., Осипчук Е. Н. Вестник Иркутского государственного технического университета // Язык описания метамоделей задач математического программирования и его применение в гидроэнергетике. – 2012. – № 5. – С. 13–14.
2. Чернышов М. Ю., Абасов Н. В., Осипчук Е. Н. Вестник Бурятского государственного университета. Математика, информатика // Применение технологии метамоделирования в управлении технологическими режимами ГЭС. – 2014. – № 9. – С. 48–52.
3. Доронин С. В., Резмунт Е. М., Филиппова Ю. Ф. Информационные и математические технологии в науке и управлении // Построение информационно-вычислительной метамоделей деформирования и разрушения структурно-сложных конструкций. – 2019. – № 2. – С. 17–19.

УДК 378

С. П. Орешкова

Е. Б. Ерцкина

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ПОИСК ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ ОБУЧЕНИЯ ГРАФИЧЕСКИМ ДИСЦИПЛИНАМ

The article analyzes the experience of distance learning during the coronavirus pandemic, which allowed us to develop and put into practice a combination of traditional and distance learning methods. This form of work creates new motivational components of the learning process due to the availability of the theoretical component and the teacher's ability to mobile update information in a remote format.

Keywords: *distance learning, coronavirus pandemic, problems of education, electronic course, engineering graphics, fundamentals of computer-aided design.*

В условиях вирусной пандемии, при обучении студентов на смену традиционному аудиторному образованию пришло онлайн-образование, при котором учебный процесс строился в форме дистанционного, электронного и сетевого обучения.

Организация и методы обучения, по которым были построены занятия, для эффективности дистанционной работы студентов в электронной обучающей среде, были как традиционными, так и полностью авторскими.

В статье «Педагогические аспекты дистанционного обучения графическим дисциплинам в техническом вузе в период пандемии» [1] авторами были проанализированы проблемы и эффективность дистанционного обучения студентов Саяно-Шушенского филиала СФУ.

Цифровой платформой электронного обучения в вузе была система Moodle, которая явилась способом общения между студентами и преподавателями в электронной информационно-образовательной среде, ориентируя для организации традиционных дистанционных курсов.

На цифровой платформе Moodle были разработаны и размещены в соответствии со стандартом ФГОС ВО реализующий компетентностный подход в обучении, графические дисциплины «Инженерная графика» и «Основы автоматизированного проектирования (АСАD)».

На примере этих дисциплин были выявлены проблемы проверки и консультирования в процессе работы с графическими материалами (эскизы, рабочие чертежи и т. п.) на этапах выполнения и контроля в дистанционном формате обучения.

Выполнение индивидуальных графических работ по инженерной графике осуществлялась в «ручную» применяя навыки работы с чертежными инструментами. Для проверки, выполненные графические работы, с помощью карандаша на бумаге, требовалось перевести в электронный формат, с использованием цифровых технологий [1, с. 83].

Проверка таких работ выявило ряд проблем, главное это сложность определения масштаба в отсканированном чертеже, что затрудняло проверку правильности построения действительных размеров, а так же построение диалога в консультационном режиме.

Дисциплина «Инженерная графика», изучается на первом курсе, в течение двух семестров, «Основы автоматизированного проектирования (АСАD)» в третьем семестре. Для работы с чертежами в дистанционном формате, руководством вуза было внесено изменение в учебный план о порядке изучения дисциплин, где АСАD перенесли с третьего семестра на второй, совместив при параллельном изучении с инженерной графикой.

Знания инженерной графики и возможности программы AutoCAD, которая изучается в рамках дисциплины «Основы автоматизированного проектирования (АСАD)» позволяют студентам закрепить и применить эти знания и навыки, создавая комплект конструкторской документации по графическим заданиям и тем самым повышая уровень инженерно-графической и технической подготовки.

Формат дистанционного обучения и пересмотр учебных планов в направлении параллельного изучения инженерной графики и основ автоматизированного проектирования было необходимым решением, что дало положительный результат. Стало возможно проверить правильность

выполнения работы в масштабе, указать ошибки, выделив их другим цветом, выполнить необходимые текстовые замечания непосредственно на чертеже.

Опыт работы дистанционного обучения дал перспективы в разработке и применении на практике новых методов обучения, таких как комбинирование традиционного и дистанционного методов. Такая форма работы создает новые мотивационные составляющие учебного процесса за счет доступности теоретической составляющей и возможности преподавателя к мобильному обновлению информации в дистанционном формате.

В настоящее время инженерная графика и основы автоматизированного проектирования ведутся согласно новому учебному плану в СШФ СФУ по направлениям бакалавриата 09.03.02 «Информационные системы и технологии» и 13.03.02 «Энергетика и электротехника».

Общеизвестно, что графическая грамотность является одним из основных показателей инженерного образования и поэтому изучение и освоение данных дисциплин именно в такой связке дает положительные результаты.

На лекционных и практических занятиях по инженерной графике студенты изучают графическое оформление конструкторской документации (ГОСТ) согласно требованиям единой системы конструкторской документации (ЕСКД) и учатся ориентироваться в общей системе и в структуре отдельного стандарта. На занятиях с применением программы AutoCAD, полученные знания основных требований стандарта переходят в цифровой формат.

Дисциплина «Основы автоматизированного проектирования (ACAD)» преподается для студентов именно в комбинированной форме, где лекции ведутся в дистанционном формате на e-курсах цифровой платформы Moodle, а практические занятия традиционным методом в учебных аудиториях.

Формат лекций на цифровой платформе Moodle предполагает размещение не только информационных материалов, но и создавать страницы с промежуточным тестированием по ходу лекции, что позволяет удерживать внимание студента и сосредоточиться при ответах на промежуточный опрос (рис.1).

Самостоятельно изученный учебный материал лекции, позволяет повышать мотивацию и активизирует самостоятельную учебную деятельность с учетом их способностей и готовность самостоятельно добывать и обновлять знания в дистанционном формате. Обучающиеся составляют конспект, отвечают на тестовые задания, готовят вопросы по изученному материалу для консультации и обсуждения его на занятиях.

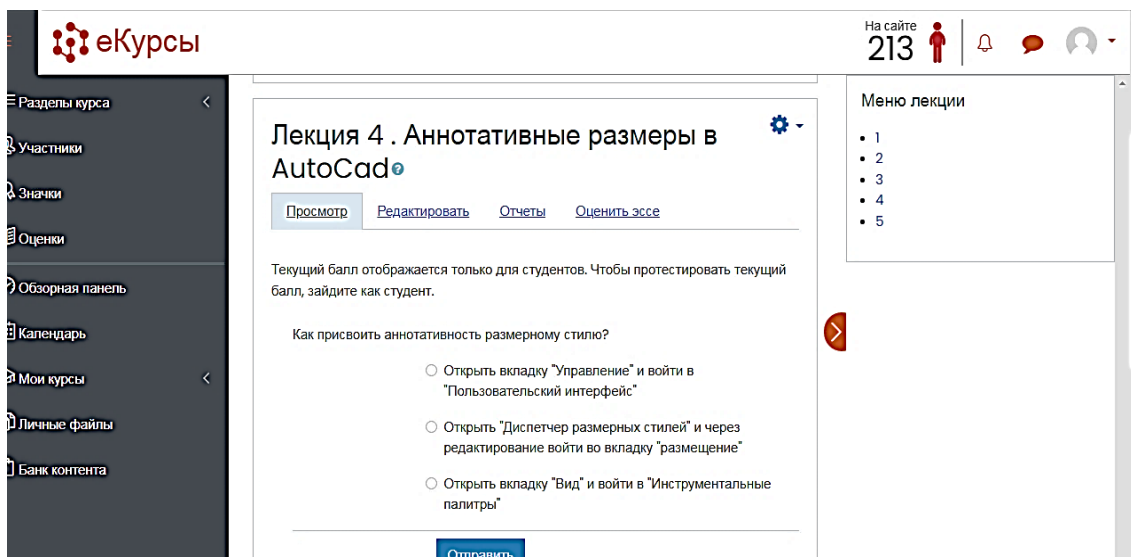


Рисунок 1- Пример промежуточного контроля лекции

Усиление роли самостоятельной работы означает принципиальный пересмотр организации учебно-воспитательного процесса в вузе, который должен строиться так, чтобы развивать умение учиться, формировать у студента способности к саморазвитию и творческому применению полученных знаний [2, с. 27].

Практические аудиторные занятия, включают обсуждение лекционного материала на экране, где наглядно разбираются ответы на вопросы и детально рассматривается последовательность выполнения практических индивидуальных заданий, подобранных к каждой теме лекционного материала. Практические занятия проводимые в аудитории позволяют каждому студенту работать над своим заданием в индивидуальном режиме, а сама работа выстраивается в непосредственном контакте с преподавателем.

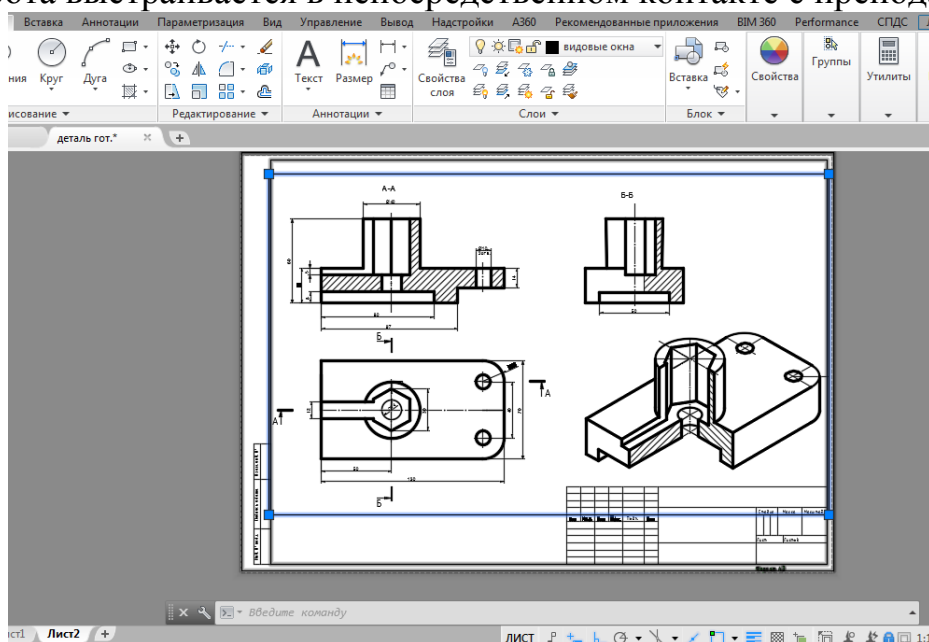


Рисунок 2 – Пример оформления графической работы в программе AutoCAD

Пример графической работы в программе AutoCAD приведен на рис. 2.

Таким образом, применение комбинированного метода обучения графическим дисциплинам позволяет повышать качество учебного процесса. Дистанционная работа параллельно с аудиторной обеспечивает индивидуализацию в учебном процессе, мотивирует познавательную деятельность, оптимизирует самостоятельную работу студентов.

Список источников

1. Ерцкина Е. Б., Орешкова С. П. Педагогические аспекты дистанционного обучения графическим дисциплинам в техническом вузе в период пандемии // Сибирский педагогический журнал. – 2021. – № 2. – С. 80–90.
2. Широбоков С. М. Нормативное и правовое обеспечение системы дистанционного образования – актуальная задача развития системы образования России // Almatater (Вестник высшей школы). – 2008. – № 4. – С. 26–35.

УДК 681.3

А. Р. Нуреев

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Научный руководитель:

А. М. Волошин

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

МЕТОД ПРОВЕДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СЕТЕВОГО ПРОТОКОЛА MQTT И КОНТРОЛЛЕРОВ ARDUINO

Due to the current situation during the pandemic, not only in Russia, but also in the world, there was a need for distance learning, and this applies not only to schools, but also to universities. Only if there are no difficulties with lectures and practices in some disciplines in the implementation of the labor process for students and teachers, due to the presence of a large number of messengers and platforms for conferences, then things are different with laboratory ones. In some cases, to perform laboratory work, it is enough to build a mathematical model of light or medium complexity, depending on the installation, having knowledge about the device of this installation, however, difficulties arise with unique equipment, because such models are very difficult to build, and teachers have to spend a lot of

time checking their operability. In addition, some universities organize retraining courses for specialists on their platform, and in the case of hydropower, the problem of conducting remote laboratory work is very acute. This project is aimed at solving these problems.

Keywords: *MQTT network protocol, Arduino controller, communication system, prototype, process automation.*

Необходимость проведения дистанционных лабораторных работ и трудности их реализации.

В связи со сложившейся во время пандемии обстановки не только в России, но и в мире, возникла необходимость дистанционного обучения, и касается это не только школ, но и университетов. Только если с лекциями и практиками по некоторым дисциплинам трудностей в реализации трудового процесса у студентов и преподавателей не возникает, ввиду наличия большого количества мессенджеров и платформ для конференций, то с лабораторными дела обстоят иначе. В некоторых случаях для выполнения лабораторных работ достаточно построить математическую модель работы лёгкой или средней сложности, в зависимости от установки, имея знания об устройстве этой установки, однако с уникальным оборудованием возникают сложности, ибо такие модели весьма сложно построить, да и преподавателям приходится тратить много времени на проверку их работоспособности. Вдобавок некоторые университеты организуют на своей платформе курсы переподготовки специалистов, и в случае с гидроэнергетикой проблема проведения дистанционных лабораторных работ стоит весьма остро. На решение этих проблем и направлен данный проект.

Почему именно MQTT?

MQTT – упрощённый сетевой протокол, работающий поверх TCP/IP, ориентированный на обмен сообщениями между устройствами по принципу издатель-подписчик.

Система связи, построенная на MQTT, состоит из сервера-издателя, сервера-брокера и одного или нескольких клиентов. Издатель не требует каких-либо настроек по количеству или расположению подписчиков, получающих сообщения. Кроме того, подписчикам не требуется настройка на конкретного издателя. В системе может быть несколько брокеров, распространяющих сообщения. MQTT предоставляет способ создания иерархии каналов связи – своего рода ветвь с листьями. Всякий раз, когда у издателя есть новые данные для распространения среди клиентов, сообщение сопровождается примечанием контроля доставки. Клиенты более высокого уровня могут получать каждое сообщение, в то время как клиенты более низкого уровня могут получать сообщения, относящиеся только к одному или двум базовым каналам, «ответвляющимся» в нижней части

иерархии. Это облегчает обмен информацией размером от двух байт до 256 мегабайт.

MQTT обладает следующими свойствами:

- Нейтрален к содержанию сообщения
- Идеально подходит для распределённых коммуникаций «один ко многим» и разъединённых приложений
- Оснащён функцией LWT (Last Will and Testament, «последняя воля и завещание») для уведомления сторон об аномальном отключении клиента
- Полагается на TCP/IP для базовых задач связи
- Разработан для доставки сообщений по шаблонам «максимум один раз», «минимум один раз» и «ровно один раз»

Данный протокол имеет некоторые достоинства, которые делают реализацию дистанционных лабораторных работ весьма доступной и легкой в осуществлении.

1) Малое использование трафика. Ввиду того, что MQTT-протокол – это весьма упрощённая версия протокола TCP/IP, трафика передача данных через подобный протокол затрачивает в разы меньше, чем через любой другой протокол, что позволяет уменьшить нагрузку на сервер-получатель.

2) Скорость. MQTT не предусматривает собой каких-либо сложных взаимодействий с информацией, что в свою очередь положительно влияет на скорость передачи/получения данных.

3) Малые потери. Из-за своей простоты внутренних взаимодействий этот сетевой протокол довольно устойчив к условиям нестабильного соединения или невысокой его скорости, что позволяет получать данные от отправителя более достоверно.

Преимущества Arduino

Arduino – это торговая марка аппаратно-программных средств для построения и прототипирования простых систем, моделей и экспериментов в области электроники, автоматики, автоматизации процессов и робототехники.

Марка эта была выбрана не случайно, потому что для конкретной задачи контроллеры этой марки подходят очень хорошо и на то есть несколько причин:

1) Низкий порог вхождения. Программирование контроллеров Arduino и подключение к ним различных контрольно-измерительных приборов является весьма несложной задачей, что в свою очередь упрощает проведение образовательного процесса, так как для контроллеров этого типа имеется собственная среда разработки и схемы подключения приборов к ним весьма легки в сборке.

2) Лёгкая стыковка с тех. оборудованием. Контроллеры Arduino довольно просто подключить практически к любому устройству, достаточно иметь разъём подходящий под конкретную плату.

3) Встроенное оборудование. Помимо возможности подключения дополнительного оборудования данные контроллеры имеют множество встроенных датчиков и исполнительных механизмов (цифровые сопротивления, шаговые двигатели, сервомоторы и т.д.), что позволяет избежать трудностей с настройкой и эксплуатацией контроллера и облегчить учебную деятельность с использованием дистанционного обучения.

Вывод

Представленный в данной статье метод решения проблем проведения дистанционных лабораторных работ призван упростить задачу их проведения и улучшить качество учебного процесса, так как его реализация не требует особых трудовых и финансовых вложений.

Список источников

1. Mohsen Hallaj Asghar. Internet of Things Architecture and Research App with MQTT Protocol. Lambert academic publishing, Германия, 2016 г.
2. Официальный сайт Arduino [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.arduino.cc>.

КРУГЛЫЙ СТОЛ

ТЕХНОЛОГИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

УДК 626/627+627.8.068+627.8.066

Р. Р. Гесслер
О. В. Захарова
В. А. Булатов

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ АРОЧНО-ГРАВИТАЦИОННОЙ ПЛОТИНЫ. РАДИАЛЬНЫЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ

This article describes the radial movements of the Sayano-Shushenskaya dam, as well as the causes of their occurrence

Keywords: *arch-gravity dam, radial displacements, viewing galleries, hydroelectric power station, concrete temperature, hydraulic units, dynamic loads, deformations, and displacements of the dam.*

Арочно-гравитационные плотины относятся к крупным гидротехническим сооружениям (ГТС). Нарушение устойчивости плотины и ее смещения могут привести к авариям и разрушениям, последствия которых могут быть катастрофическими. Чтобы предотвратить аварии и разрушения, проводят регулярные наблюдения за деформациями и перемещениями плотины.

Напряженно-деформированное состояние арочно-гравитационной плотины формируется такими нагрузками как: гидростатическое давление воды на напорную грань, воздействие температурного режима окружающей среды. Также неупругими деформациями скального основания или плотины,

происхождение которых связано с различного рода причинами, в том числе и техногенными воздействиями.

В качестве объекта исследования рассмотрим Саяно-Шушенскую ГЭС имени П. С. Непорожного. Это уникальная арочно-гравитационная плотина высотой 242 м и длиной плотины 1074 м. Считается самой высокой плотиной в России и одной из высочайших плотин в мире. Тип – приплотинная. Расчетный напор 194 м. Электрическая мощность 6400 Мвт.

Плановые перемещения. Радиальные перемещения

Этап наполнения водохранилища (с апреля по май), характеризуется ростом гидростатической нагрузки на плотину, что приводит к увеличению ее прогибов в нижний бьеф. Когда водохранилище опорожняют (с сентября-октября), то происходит снижение гидростатического давления, что способствует уменьшению прогибов сооружения за счет его перемещения в верхний бьеф.

Температурные изменения одинакового знака наружной грани арочно-гравитационной плотины по-разному влияют на изменение прогибов сооружения. Если нагрев верховой грани с марта по июль способствует увеличению радиальных перемещений в нижний бьеф, то рост температуры бетона низовой грани приводит к перемещению плотины в противоположную сторону – в верхний бьеф, уменьшая составляющие перемещение от гидростатической нагрузки и повышения температуры на напорной грани. остывание напорной грани плотины с августа по февраль обуславливает дополнительные радиальные перемещения сооружения в сторону водохранилища, тогда как охлаждение низовой грани вызывает смещение плотины в нижний бьеф, увеличивая перемещение от действующей гидростатической нагрузки.

В 2009 году суммарная необратимая составляющая прогиба гребня ключевой секции 33, обусловленная адаптацией плотины, ползучестью бетона и ремонтными мероприятиями вблизи напорной грани и в основании русловой плотины, достигла 59 мм при максимальном прогибе 142 мм.

В 2010 году было отмечено появление необратимой составляющей радиальных перемещения плотины в нижний бьеф по всей ее высот – от гребня до контакта скала-бетон. Считалось, что происхождение этой составляющей было связано с необычайно низкими температурами осенне-зимнего периода. Однако, с 2011 по 2015 года наблюдалось сохранение этой необратимой составляющей, но также и ее возрастание, хотя температурный режим был благоприятным, а гидростатическое нагрузка минимальна.

В 2012 году наибольшее приращение от 0,95 до 2,71 мм наблюдались в водосбросных секциях 39 и 45 на отметке 494 м и выше, несмотря на то, что температуры бетона низовой грани соответствовали значениям 2010 года, а температуры верховой грани были на 1-2 °С ниже и способствовали смещению в сторону водохранилища.

По логике вещей можно было бы сделать вывод, что при одинаковых температурах бетона напорной грани должно было произойти уменьшение прогибов, по крайней мере не их увеличение. Но по данным измерений, выполненных с помощью прямых отвесов, радиальные перемещения возросли. Прогиб ключевой секции 33 на отметке гребня увеличился на 3,99 мм, а в ее массивной части на отметке 467 м и ниже на 1,22–3,58 мм. Сравнительная характеристика радиальных перемещений 33 и 45 русловых секций плотины при УМО в 2006 и 2012 годах на некоторых отметках представлена в Таблице 1.

Таблица 1

Отметка, м	Годы	Температура бетона, °С				Радиальные перемещения	
		С33		С45		С33	С45
		Верх. грань	Низ. грань	Верх. грань	Низ. грань		
504 (отметка измерения температуры)	2006	4,0	3,4	5,1	3,2	55,14	37,82
494 (отметка измерения радиальных перемещений)	2012	6,3	6,5	3,7	3,2	58,60	40,29
462 (отметка измерения температуры)	2006	5,1	2,9			47,27	
467 (отметка измерения радиальных перемещений)	2012	4,9	7,0			50,82	

Наглядно, характеристика радиальных перемещений представлена на рисунке 1.

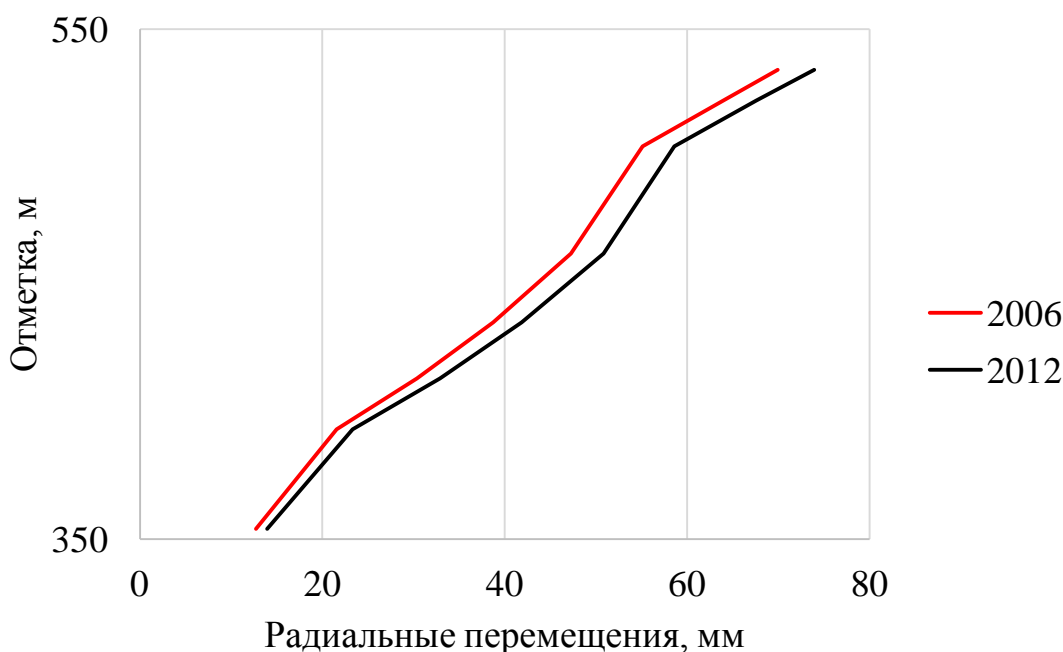


Рисунок 1

На рисунке 2 можно увидеть график приращений плотины при УМО в 2012 году относительно 2006 года в 33 секции на различных отметках.

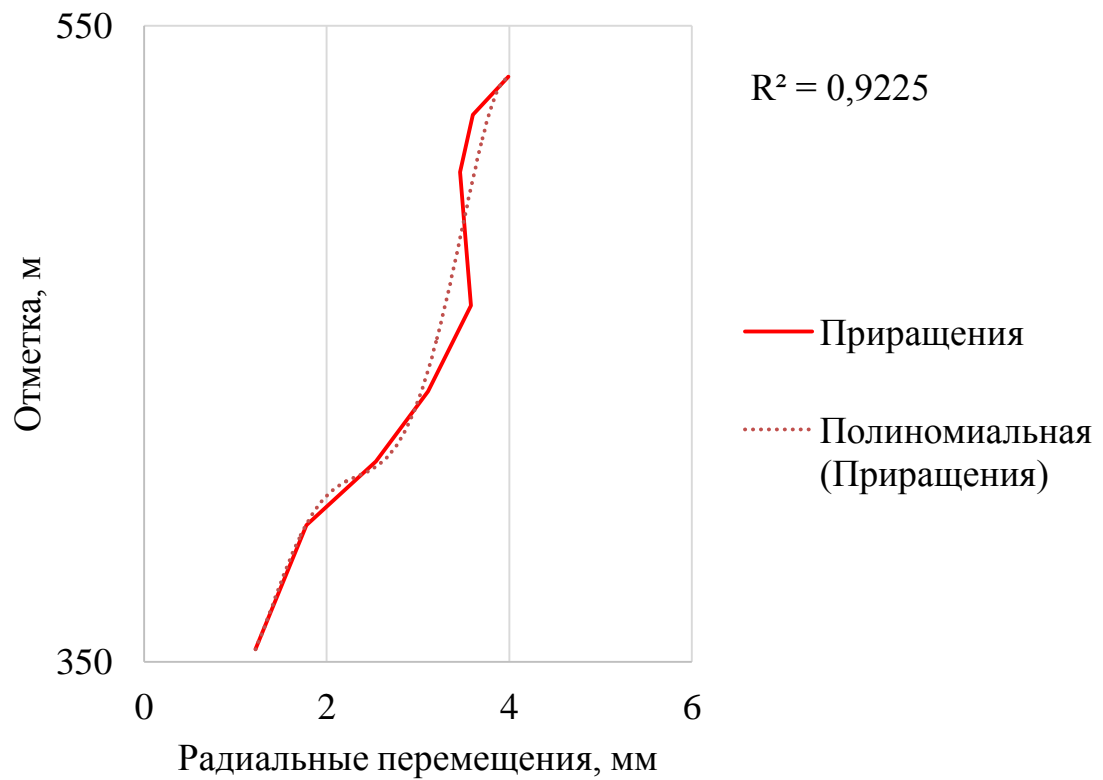


Рисунок 2

Графики изменения температуры бетона верховой грани 2006 и 2012 года представлены на рисунке 3.

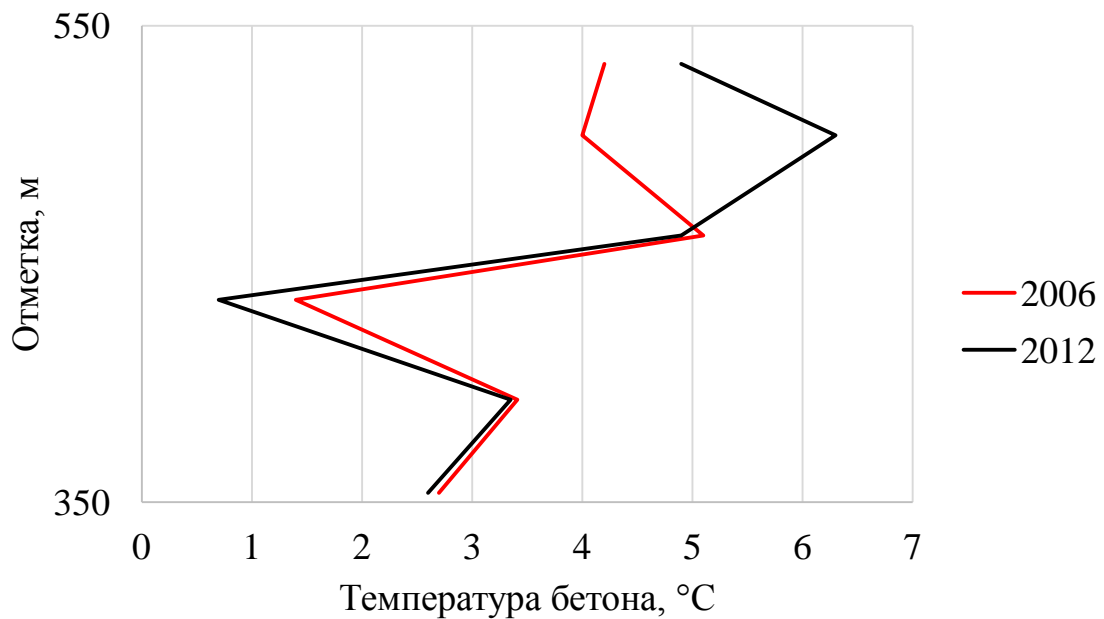


Рисунок 3

Как видно из графика на рисунке 3, температура бетона была одинакова (наибольшая разница 2,3 °С, наименьшая 0,06 °С). Вероятнее всего, причинами возрастания прогибов верхней грани можно назвать динамические воздействия, такие как:

- Взрывные работы на правом берегу с 2005 по 2009 гг.;
- Холостые сбросы с августа 2009 по сентябрь 2010 гг.;
- Испытание правобережного водосброса в 2010 и 2011 гг.;
- Поэтапный ввод в работу восстановленных гидроагрегатов (перед наполнением 2012 года их было 6).

С 2012 по 2015 гг. наблюдалась та же тенденция увеличения прогибов, но уже с меньшей скоростью. Разница приращения прогибов относительно 2006–2012 гг. уменьшилась до 59–82%. Это обусловлено тем, что были введены в работу все гидроагрегаты. Постепенный ввод всех гидроагрегатов поменял соотношения приращений на береговых секциях. Остаточные прогибы в правобережной секции 55 превышали прогибы в левобережной секции до 0,61 мм.

Выводы:

На различных этапах эксплуатации отмечались необратимые радиальные перемещения, которые были обусловлены динамическими нагрузками.

- С 2006 по 2009 гг. – взрывные работы на правом берегу;
- 2009 г. – техногенная катастрофа, из-за которой ГЭС работала в непроектном режиме до 2014 г.;
- Август 2009 г. – сентябрь 2010 г. – работа руслового водосброса в режиме холостых сбросов;
- 2010 г. и 2011 г. – испытание правобережного водосброса;
- 2010 г. – 2014 г. – постепенный ввод гидроагрегатов в работу.

К 2015 году разница радиальных приращений уменьшилась, относительно 2012 года. Это обусловлено тем, что ГЭС вернулась почти в прежний проектный режим. Но ввод правобережного водосброса дал увеличение радиальных перемещений в правобережной секции плотины. Очевидно, что возмущения от волн взрывов при разработке правобережной скалы повлияли на существенное возрастание прогибов. Так же можно сказать, что ввод всех гидроагрегатов повлиял и на радиальные перемещения левобережной секции, так как возрос уровень динамических нагрузок на станционную плотину.

Список источников

1. Проведение дополнительного анализа данных натурных наблюдений системы «плотины-основание» СШГЭС и формирование перечня признаков, характеризующих необратимые процессы в ГТС: Научно-технический отчет (по договору № 332с/15) / Л. С. Пермякова. – Черемушки, 2015. – 51 с.

О. В. Захарова

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ГТС ПРИ ДИНАМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

The construction of waterworks and the influence of the reservoir has anthropogenic effects on the state of the Earth's crust. Assessing the results of these impacts and predicting their impact is a complex task that requires improving the monitoring of the techno–natural system (TPS). The concept of geophysical monitoring of techno-natural systems of hydraulic structures with an enclosing array and reservoir assumes the development of reference observation systems in the near-surface zone of the lithosphere on a spatial and temporal scale with information processing before predicting future conditions. This article describes in detail the monitoring criteria. The main directions of improving seismic monitoring and geophysical methods for diagnosing the condition of hydraulic structures are: retrofitting existing systems with missing equipment and automating the diagnostic process itself in real time – for example, creating a digital twin of the GTS, which will allow predicting the development of certain situations with high accuracy and speed.

Keywords: *anthropogenic impacts, geophysical monitoring, geodynamic polygon, dynamic impacts, geophysical impacts*

Сооружение гидроузлов и влияние водохранилища оказывает антропогенные воздействия на состояние Земной коры. Оценка результатов этих воздействий и прогноз их влияния – сложная задача, требующая совершенствования мониторинга техно-природной системы (ТПС). Концепция геофизического мониторинга техно-природных систем гидросооружений с вмещающим массивом и водохранилищем полагает развитие систем опорных наблюдений в приповерхностной зоне литосферы в пространственном и временном масштабах с обработкой информации до прогнозирования будущих состояний.

Для решения таких задач создаются геодинамические полигоны в составе гидроузла. При создании геодинамического полигона требуется решить задачи геодинамического мониторинга имеющие практическое значение:

- выявление участков геологической среды и элементов гидротехнического сооружения, в наибольшей степени подверженных влиянию геодинамических воздействий;

- разработка мероприятий по снижению риска, связанного с геодинамическими процессами

- контроль эффективности инженерно-технических мероприятий по предотвращению или ликвидации геодинамических процессов и явлений

Создание геодинамического полигона многогранная задача. Некоторые элементы геодинамического мониторинга на Саяно-Шушенской ГЭС уже существуют:

- наблюдения за воронкой оседания-прогиба от изменения нагрузок водохранилища;

- наблюдения за смещениями массивов Кантегирского участка Большепорожской сейсмогенерирующей зоны;

- гидродеформационная сеть глубоких скважин в НБ гидроузла

- наблюдения по каркасной триангуляционной сети вокруг гидроузла характеризует наклоны берегов при взаимодействии с плотиной;

- локальная сеть сейсмологических станций вокруг гидроузла в составе региональной сейсмологической сети

Оптимальный вариант оценки геодинамических воздействий – обеспечение на тектоническом блоке с размещаемым гидроузлом отслеживания геодинамических процессов и сейсмической активности вблизи сейсмогенерирующих зон.

Среди нагрузок и воздействий на гидротехнические сооружения в эксплуатационный период, в первую очередь, стоит выделить гидростатическую нагрузку, температурное воздействие, собственный вес, сейсмическое и вибрационное воздействия на гидросооружение. При рассмотрении воздействия сейсмических факторов и вибрационного воздействия необходимо рассматривать установление и прогнозирование технического состояния гидротехнического сооружения по контролируемым показателям его работы, что является основным способом диагностики нарушений в напряженно-деформированном состоянии сооружения. Оно проводится по следующим диагностическим критериям:

1. Инженерно-сейсмологические наблюдения для контроля сейсмического режима ГТС;

2. Геофизический мониторинг физико-механических свойств и напряженно-деформированного состояния;

3. Инженерно-сейсмологические наблюдения для контроля сейсмического режима (количество энергии сейсмических события распределения их эпицентров в пространстве и во времени);

4. Геодезический мониторинг деформационных процессов, происходящих в сооружении и основании, а также, в зоне ложа водохранилища и в нижнем бьефе;

5. Специальные гидрогеологические наблюдения за геофильтрационным режимом и гидрогеодинамическими процессами;

6. Специальные виды геомеханических испытаний;
7. Инженерно-сейсмометрические наблюдения за параметрами колебаний сооружения и основания, вызванных местными землетрясениями промышленными взрывами и иными воздействиями;
8. Тестовые испытания по контролю динамических характеристик гидротехнических сооружений.

Так же возможны и другие виды наблюдений в зависимости от типа, класса, природы и интенсивности геодинамических процессов или природно-климатических условий.

На плотине Саяно-Шушенской ГЭС значительны изменения связанные с разуплотнением контактной поверхности. Для получения исследуемых параметров для сооружения создаются геодинамические полигоны – это территория наблюдения, на которой размещены специализированные измерительные средства и коммуникационная аппаратура, которые позволяют выполнять комплекс геодезических, геомеханических, инженерно-сейсмологических, сейсмометрических и геофизических наблюдений за природными, техногенными и техногенно-индуцированными геодинамическими процессами, влияющими на состояние сооружения, и его взаимодействие с окружающей природной средой.

Саяно-Шушенская ГЭС – одна из немногих в России, где активно ведется развитие сейсмомониторинга и геодинамического полигона. Также специалисты занимаются разработкой и опробованием методов исследования динамического состояния плотины. Ведется мониторинг по контролю изменений собственных частот колебаний сооружений и определение их декрементов затухания и изменению динамических напряжений.

Расчет логарифмических декрементов выполняется по сглаженному спектру сигнала в диапазоне поиска резонансной частоты. Измеряется добротность и вычисляются логарифмические декременты, по формуле:

$$V = \frac{\pi}{\sqrt{Q^2 - 0.25}},$$

где Q – добротность определяемая как $Q = \omega^0 / \Delta\omega$, где ω^0 – найденный пик на спектре резонансной частоты, $\Delta\omega$ – ширина резонансной кривой деленная по уровню $1/\sqrt{2}$ соответствующей собственной частоте на спектре.

Данные, получаемые в этих расчетах, близки к полученным в результате проведения динамических испытаний, и полученных по результатам расчетной оценки, что позволяет сделать вывод, что данная методика может быть использованная и для других геодинамических полигонов. И её можно классифицировать как метод неразрушающего контроля, для оценки происходящих процессов и изменений в напряженно-деформированном состоянии сооружения в текущий момент времени, а значит и прогнозировать состояние сооружения на перспективу.

Разумеется, кроме данных получаемых с сейсмоаппаратуры, следует учитывать и параметры температуры наружного воздуха в районе гидроузла, и уровней воды нижнего и верхнего бьефов, так как это все влияет на поведение плотины: радиальные перемещения гребня, раскрытия межсекционных швов, что в свою очередь, тоже влияет на декременты затухания колебаний собственных частот и входит в комплекс наблюдений. Процессы сближения берегов и уменьшения длины хорды арки способны вызвать рост арочных напряжений как в области нижней грани арочной плотины, так и постоянный рост арочных напряжений в бетоне верхней грани. Повсеместный рост арочных напряжений в плотине вызван глубинными геодинамическими процессами, происходящими в большой толще основания и берегов. Эти процессы примерно на четверть снижают эффективный модуль деформации скального основания на глубину в пределах первых 300 м. В результате к 2040 г. контакт плотины с основанием получит техногенную осадку около 38 мм, а арка плотины при этом испытывает деформацию изгиба в вертикальной плоскости створа плотины. Прогрессирующий процесс осадки основания и сопровождающий его процесс изгиба арочной плотины наводят в ее теле увеличивающиеся сжимающие напряжения, что не должно остаться без внимания и подлежит контролю, особенно по динамическим воздействиям.

Также считаем перспективным методом – внедрение методов сейсморазведки для оценки состояния ГТС, так как они позволяют получить «диагностическую карту» внутреннего состояния плотины по зонам, что и позволит сделать вывод о состоянии как бетонных частей, так и мест фильтрации, точно обозначить трещиноватость в контактной зоне, за счет разной скорости распространения и преломления сейсмических волн от искусственного источника.

Ещё технология проведения сейсморазведочных работ применима для уточнения геологического строения и определения физико-механических свойств грунтов в рамках методики оперативного неразрушающего контроля устойчивости и прогноза физического состояния гидротехнического сооружения.

Также с помощью методов сейсморазведки можно будет проводить экспресс-анализ динамических характеристик сооружения после землетрясений. Типовое строение плотин в большинстве случаев можно представить в виде четырех-пятислойной физико-геологической модели. Формирование ФГМ ГТС выполняется на основе известных корреляционных зависимостей между литологическим составом и упругими свойствами пород.

Использовать вычисленные по данным методикам динамические характеристики, как альтернативу натурным динамическим тестовым испытаниям, регламентированным в нормативной документации, при уточнении динамического паспорта сооружения.

Выполнять калибровку расчётных динамических моделей, с учетом всех имеющихся особенностей изменения динамических характеристик с последующей корректировкой методики расчетов по обоснованию сейсмостойкости сооружения.

Основными направлениями совершенствования сейсмомониторинга и геофизических методов диагностики состояния гидротехнических сооружений являются: дооснащение существующих систем недостающим оборудованием и автоматизация самого процесса диагностики в режиме реального времени – например, создание цифрового двойника ГТС, что позволит именно прогнозировать развитие тех или иных ситуаций с высокой точностью и скоростью.

Развитие и совершенствование методов, постоянный геодинамический контроль за состоянием сооружения, позволит разработать диагностические критерии для оценки уровня его безопасности и параметров его внутреннего состояния в реальном времени, а, следовательно, минимизировать риски возникновения чрезвычайных ситуаций и исключить возможные последствия их возникновения: материальные и человеческие потери.

Список источников

1. СТО 70 23 84 24.27.140.032-2009 Гидроэлектростанции в зонах с высокой сейсмической активностью, геодинамический мониторинг гидротехнический сооружений нормы и требования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200093606>. – Загл. с экрана. – Имеется печатный аналог.

2. А. Ю. Егоров, В. С. Костылев, М. И. Саранцев. Определение собственных частот колебаний плотины Саяно-Шушенской ГЭС по показаниям сейсмометрической аппаратуры и расчетными методами // Гидротехническое строительство. – 2016. – № 8. – С. 45–50.

3. М. И. Саранцев. Определение собственных частот колебаний плотины Саяно-Шушенской ГЭС по данным инженерно-сейсмическим наблюдений // Известия ВНИИГ, том 283, С. 72–81.

4. ГОСТ 34081-2017 Здания и сооружения. Определение параметров основного тона собственных колебаний = Buildings and constructions. Determination of parameters of the basic tone of natural oscillations: межгосударственный стандарт: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 октября 2017 г. N 1449-ст: введен впервые : дата введения 2017-11-01 / разработан Федеральным центром нормирования, стандартизации и технической оценки соответствия в строительстве (ФАУ "ФЦС"). – Москва: Стандартинформ, 2017.

5. Харченко М. А. Корреляционный анализ: учебное пособие для вузов. – Воронеж : Изд-во ВГУ, 2008. – 31 с.

6. СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81* : дата введения 2018-11-25. – Москва : ОАО НИЦ Строительство, 2018. – 122 с.

7. СП 358.1325800.2017 Сооружения гидротехнические. Правила проектирования и строительства в сейсмических районах [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/550566082>. – Загл. с экрана. – Имеется печатный аналог.

УДК 627.8.04

С. Д. Петрик

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Научный руководитель:

канд. техн. наук **Ю. Н. Александров**

Филиал ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»

ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СОСТОЯНИЯ И ПОСТРОЕНИЕ ПРОГНОЗНЫХ (РЕГРЕССИОННЫХ) МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ГТС

This article discusses the existing regression models and the problem of their accuracy. Also in this article, alternative independent variables are considered for building regression models based on field observations to reduce the model error.

Keywords: *hydroelectric power station, field observations, analysis, regression, model, safety criteria, control and measuring equipment.*

Диагностические показатели – наиболее значимые для диагностики и оценки состояния ГТС контролируемые показатели, позволяющие дать оценку безопасности и состояния системы «сооружение – основание – водохранилище» в целом или отдельных ее элементов. [1]

Диагностические показатели выбирают так, чтобы иметь возможность, в первую очередь, оперативно оценить уровень внешних воздействий на сооружение, механическую и фильтрационную прочность сооружений и их оснований, исправность и пропускную способность водосбросных и водопропускных сооружений.

Анализ данных многолетних наблюдений за состоянием плотины позволяет построить уточненные прогнозные модели, применимые для оперативного контроля состояния ГТС. Применение прогнозных (регрессионных) моделей позволит контролировать изменение диагностических показателей, и проводить оперативное вмешательство, для предотвращения развития аварийного режима работы ГТС.

Преимуществом регрессионной модели является ее высокая точность. Недостатком регрессионной модели является то, что она дает сугубо локальный прогноз одного диагностического показателя в одной измерительной станции (точке) в условиях, наблюдавшихся ранее. Точность регрессионной модели резко падает при экстремальных нагрузках, не наблюдавшихся в те годы, по данным которых находились коэффициенты прогнозной зависимости. [2]

Как основу для построения регрессионных моделей возьмём данные натуральных наблюдений Саяно-Шушенской ГЭС, а именно радиальные перемещения плотины. Диагностические показатели- перемещения на гребне секций 18,33,45, а также перемещения на отметке 440 метров этих секций. Для построения регрессионных моделей мною была выбрана секция 33 на отметке 440 метров.

Регрессионный прогноз для Радиальных перемещений секции 33 на отметке 440

Обычно для построения регрессионных моделей используется уравнение вида:

$$X = A + By + Cy^2 + D(T_n - T_{n_{нач}}) + E(T_n - T_{n_{нач}})^2 \quad (1)$$

где X – Радиальное перемещение;

y – Превышение УВБ над отметкой УМО;

T_n – температура бетона в базовой точке, измеренная датчиком ПТС-60 №8124, установленным в секции 33 на отметке 462 м. Расстояние от напорной грани 31 метр, от низовой грани 2,85 метра;

$T_{n_{нач}}$ – температура бетона в базовой точке, соответствующая первому элементу обучающей последовательности.

Для определения коэффициентов эмпирических формул в качестве обучающей последовательности были использованы данные натуральных наблюдений за период с 21.04.2015 по 31.12.2020. Верификация эмпирических зависимостей в качестве прогнозных выполнялась на данных натуральных наблюдений за период с 01.01.2021 по 31.12.2021.

Результаты построений регрессионных моделей с использованием датчика ПТС-60 №8124 представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета регрессионных моделей радиальных перемещений с использованием датчика ПТС-60 №8124

№	Вид модели	Коэффициенты					σ, мм
		A	B	C	D	E	
1	$X = A + By + C(T_H - T_{Hнач})$	39,64	1,06	-0,64	-	-	0,83
2	$X = A + By + Cy^2 + D(T_H - T_{Hнач})$	40,99	0,83	0,007	-0,75	-	0,50
3	$X = A + By + Cy^2 + D(T_H - T_{Hнач}) + E(T_H - T_{Hнач})^2$	41,00	0,83	0,007	-0,71	-0,005	0,49

Прогнозные модели представлены на рисунках 1-3.

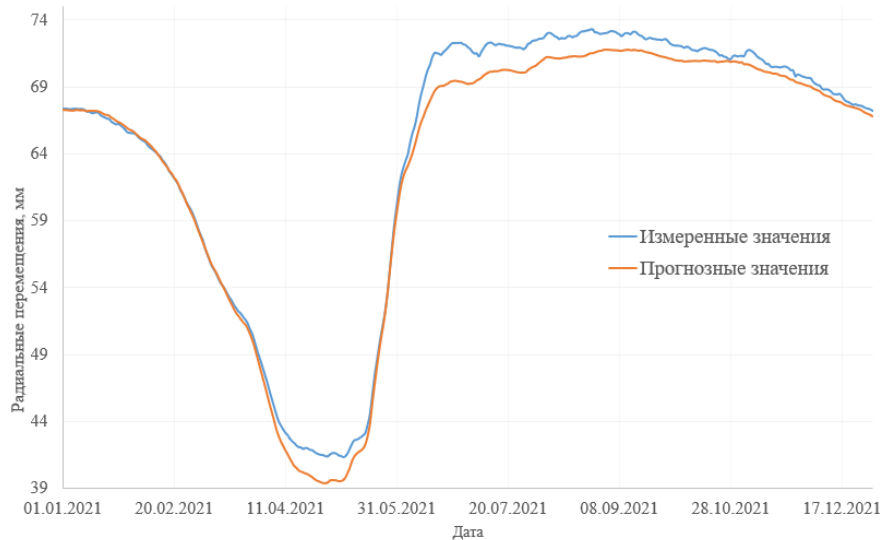


Рисунок 1. Сопоставление измеренных значений с прогнозной моделью радиальных перемещений №1 с использованием датчика ПТС-60 №8124

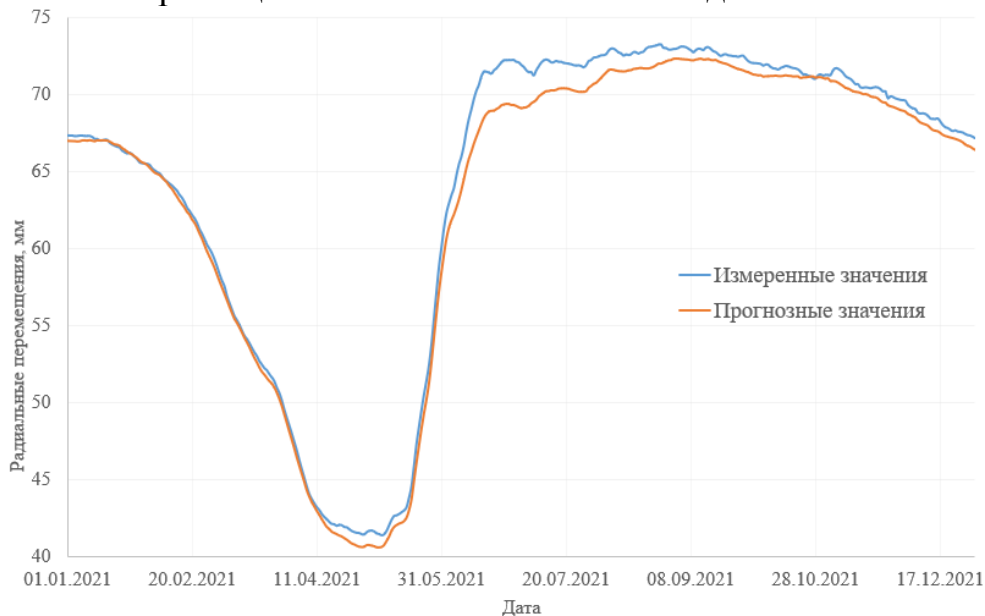


Рисунок 2. Сопоставление измеренных значений с прогнозной моделью радиальных перемещений №2 с использованием датчика ПТС-60 №8124

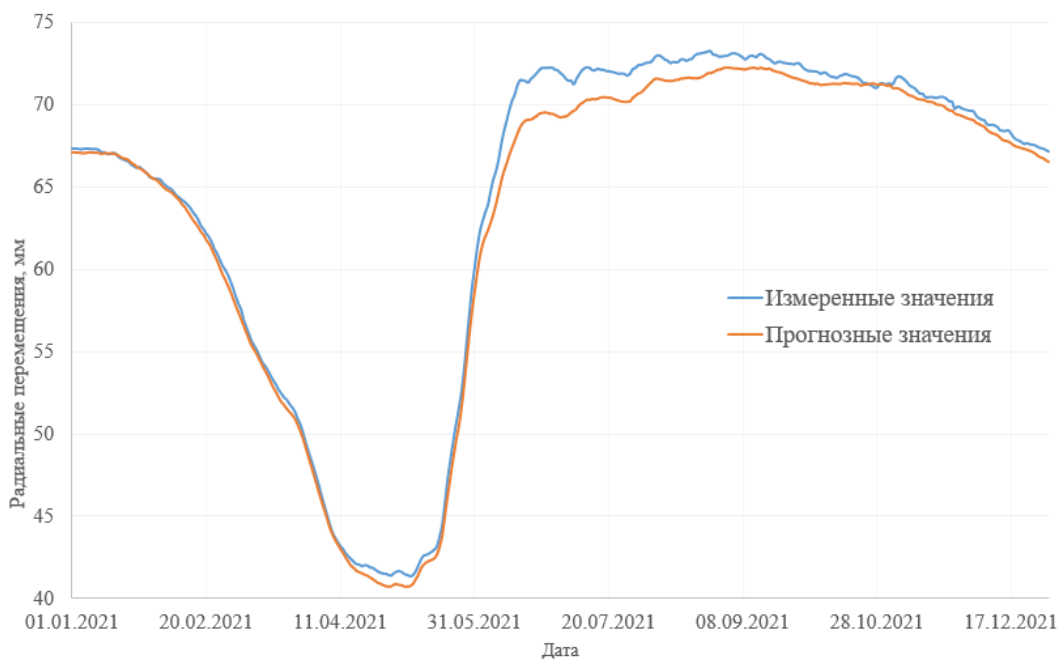


Рисунок 3. Сопоставление измеренных значений с прогнозной моделью радиальных перемещений №3 с использованием датчика ПТС-60 №8124

В качестве альтернативной базовой точки температуры рассмотрен датчик п.2955 установленный в секции 33 на отметке 444 метра. Расстояние от напорной грани 35 метров, от низовой грани 2,5 метра. Тб- температура бетона в данной точке.

Результаты построений регрессионных моделей с использованием различных эмпирических формул для датчика п.2955 представлены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты расчета регрессионных моделей радиальных перемещений с использованием датчика п.2955

№	Вид модели	Коэффициенты					σ, мм
		A	B	C	D	E	
1	$X = A + BT\bar{\theta} + Cy$	40,78	-0,60	1,06	-	-	0,84
2	$X = A + BT\bar{\theta} + Cy + Dy^2$	42,29	-0,71	0,83	0,006	-	0,54
3	$X = A + BT\bar{\theta} + CT\bar{\theta}^2 + Dy + Ey^2$	42,21	-0,65	-0,005	0,83	0,007	0,53

Прогнозные модели представлены на рисунках 4-6.

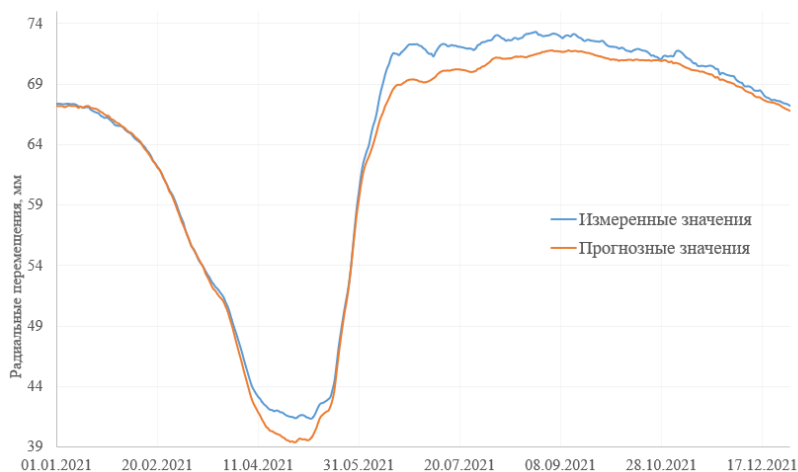


Рисунок 4. Сопоставление измеренных значений с прогнозной моделью радиальных перемещений №1 с использованием датчика п.2955

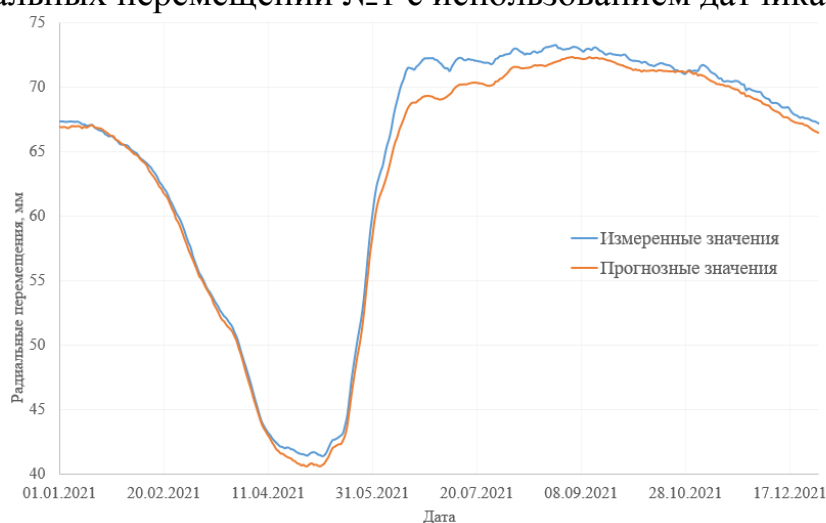


Рисунок 5. Сопоставление измеренных значений с прогнозной моделью радиальных перемещений №2 с использованием датчика п.2955

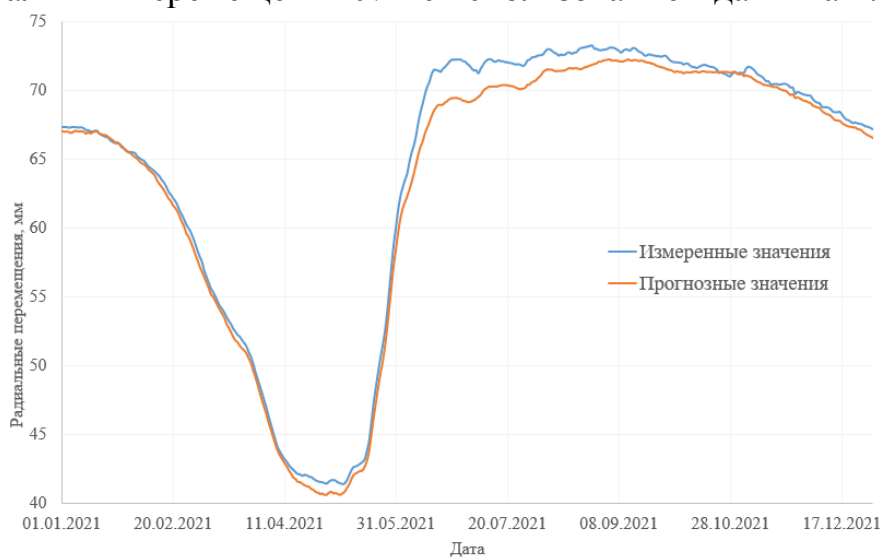


Рисунок 6. Сопоставление измеренных значений с прогнозной моделью радиальных перемещений №3 с использованием датчика п.2955

В качестве альтернативного решения, были взяты оба датчика, и построены регрессионные модели с использованием сразу двух датчиков. Результаты построений регрессионных моделей представлены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты расчета регрессионных моделей радиальных перемещений с использованием 2 датчиков

№	Вид модели	Коэффициенты							σ, мм
		A	B	C	D	E	F	G	
1	$X = A + BT\theta + CT_H + Dy$	41,10	1,68	-2,41	1,08	-	-	-	0,81
2	$X = A + BT\theta + CT_H + Dy + Ey^2$	42,84	2,53	-3,42	0,84	0,007	-	-	0,44
3	$X = A + BT\theta + CT\theta^2 + DT_H + ET_H^2 + Fy + Gy^2$	42,72	2,18	0,02	-2,99	-0,03	0,83	0,007	0,435

Прогнозные модели представлены на рисунках 7-9.

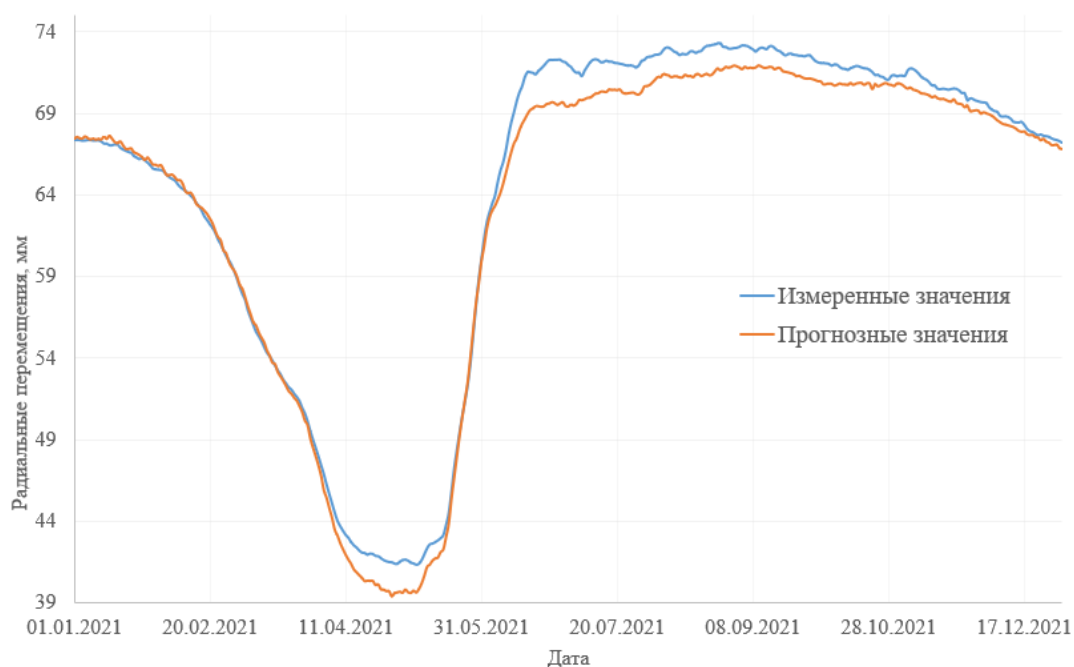


Рисунок 7. Сопоставление измеренных значений с прогнозной моделью радиальных перемещений №1 с 2 датчиками.

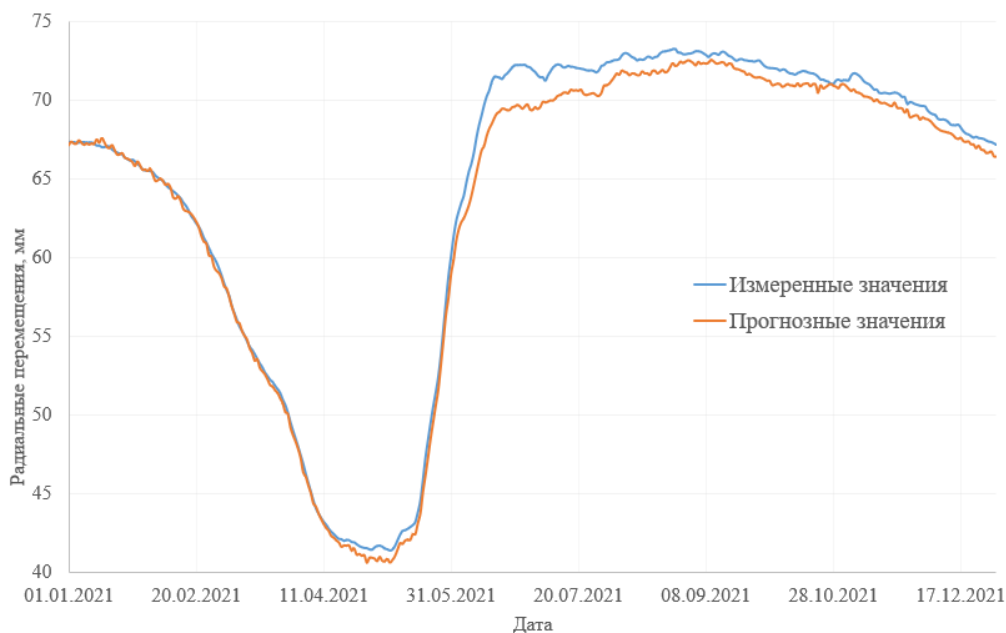


Рисунок 8. Сопоставление измеренных значений с прогнозной моделью радиальных перемещений №2 с 2 датчиками

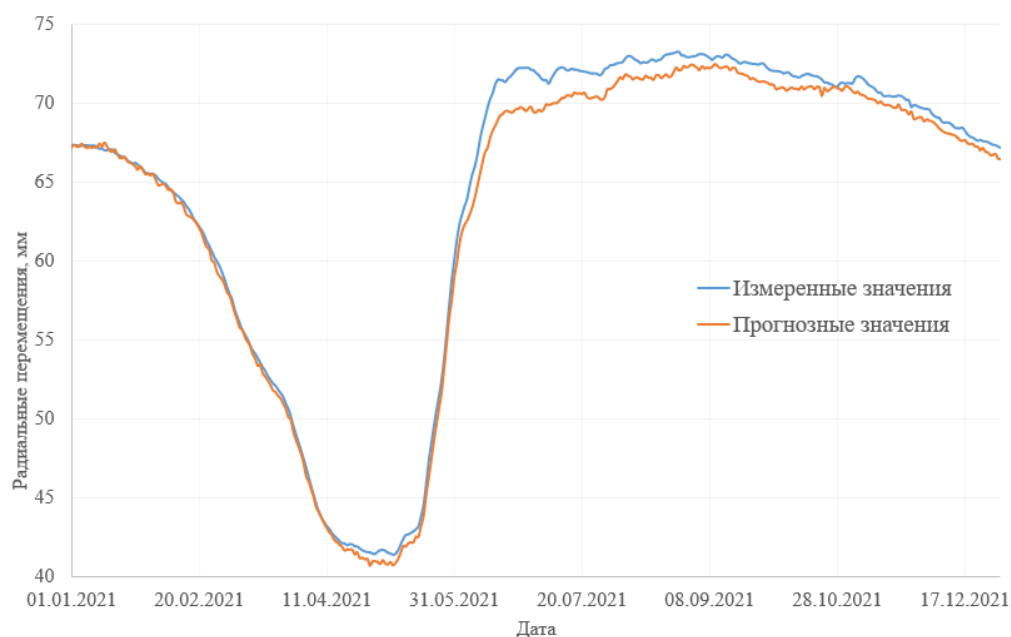


Рисунок 9. Сопоставление измеренных значений с прогнозной моделью радиальных перемещений №3 с 2 датчиками

На представленной модели получилось уменьшить погрешность. Также увеличение количества независимых переменных в таблице 3 между 2 и 3 моделью слабо уменьшило погрешность.

Заключение

На основе проведенных исследований можно сделать вывод, что существуют альтернативные независимые переменные, с помощью которых возможно уменьшить погрешность регрессионной модели, и использовать полученную модель для разработки критериев безопасности, а также оперативного контроля состояния ГТС.

Список источников

1. РД 153-34.2-21.342-00 «Методика определения критериев безопасности гидротехнических сооружений». – М., 2001.
2. Вульфович Н. А., Гордон Л. А., Стефаненко Н. И. Арочно-гравитационная плотина Саяно-Шушенской ГЭС (Оценка технического состояния по данным натурных наблюдений). – ОАО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева», 2012.

УДК 378.147

Н. Н. Королькова

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕАКТИВНЫХ УСИЛИЙ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СХЕМЫ ЗАГРУЖЕНИЯ ПРОЛЕТНОЙ БАЛКИ

The results of the experience of using a span beam model in the educational process, which can be loaded with various combinations of concentrated forces, are presented in order to demonstrate during classroom practical classes the process of redistributing reactive forces when changing the loading scheme. Recommendations on the use of visualization technology in educational activities are given.

Keywords: *visualization, visibility, demonstration, model, educational process, technical disciplines, reactive efforts, design scheme, beam, loading schemes.*

В учебные планы большинства технических направлений и специализаций в обязательном порядке входят такие дисциплины как «Теоретическая механика», «Прикладная механика», «Сопротивление материалов» и другие подобные курсы. Полученные в ходе освоения этих дисциплин базовые знания и навыки решения типовых практических задач используются при дальнейшем изучении специальных дисциплин, в которых

применяются основные законы механики [1, с. 120]. Для достижения хороших результатов обучения эффективно в процессе преподавания технических дисциплин применять межпредметные связи [2, с. 124]. Это продиктовано тем, что многие теоретические и практические материалы, рассмотренные на младших курсах, в последующем повторяются, дополняются, обогащаются и усовершенствуются [3]. Именно поэтому качественное овладение основами механики является залогом успешного последующего обучения будущих инженеров.

Перед преподавателями смежных технических дисциплин стоит задача определения областей их интеграции. Например, для дисциплины «Сопротивление материалов» важной базовой основой является раздел «Статика» курса «Теоретическая механика» (темы «Связи и реакции связей», «Определение значений опорных реакций»). Дисциплина «Сопротивление материалов», в свою очередь, интегрируется в «Строительную механику», она – в дисциплины, связанные с расчетом строительных конструкций, которые невозможно выполнить без предварительного вычисления значений опорных реакций (реактивных усилий), методику определения которых изучают на первом курсе на занятиях по теоретической механике [2, с. 125].

При чтении лекционного материала, приведенных выше в качестве примера дисциплин, кроме рассмотрения терминологии и основных теоретических положений, приводятся методики выполнения расчетов элементов конструкций с использованием их расчетных схем, отражающих основные факторы (способ закрепления, схему нагружения, геометрические характеристики), которые влияют на работу конструкции и должны быть учтены при расчете. При этом часто у обучающихся возникают трудности, связанные с неспособностью проследить аналогию между реальным объектом и расчетной схемой [1, с. 120]. Поэтому для достижения лучшего результата обучения целесообразно стремиться к наглядности изложения курса [4, с. 514].

Визуализация является приёмом представления физического явления в виде, удобном для зрительного наблюдения и анализа, поэтому ее применение в учебном процессе облегчает восприятие обучающимися приводимой информации и понимание сути описываемого явления.

В данной статье приведен результат работы, выполненной в Саяно-Шушенском филиале СФУ, и использованию в учебном процессе по созданию модели пролетной балки, которую можно загрузить различными комбинациями сосредоточенных вертикальных сил. Описываемая модель создавалась с целью демонстрации во время аудиторных практических занятий процесса перераспределения реактивных усилий при изменении схемы ее нагружения.

Практика преподавания автором таких дисциплин как «Теоретическая механика», «Сопротивление материалов», «Строительная механика» показывает, что не все обучающиеся способны понять, что если изменяется

схема нагружения конструкции (т. е. точки приложения сил, количество сил, их направление и т. д.) или величина приложенной силы, то значение опорных реакций тоже изменяются. Например, при определении перемещений при изгибе по правилу Верещагина возникает необходимость построения единичных эпюр изгибающих моментов от действия силы $\bar{F} = 1$. Такая же необходимость возникает и при вычислении значений единичных и грузовых коэффициентов системы канонических уравнений метода сил при расчете статически неопределимой балки. При решении этих задач одной из распространённых ошибок является попытка построения единичных эпюр с использованием в уравнениях изгибающих моментов значений опорных реакций, возникающих при действии внешней нагрузки. Это говорит, о том, что обучающиеся не понимают природы возникновения реактивных усилий и зависимости их значений от схемы нагружения конструкции. В связи с этим было принято решение о создании модели, демонстрирующей изменение значений реактивных усилий при изменении схемы нагружения балки.

Модель представляет собой основу в виде рамы трубчатого сечения, к консолям которой подвешивается при помощи двух безменов пролетная балка с двумя консолями, представляющая собой деревянный брус прямоугольного сечения (рис. 1). Решение об использовании безменов в качестве опорных устройств принято в связи с тем, что они позволяют оперативно наглядно фиксировать по показателям их шкалы процесс возникновения опорных реакций, их значения, а также изменение этих значений при изменении величин нагрузок (рис. 2) или схем нагружения.



Рис. 1. Модель балки



Рис. 2. Изменение показателей безмена при изменении нагрузки

Данная модель позволяет загрузить балку сосредоточенными вертикальными нагрузками, приложенными в пяти характерных сечениях (места установки крючков), расположенных на равных расстояниях друг от друга (рис. 1), по следующим различным схемам:

1. приложение в одну и ту же точку сил разных по значениям (рис. 3), при этом показания безменов изменяются пропорционально нагрузке;

2. приложение одинаковых по значениям сил в разные точки (рис. 4), при этом визуально отмечается перераспределение показаний безменов;

3. приложение комбинированных систем сил, равных или разных по значениям, и имеющих разные точки приложения (рис. 5), при этом также отмечается перераспределение показаний безменов.

Кроме этого данная модель позволяет оперативно продемонстрировать и такие варианты, при которых схемы нагружения отличаются, а реактивные усилия оказываются одинаковыми (рис. 6).

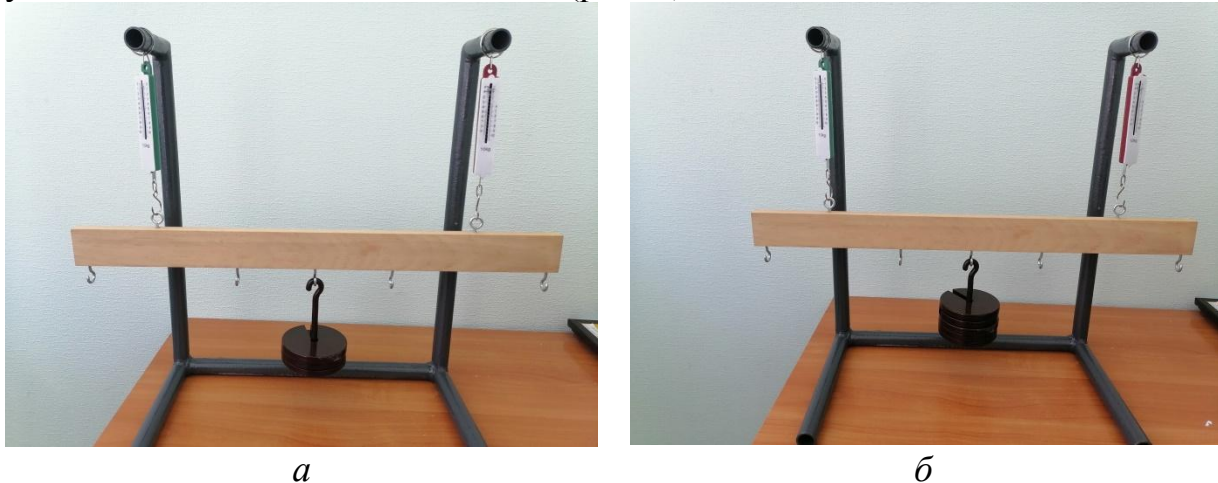


Рис. 3. Варианты нагружения балки посередине пролета разными силами:
a – нагрузка равна P ; *б* – нагрузка равна $2P$



Рис. 4. Варианты нагружения балки одинаковыми по значениям силами, приложенными в разные точки



Рис. 5. Варианты комбинированных схем нагружения



Рис. 6. Варианты разных схем нагружения с равными реакциями:
a – нагружение балки двумя силами P , приложенными на концах консолей;
б – нагружение балки двумя силами P , приложенными в пролете

Разработанная модель соответствует расчетным схемам большого количества типовых задач. Применяя ее во время аудиторных занятий, имеется возможность наглядно продемонстрировать различные способы нагружения балки и проследить, что реакции изменяются не только при изменении значения нагрузки, но и при приложении одной и той же силы в разные точки, а также при различных комбинациях сил.

Кроме представленной в данной работе модели, в образовательном процессе автором используются также другие модели и макеты, способствующие более качественному овладению обучающимися основами изучаемых дисциплин, пониманию сути рассматриваемой задачи и работы конструкций, аналогичных тем, с которыми они далее будут сталкиваться при изучении специальных дисциплин и в своей дальнейшей инженерной практике.

Имея опыт применения моделей при чтении нового или повторении пройденного материала, автор рекомендует занятия выстраивать таким

образом, чтобы после изложения соответствующего теоретического материала в учебный процесс включалась демонстрация модели. Так при использовании представленной в данной работе модели, начинать следует с пояснения условий и сути задачи, затем провести эксперимент по заданной схеме нагружения, зафиксировать и обосновать его результат и только после этого выполнить расчет, подтверждающий полученные экспериментальные данные. После этого следует предложить обучающимся самим повторить эксперимент по другим схемам нагружения. Такой порядок проведения занятий облегчает процесс и снижает время объяснения, помогает выявить и устранить ошибки в рассуждениях студентов.

Проведение занятий с демонстрацией описываемой модели позволило вовлечь обучающихся в процессы разработки вариантов схем нагружения и проведения эксперимента, увеличить интерес обучающихся к изложению материала, выполнению расчетов и анализу полученных результатов расчетов и экспериментальных данных, что положительно сказалось на качестве усвоения учебного материала.

Список источников

1. Королькова, Н. Н. Визуализация в процессе обучения теоретической механике [Текст] / Н. Н. Королькова, П. В. Федосенко // Инженерные технологии: традиции, инновации, векторы развития: сборник материалов VII Всерос. науч.-практ. конф. с международным участием. – Абакан: Издательство ФГБОУ ВО «Хакасский государственный университет им. Н. Ф. Катанова», 2021. – С. 120–122.

2. Королькова, Н. Н. Использование межпредметных связей при подготовке бакалавров по направлению [Текст] / Н. Н. Королькова // Инженерные технологии: традиции, инновации, векторы развития: сборник материалов VII Всерос. науч.-практ. конф. с международным участием. – Абакан: Издательство ФГБОУ ВО «Хакасский государственный университет им. Н. Ф. Катанова», 2021. – С. 123–127.

3. Иванов, В. Г. Междисциплинарные связи в образовательном процессе [Электронный ресурс] / В. Г. Иванов, Т. А. Иванова // Среднее профессиональное образование. – 2000. – № 12. – С. 44–46.

4. Пашков, А. В. Комплекс мультимедийного обеспечения курса теоретической механики [Текст] / А. В. Пашков // Педагогический журнал. – 2018. – Т. 8. – № 5А. – С. 513–521.

Е. В. Гомзин

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА СОСТОЯНИЕ СТАЛЕЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ВОДОВОДОВ БУРЕЙСКОЙ ГЭС

Hydrotechnical structures of hydroelectric power plants are complex technical objects and one of the main tasks of the operational period is to ensure their reliable and safe operation of both the entire structure as a whole and its individual elements. Turbine water pipelines are among the most important elements of hydraulic structures. The structural feature and operating conditions of turbine water pipelines determine their reliable condition.

Keywords: *hydraulic structures, steel-reinforced concrete turbine pipelines, reliability, stress-strain state, field observations, hydrostatic pressure.*

Гидротехнические сооружения (ГТС) Бурейской ГЭС являются сложными техническими объектами и одной из основных задач эксплуатационного периода является обеспечение их надёжной и безопасной работы [1] как всего сооружения в целом, так и его отдельных элементов. К наиболее ответственным элементам ГТС относятся турбинные водоводы, длина которых составляет примерно 160 м и имеют сложное напряжённо-деформированное состояние (НДС).

Турбинные водоводы Бурейской ГЭС выполнены открытого исполнения с расположением на низовой грани станционной части плотины. Конструктивно выполнены как сталежелезобетонные конструкции, имеющие внутреннюю несущую стальную оболочку и защитную несущую железобетонную оболочку (рис. 1). Длина открытого участка турбинного водовода (с отм. 155,0 до отм. 226,0) составляет примерно 100 м, средняя часть водовода на протяжении 56 м (с отм. 159,0 до отм. 205,0) отделена от низовой грани плотины скользящим швом, выполненным из рубероида и битумной прокладки. Внутренний диаметр водовода 8,5 м, толщина железобетонной оболочки 1,5 м. Железобетонная оболочка водоводов армирована внешним и внутренним армокаркасами, выполненными из продольной и кольцевой арматуры, диаметром 22 и 36 мм (класс А III, сталь 25Г2С, $\sigma_T = 390$ МПа, $\sigma_B = 590$ МПа). Внутренний каркас отстоит от металлической облицовки на 150 мм, внешний на 150 мм от наружной границы железобетонной оболочки. Металлическая облицовка выполнена из стали марки 09Г2С толщиной от 14 до 30 мм ($\sigma_T = 345$ МПа, $\sigma_B = 490$ МПа). Конструкция турбинных водоводов рассчитана как нетрещиностойкая, с ограничением по допустимой ширине раскрытия трещин до 0,3 мм.

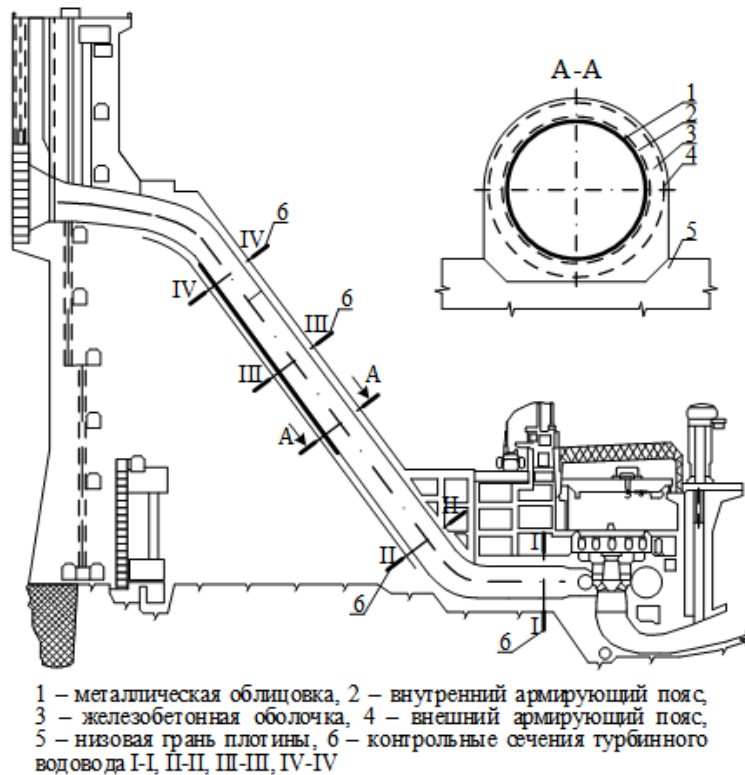


Рисунок 1 – Турбинный водовод

Турбинные водоводы №№ 3 и 5 оснащены закладной контрольно-измерительной аппаратурой в четырёх контрольных сечениях: на горизонтальном участке водовода в зоне сопряжения плотины со зданием ГЭС – сечение I-I, на наклонном участке низовой грани – сечения II-II, III-III и IV-IV. Расположение сечений на водоводе показано на рисунке 1.

Во всех контрольных сечениях турбинного водовода усилия во внутреннем и внешнем армокаркасах железобетонной оболочки водовода измеряются по показаниям арматурных динамометров ПСАС-28 (продольные напряжения) и ПСАС-40 (кольцевые напряжения). Деформации в кольцевом и продольном направлениях в стальной оболочке турбинного водовода измеряются накладными тензometрами ПЛДС-150н. Параметры температурного режима тела железобетонной оболочки водовода контролируются с помощью струнных преобразователей температуры ПТС-60.

Бурейская ГЭС относится к годичному виду регулирования стока реки. Уровень верхнего бьефа (УВБ) изменяется от отметки 236,0 м (УМО) до 256,0 м (НПУ). Сработка водохранилища до УМО происходит в период с ноября по вторую-третью декаду апреля, наполнение до НПУ – не ранее начала июля, в случае поздних паводков – к концу октября. Максимальная расчётная длительность стояния уровней на отметке НПУ составляет от 2 до 3 месяцев. На рисунке 2 показан график изменения УВБ.

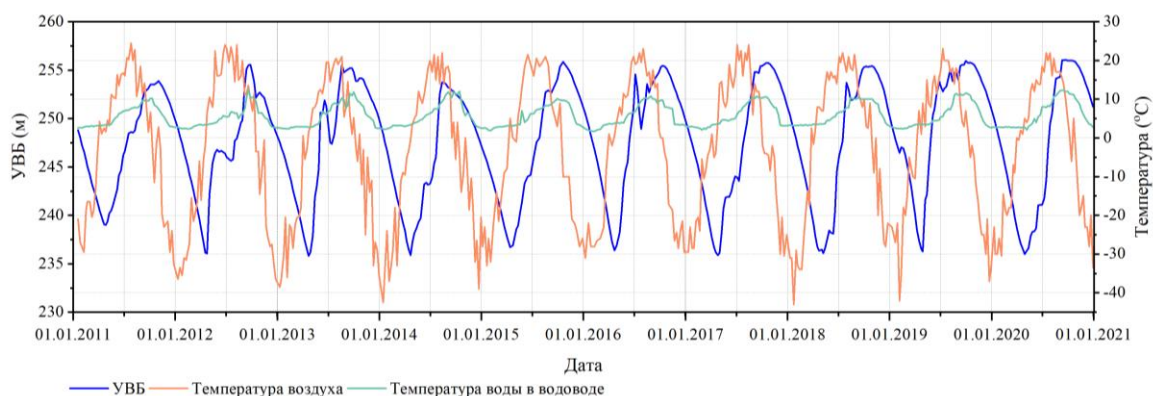


Рисунок 2 – Изменения УВБ, температуры окружающего воздуха и воды, протекающей внутри водовода

В эксплуатационный период на турбинные водоводы, в качестве одних из основных нагрузок, действующих на турбинные водоводы, рассматриваются [2] гидростатическое давление, пульсация давления воды, напор гидравлического удара, температурные воздействия окружающего воздуха и воды, протекающей внутри водовода.

Гидростатическое давление (при НПУ) в турбинном водоводе изменяется от 0,4 до 1,3 МПа в начале (постоянный водоприёмник) и в конце водовода (сопряжение водовода со спиральной камерой) соответственно. Гидростатическое давление при гидроударе повышается приблизительно на 0,5 кПа [3], что соответствует повышению водяного столба на 5 м. Гидравлический удар является непрямым.

Температура наружного воздуха действует на турбинный водовод с трёх сторон – с левого берега (ЛБ), правого берега (ПБ) и нижнего бьефа (НБ). Изнутри на водовод действует температура протекающей в нём воды. По данным натурных наблюдений [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**] а рассматриваемый период с 2010 по 2020 года средняя температура наружного воздуха составила минус 3,0 °С, максимальная – 28,0 °С, минимальная – минус 45,0 °С; средняя температура воды внутри водовода – 5,6 °С, максимальная – 12,9 °С, минимальная – 1,7 °С. Графики изменения температур наружного воздуха и воды в период с 2010 по 2020 года показаны на рисунке 3.

Сезонные изменения УВБ, температур наружного воздуха и воды внутри водовода формируют циклические изменения его НДС, которые накладываются на НДС строительного периода. На рисунках 3 и 4, по данным натурных наблюдений (данные дистанционной КИА турбинных водоводов ГА №№ 3 и 5, гидрологический режим и суточные ведомости Бурейской ГЭС за 2010-2020 гг.), показаны изменения напряжений стальной оболочки, внешнего и внутреннего армокаркасов водовода ГА №3.

Кольцевые напряжения водовода от внутреннего давления воды имеют растягивающий характер при повышении отметки верхнего бьефа.

Максимальное значение кольцевых напряжений составляет 81,1, 230,9, 210,6 и 145,4 МПа в сечениях I-I, II-II, III-III и IV-IV соответственно. При опорожнении водовода наблюдается резкое уменьшение кольцевых напряжений в стальной облицовке и во внешнем и внутреннем армокаркасах водовода.

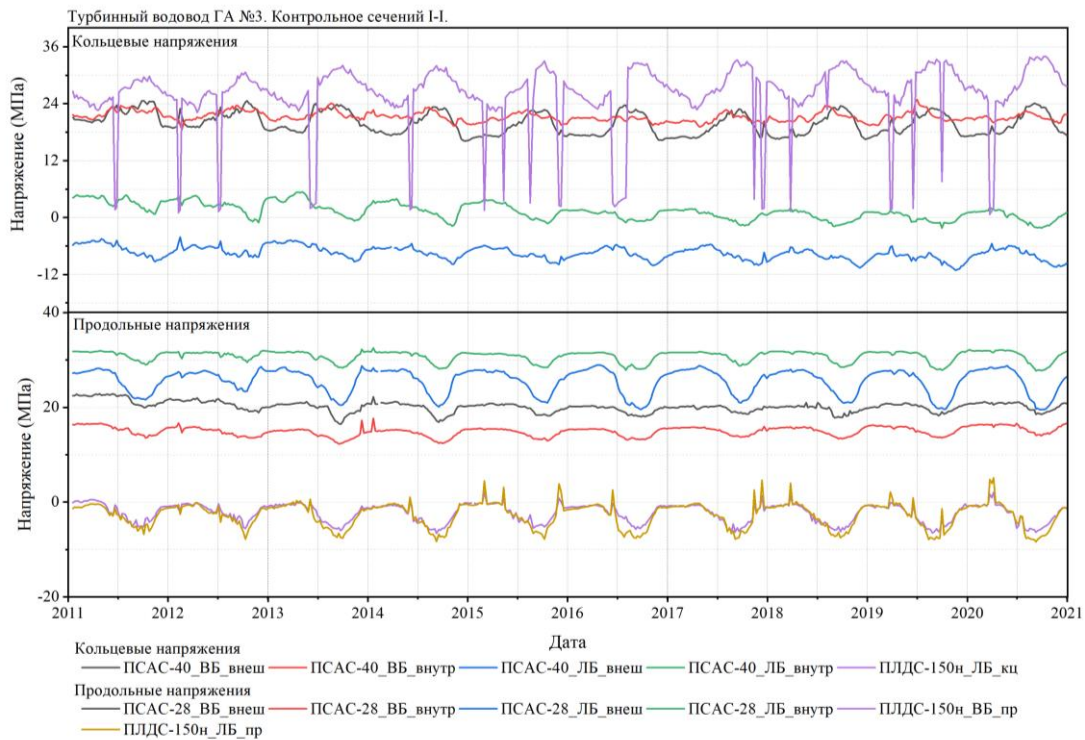


Рисунок 3 – НДС турбинного водовода ГА №3 в контрольном сечении I-I

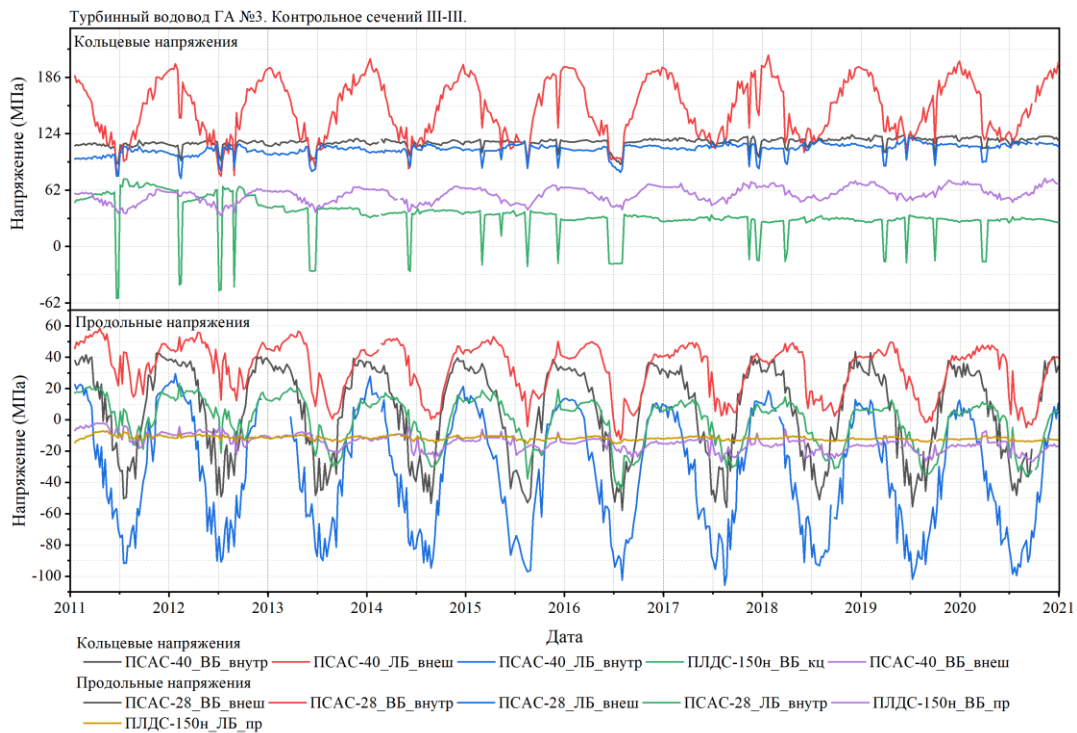


Рисунок 4 – НДС турбинного водовода ГА №3 в контрольном сечении III-III

В контрольных сечениях водовода кольцевые напряжения распределены неравномерно. Неравномерность распределения напряжений в контролируемом сечении водовода обусловлена наличием зазоров между его металлической облицовкой и железобетонной оболочкой. Данные непроектные зазоры были выявлены при обследовании контактной зоны «металлическая облицовка – железобетонная оболочка» акустическим методом. Величина зазоров не превышает 1,0-2,0 мм. Согласно расчётам, внутреннее давление воды ($\approx 0,45$ МПа) обеспечивает контакт металлической облицовки с железобетонной оболочкой. В результате чего обеспечивается совместная работа металлической облицовки и железобетонной оболочки водовода.

Продольные напряжения водовода увеличиваются при повышении УВБ и снижаются при уменьшении УВБ. При повышении УВБ (наполнение водохранилища) происходит наклон плотины в сторону нижнего бьефа, а вместе с ней и наклон водовода. В результате водовод испытывает сжатие. Максимальное значение продольных напряжений составляет 88,1, 96,7, 135,1 и 106,8 МПа в сечениях I-I, II-II, III-III и IV-IV соответственно.

Температурные воздействия наружного воздуха оказывают своё действие только на открытые участки водовода (контрольные сечения III-III и IV-IV), расположенного на низовой грани плотины. Закрытые участки (контрольные сечения I-I и II-II) водовода подвержены стабильной внутренней температуры здания ГЭС.

Существенное влияние на НДС водовода оказывает трещинообразование железобетонной оболочки. Значительное трещинообразование неизбежно способствует водонасыщению поверхностных слоёв железобетонной оболочки за счёт атмосферных осадков. Последующее сезонное промораживание водонасыщенного бетона приводит к разуплотнению поверхностных слоёв бетона, к образованию новых и развитию старых трещин, к снижению защитных свойств бетона по отношению к арматуре и стальной облицовки. Следствием этих процессов может явиться необходимость выполнения новых ремонтов при существенном сокращении сроков межремонтных периодов.

Наличие трещин в железобетонной оболочке существенно влияют на перераспределение напряжений в сечениях водовода между бетоном, металлической облицовкой и арматурными каркасами. В некоторых контролируемых точках армокаркаса напряжение превышает 90 МПа, что является признаком наличия трещин в железобетонной оболочке водовода с раскрытием, существенно превышающим 0,3 мм.

В 2014-2016 гг. на поверхностях железобетонной оболочки водоводов были выполнены ремонтные работы, включающие ремонт трещин с раскрытием более 0,3 мм. После завершения ремонтных работ на поверхностях водоводов сохранилось значительное количество более тонких трещин, с раскрытием менее 0,3 мм. Сохранение более тонких трещин также

способствует водонасыщению поверхностных слоёв железобетонной оболочки за счёт атмосферных осадков.

Выводы

Максимальные значения напряжений в водоводе не достигают предела прочности стальной облицовки и армирующих поясов железобетонной оболочки. Турбинные водоводы обладают запасом прочности и находятся в работоспособном состоянии.

Ремонт трещин на бетонных поверхностях водоводов с раскрытием более 0,3 мм является лишь временной мерой, позволяющей снизить скорость протекания разрушающих процессов в бетоне. Для обеспечения долговременной надёжной работы турбинных водоводов ГЭС необходимо принять меры по снижению отрицательного влияния температурных и влажностных воздействий на железобетонную оболочку. Например, следует изменить технологию ремонта (заделки) трещин, а именно ремонт не только трещин с раскрытием более 0,3 мм, а покрытие всей поверхности открытого участка водовода материалами, стойкими к солнечной радиации, температурным перепадам, обладающими упругими свойствами на длительный период работы и с соответствующей адгезии к влажным поверхностям трещин и поверхности водовода.

Во внешнем армокаркасе железобетонной оболочки преобладает температурная составляющая. Влияние сезонных изменений напора сказывается на напряжениях внутреннего армокаркаса. Армокарс в продольном направлении в большинстве случаев находится в сжатом состоянии.

Гидроудар при аварийном закрытии НА и соответствующими настройками системы регулирования ГА существенного влияния на НДС водовода не оказывает.

Список источников

1. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» № 117-ФЗ от 21 июля 1997 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/9046062>. – Загл. с экрана. – Имеется печатный аналог.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. – Введ. 01.01.2013. – Москва : Стандартинформ, 2012. – 70 с.
3. Елистратов, В. В. Компьютерные, сетевые и информационные технологии. Расчёт турбинных водоводов ГЭС : учебное пособие / В. В. Елистратов, Л. И. Кубышкин, С. В. Светозарская. – Санкт-Петербург : Политехнический университет, 2011. – 55 с.

4. Корбух А. А. Особенности влияния низкотемпературных воздействий на напряжённо-деформированное состояние статически неопределимых железобетонных конструкций // Вестник ИрГТУ. – № 12 (59). – 2011.

5. Вайнберг, А. И. Напряжённое состояние высоконапорных сталежелезобетонных водоводов / А. И. Вайнберг, К. О. Рыжиков // Известия ВНИИН им. Б.Е. Веденеева. – 2014. – Т. 271. – С. 109–119.

УДК 627.8.09

Я. Е. Зограф

В. А. Тремясов

Сибирский федеральный университет

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ МАЛОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШОЙ ЕНИСЕЙ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА

The article assesses the use of ranges in the Bolshoy Yenisei River basin, located near decentralized settlements, for their power supply using diesel generators and small hydroelectric power plants. The main parameters of the daily regulation basin are determined, then the daily and hourly values of the power of the hydroelectric power plant, technical and economic indicators of the options for the generation system of a small hydroelectric power station are calculated. Suggestions for taking into account the reliability of such systems are given.

Keywords: *small hydropower plants; decentralized power supply; diesel generator; hydropower potential; derivational method; daily regulation; electricity consumption schedule; technical and economic indicators; stochastic parameters; reliability assessment*

Гидрологическая сеть Республики Тыва – это бассейн р. Енисей, истоками которой являются на северо-востоке бассейн р. Большой Енисей (Бий-Хем) и юго-востоке бассейн р. Малый Енисей (Каа-Хем). При слиянии этих рек образовался Верхний Енисей (Улуг-Хем) в центральной части Республики Тыва, а после впадения в него крупного левого притока – р. Хемчик на западе, река носит название Енисей (рис. 1).

Наибольшим гидроэнергетическим потенциалом обладает бассейн Большого Енисея, который протекает в Тоджинском районе, полностью изолированном от централизованного электроснабжения, и в Бий-Хемском

районе, в котором имеются два населенных пункта, получающих электроснабжение от дизель-генераторов (ДГ).

Некоторые потенциальные створы (1-4) бассейна Большой Енисей находятся на большом удалении от населенных пунктов и расположены в труднодоступных местах, другие створы (11-14), наоборот, находятся в зоне централизованного электроснабжения. Для электроснабжения потребителей с использованием ДГ и малых ГЭС (МГЭС) необходимо рассмотреть створы (5-10), расположенные вблизи децентрализованных населенных пунктов.

Аналитический обзор представленных в литературных источниках методов расчета валового гидроэнергетического потенциала и имеющейся исходной информации по Республике Тыва дают возможность сделать вывод, что метод линейного учета позволяет определить валовой гидроэнергетический потенциал республики для всех створов, в которых находятся децентрализованные населенные пункты [1].

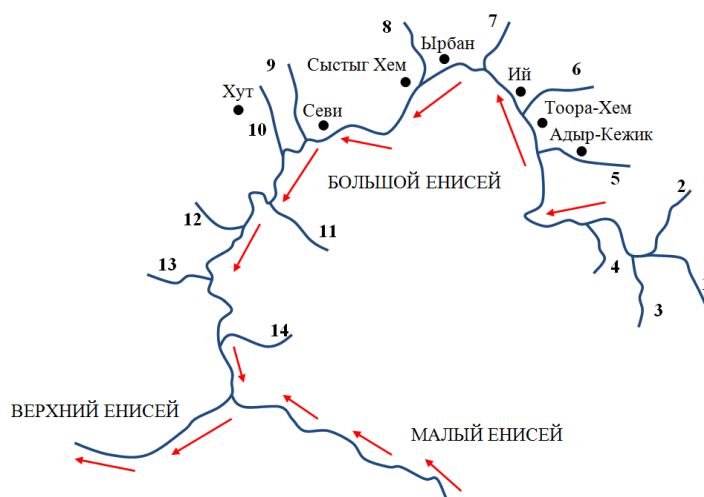


Рис. 1. Речная сеть бассейна р. Большой Енисей

По методу линейного учета авторами для ряда рассматриваемых створов были определены значения среднегодовых расходов воды Q_j , м³/с и других параметров, при выбранном значении напора H , м (табл. 1).

С целью обеспечения электроснабжения пос. Тоора-Хем, Адыр-Кежик и Ий Тоджинского района на р. Большой Енисей был выбран створ малой ГЭС «Тоора-Хем», расположенный в 40 км ниже по течению от районного центра – пос. Тоора-Хем [2]. Створ отличается небольшим расходом воды и значительными уклонами русла, поэтому рекомендован деривационный способ создания напора. В качестве деривации предлагается использовать левобережную протоку р. Большой Енисей. Для формирования емкости суточного регулирования воды русло протоки необходимо углубить, расширить и для создания напора оградить дамбой. В полученном бассейне

суточного регулирования устанавливается подпорный уровень, следующий за уровнем воды в реке в районе водозабора. При такой схеме используется падение реки величиной порядка 8–11 м.

Таблица 1. Основные параметры створов

№ створа i	Створ	Модуль среднегодового стока m , л/(с·км ²)	Площадь водосборной поверхности бассейна F , км ²	Среднегодовой расход воды в створе Q_j , м ³ /с
5	Тоора-Хем	12,25	2 768	33,9
6	Ий	11,35	1 031	11,7
7	Хамсара	12,35	4 754	58,7
8	Сыстыг-Хем	8,16	4 337	35,4
9	Сейба	30,62	898	27,5
10	Хут	29,11	1 604	46,7

Электроснабжение выше указанных поселков в данный момент осуществляется за счет трех ДГ в пос. Тоора-Хем с общей установленной мощностью 2 400 кВт.

Для определения основных параметров бассейна суточного регулирования необходимо произвести водохозяйственные расчеты, в число которых входит:

- вычисление расходов водопотребления из бассейна;
- назначение подпорных уровней: нормального подпорного уровня (НПУ) и уровня метрового объема;
- установление характерных объемов.

Суточное регулирование заключается в перераспределении по часам суток практически равномерного среднесуточного стока согласно неравномерному водопотреблению. В часы малого потребления вода накапливается в специальном аккумулирующем резервуаре, а в часы пик расходуется из него в соответствии с неравномерным потреблением. Суточное регулирование позволяет использовать небольшую пропускную способность водозаборного канала, который при этом обеспечит в необходимом объеме равномерную доставку воды в бассейн суточного регулирования. Поэтому график почасовых нагрузок ДЭС (рис.2) пересчитывается и перестраивается в график почасовых расходов. Расход для каждого часа $Q_{ГЭС}$, м³/с, определяется постепенным приближением для заданных по часам мощностей с учетом изменения напора при колебании уровней обоих бьефов. При этом используется известное соотношение

$$Q_{ГЭС} = \frac{P_i}{9,81H_i \cdot \eta_T \cdot \eta_G}, \quad (1)$$

где P_i – мощность ДЭС i -го часа, кВт; H_i – статический напор, равный разности колебаний уровней верхнего и нижнего бьефов; η_T – КПД турбины, равный 0,89; η_G – КПД генератора, равный, 0,95.

Равномерный приток в бассейн $Q_{\text{прит}}$, обеспечивающий необходимую выработку и наполнение бассейна в течение суток, определяется из среднемесячных расходов воды $Q_{\text{реки}}$ маловодного года с 75 %-й обеспеченностью и соответствующим уровнем воды H в реке в лимитирующий период с учетом санитарных попусков по реке Большой Енисей (рис. 3).

К основным характеристикам водохранилища МГЭС относят зависимость площади водной поверхности $F = f(H)$ и объема воды $V = f(H)$ в водохранилище от отметки воды в нем H .

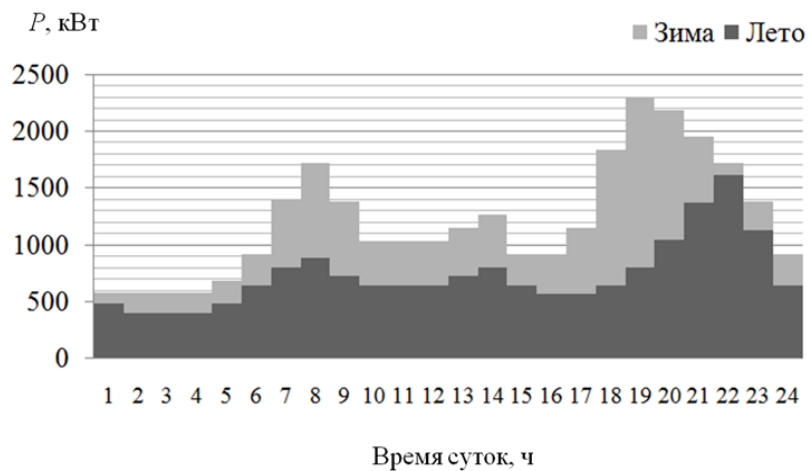


Рис.2. Суточные графики потребления электроэнергии от ДЭС с общей установленной мощностью 2 400 кВт

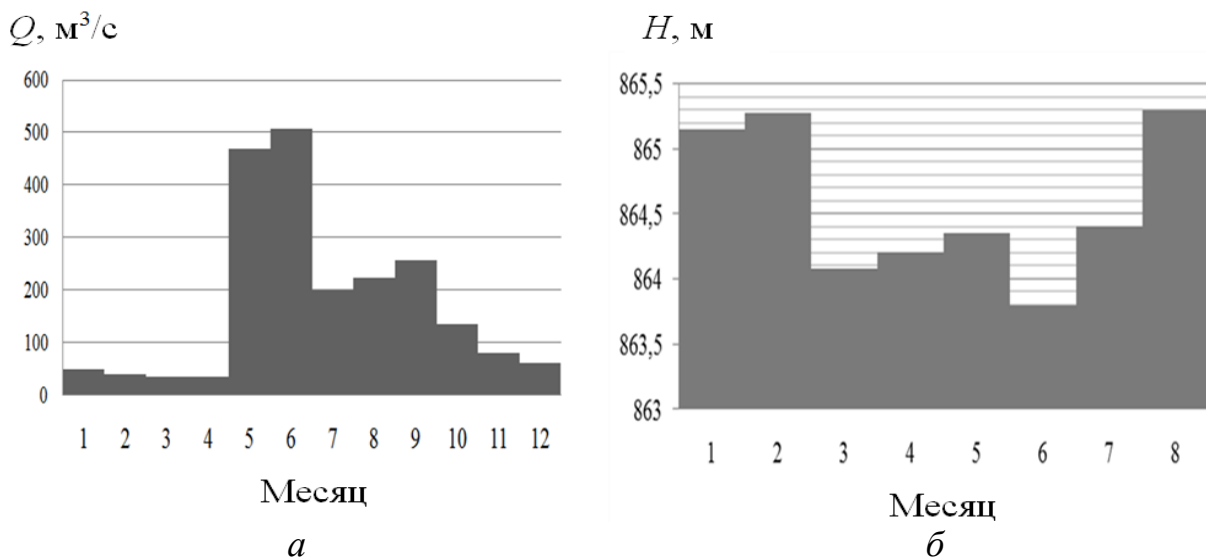


Рис. 3. Расчетное распределение расхода воды для маловодного года с 75 %-й обеспеченностью в створе водозабора на р. Большой Енисей в с. Тоора-Хем: a – расход воды; b – уровень воды

Планиметрированием горизонталей по топографической карте съемки масштаба 1:10 000 с сечением рельефа через 1 м определяются площади водной поверхности водохранилища, соответствующие различным уровням воды. Полученные значения площадей наносятся на график в прямоугольной системе координат по оси абсцисс, а по оси ординат – отметки уровня воды (рис. 4).

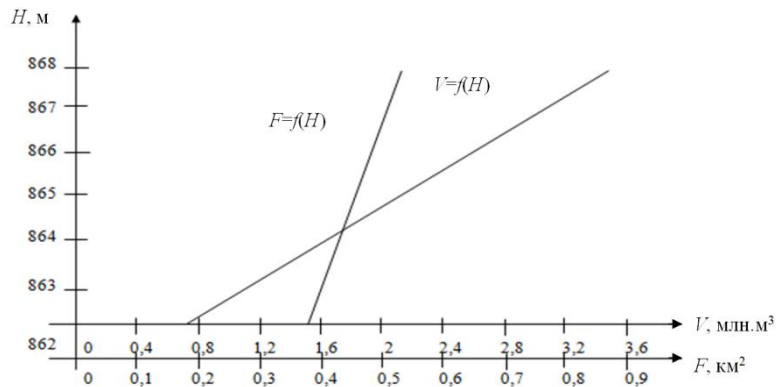


Рис. 4. Линии зависимостей площади и объема бассейна суточного регулирования МГЭС «Тоора-Хем» от отметки уровня воды в нем:

$$V = f(H); F = f(H)$$

Линия объемов $V = f(H)$ строится путем определения объемов водохранилища ΔV отдельных его слоев, заключенных между смежными, последовательными парами горизонталей. Объем каждого слоя, заключенного между плоскостями с отметками H и H_0 , которым соответствуют значения площадей водной поверхности водохранилища S_i и S_{i+1} , определяется по формуле

$$\Delta V_i = \frac{1}{2} (S_i + S_{i+1}) \cdot \Delta H, \quad (2)$$

где $\Delta H = H - H_0$.

Суммируя последовательно объемы ΔV_i и откладывая их значения по оси абсцисс против соответствующих значений H_i , была получена линия $V = f(H)$ на графике с линией $F = f(H)$ для бассейна МГЭС «Тоора-Хем» (см. рис. 4). По методике, описанной в [3], определены параметры бассейна суточного регулирования р. Большой Енисей (табл. 2).

Величина санитарного пропуска р. Большой Енисей в створе водозабора составляет $Q_{\text{сан.проп}} = 20 \text{ м}^3/\text{с}$. Водозабор МГЭС рассчитан на забор воды в размере $Q_{\text{прит}} = 15,6 \text{ м}^3/\text{с}$ при минимальном среднемесечном расходе реки $Q_{\text{реки}} = 35,6 \text{ м}^3/\text{с}$ и соответствующем уровне воды в реке 864,2 м.

Таблица 2. Параметры бассейна суточного регулирования р. Б. Енисей

Параметр	Значение
Нормальный подпорный уровень, м	863,9
Глубина максимальной сработки, м	0,43
Объем, тыс. м ³ :	
полный	1 040,4
полезный	164,99

Изменения расходов воды Q и уровней бассейна суточного регулирования $Z_{вб}$ МГЭС приведены на рис. 5.

Определив основные параметры бассейна суточного регулирования МГЭС «Тоора-Хем», рассчитываются суточные и часовые значения мощности ГЭС «Тоора-Хем» (табл. 3).

За расчетный максимум МГЭС «Тоора-Хем» принимается значение $P_{\max} = 2\,300$ кВт, которое приходится на зимнюю вечернюю нагрузку.

Были рассмотрены три варианта состава мощности МГЭС «Тоора-Хем» с пропеллерными турбинами: пять гидроагрегатов (ГА) мощностью по 500 кВт, четыре ГА мощностью по 630 кВт и три ГА мощностью по 800 кВт.

Поскольку установленная мощность МГЭС не должна быть меньше вечернего зимнего максимума нагрузки потребителей, то установленные мощности предложенных вариантов МГЭС должны быть не меньше 2 300 кВт.

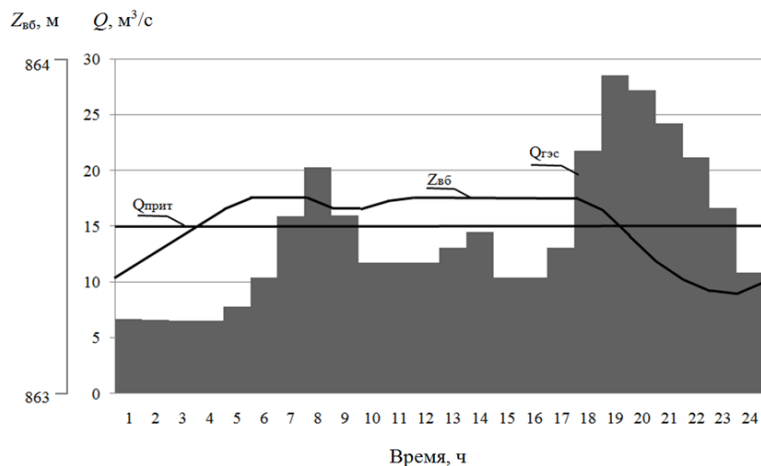


Рис. 5. Графики изменения расходов воды через ГЭС и уровней бассейна суточного регулирования МГЭС «Тоора-Хем» в течение зимних суток

Имея значения капитальных затрат на строительство МГЭС, ЛЭП и подстанций в системе электроснабжения, поселков, а также ежегодных эксплуатационных издержек, по приведенной в [3] методике определены технико-экономические показатели для каждого варианта системы генерации МГЭС деривационного типа (табл. 4).

Анализ гидрологических данных по рекам Сибири, полученных Среднесибирским УГМС [4], свидетельствует о том, что все параметры рек являются стохастическими, зависящими от большого числа факторов, таких как помесечное распределение осадков, температурный режим и др. Эти параметры изменяются в широком диапазоне: скорость потока воды – в 2–4 раза; глубина реки – в 1,3–2,0 раза; секундный расход воды – до 50 раз. Однако закон их распределения одинаков и параметры рассеяния весьма стабильны. Так, коэффициент вариации скорости колеблется от 0,11 до 0,25, а коэффициент вариации секундного расхода – от 0,15 до 0,30. В целом можно отметить, что водотоки Республики Тыва характеризуются значительными сезонными изменениями своих параметров.

Таблица 3. Суточные и часовые значения мощности ГЭС «Тоора-Хем»

Время суток, ч	Лето	Весна	Осень	Зима
1	483	552	621	575
2	403	460	518	575
3	403	460	518	575
4	403	460	518	575
5	483	552	621	690
6	644	736	828	920
7	805	1 012	1 139	1 390
8	886	1 196	1 346	1 725
9	725	920	1 035	1 380
10	644	736	828	1 035
11	644	736	828	1 035
12	644	736	828	1 035
13	725	828	932	1 150
14	805	920	1 035	1 265
15	644	736	828	920
16	564	644	828	920
17	564	644	932	1 150
18	644	823	1 346	1 840
19	805	1 196	1 863	2 300
20	1 047	1 564	2 070	2 185
21	1 369	1 840	1 863	1 955
22	1 610	1 656	1 656	1 725
23	1 127	1 288	1 242	1 380
24	644	736	828	920
P_{\max} , кВт	1 610	1 840	2 070	2 300

Надежное функционирование агрегата МГЭС в значительной степени зависит от гидроэнергетических ресурсов. Поэтому у него могут быть незапланированные отключения, как из-за отказа оборудования, так и дефицита гидроресурсов. Таким образом, действительные и точные данные о гидроэнергетических ресурсах – существенный элемент в практической оценке надежности таких систем.

При анализе надежности системы генерации МГЭС необходимо учитывать влияние гидрологических условий, и их можно представить моделью с двумя состояниями – чередующимися периодами нормального и слабого водотока. В этой модели все типы слабого водотока (межень, пересыхание и частичное замерзание реки) объединяются в одном единственном состоянии. Поток изменения расхода воды – это поток случайных событий с интенсивностью уменьшения расхода воды λ_m и интенсивностью восстановления нормального расхода воды μ_n .

Предполагая, что продолжительности периодов нормального водотока T_n и слабого водотока T_m подчиняются экспоненциальному закону распределения, можно для интенсивностей переходов в модели водотока с двумя состояниями записать, что $\mu_n = 1/T_n$ и $\lambda_m = 1/T_m$.

Таблица 4. Техничко-экономические показатели вариантов МГЭС

Показатель	Мощность ГА N_j , кВт		
	500	630	800
Число ГА, n^B_j	5	4	3
Приведенные затраты для МГЭС и ЛЭП, З, тыс. руб.	60 334	53 246	46 816
Себестоимость электроэнергии от МГЭС, $C_{ээ}$, 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
Денежный эквивалент «вытесненного» дизельного топлива, $Z_{дт}$, тыс. руб.	109 197	101 832	87 217
Срок окупаемости проекта, $T_{ок}$, лет	2,7	2,5	2,6
Чистая приведенная стоимость проекта, NPV , млн руб.	1 661,61	1 592,4	1 337,58

При построении модели надежности системы генерации МГЭС с учетом гидрологических условий используется метод пространства состояний (марковские процессы) [5]. В этой модели не учитывается изменение нагрузки этой системы в качестве внешнего фактора окружающей среды, поскольку интенсивность отказов ГА не зависит от нагрузки.

Список источников

1. Котельников, В. И. Расчет гидроэнергетического потенциала рек на территории Тувы с помощью ГИС / В. И. Котельников, С. А., Чупкиова // Междунар. журн. эксперим. образования. – 2015. – № 3. – С. 455–459.

2. Кенден, К. В. Перспективы использования малой гидроэнергетики на территории Республики Тыва / К. В. Кенден, В. А. Тремясов // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сб. тр. Седьмой Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2013. – С. 282–287.

3. Тремясов, В. А. Фотоэлектрические и гидроэнергетические установки в системах автономного электроснабжения: монография / В. А. Тремясов, К. В. Кенден. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2017. – 208 с.

4. Метеорологический ежемесячник / Федер. служба России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Среднесибирское УГМС. – М.: 2001–2011.

5. Тремясов, В. А. Оценка надежности системы генерации малых ГЭС в изолированных энергосистемах / В. А. Тремясов, К. В. Кенден, Т. В. Кривенко // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов : сб. тр. Седьмой Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2015. – С. 274–278.

Научное издание

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ

Сборник материалов
IX Всероссийской научно-практической конференции
молодых ученых, специалистов, аспирантов,
студентов и школьников

Саяногорск; Черемушки, 11–14 мая 2022 г.

Компьютерная верстка: А.А. Чабанова

Усл. печ. л. 12,2.

Подп. в печать 05.10.2022. Заказ 374. 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