

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 6КВ  
ЧЕБОКСАРСКОЙ ГЭС**

13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника  
13.04.02.06 - Гидроэлектростанции

Научный руководитель	_____	Начальник ОС Филиала ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»	<u>И.Ю. Погоняйченко</u>
	подпись, дата	должность	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>В.С. Подтяжкин</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Рецензент	_____	Заместитель начальника ОС Филиала ПАО «РусГидро» «Чебоксарская ГЭС»	<u>В.В. Черногубов</u>
	подпись, дата	должность	инициалы, фамилия
Консультант	_____	<u>Заведующий кафедрой</u> <u>ГГЭЭС</u>	<u>А.А. Ачитаев</u>
	подпись, дата	должность	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>А.А. Чабанова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

## АННОТАЦИЯ

к магистерской диссертации Подтяжкина Владислава Сергеевича, студента 2 курса магистратуры Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального университета на тему «Повышение надежности схемы собственных нужд 6кВ Чебоксарской ГЭС».

Магистерская диссертация направлена на разработку решения по увеличению надежности схемы собственных нужд (СН) Чебоксарской ГЭС.

В магистерскую диссертацию входят: введение, четыре главы и заключение.

Во введении описывается важное свойство надежности.

Первая глава посвящена общим сведениям о Чебоксарской ГЭС и проблемам собственных нужд. Описана существующая схема, попытки ее модернизации и анализ подобных диссертаций.

Во второй главе приведены технические решения по повышению надежности собственных нужд ГЭС.

В третьей главе производится анализ надежности схемы собственных нужд до и после внесения изменений.

Четвёртая глава посвящена разработке мероприятий по реконструкции схемы с минимально возможным простоем оборудования.

Заключение посвящено обобщению результатов, полученных в ходе выполнения настоящей работы.

**Ключевые слова:** *надежность, Чебоксарская ГЭС, собственные нужды, реконструкция, комплектная трансформаторная подстанция, потребители электроэнергии.*

## АВТОРЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа в форме магистерской диссертации на тему «Повышение надежности схемы собственных нужд бкВ Чебоксарской ГЭС»

### **Актуальность:**

Существующая схема собственных нужд Чебоксарской ГЭС:

- состоит из оборудования, отработавшего нормативный срок службы;
- силовые и контрольные кабели не соответствуют требованиям технической политики ПАО «РусГидро», т.к. не обладают оболочками, не поддерживающими горение.
- не обеспечивает требуемую надежность в ненормальных режимах.

Выбор варианта схемы, обеспечивающей стабильную работу станции во в нормальном и аварийном режимах, является самой актуальной задачей, требующей решения.

### **Цель работы:**

- изменение схемы СН напряжения бкВ с добавлением дополнительного источника питания для обеспечения необходимого резерва.
- замена оборудования, отработавшего нормативный срок службы.
- повышение уровня безопасности, надежности, управляемости и эффективности технических систем за счет внедрения современной техники, технологий, технологических и управленческих процессов (п.1.1.2 Технической политики ПАО «РусГидро»);
- снижение стоимости владения Производственными комплексами за счет внедрения малообслуживаемого оборудования с увеличенным межремонтным периодом (п.1.1.2 Технической политики ПАО «РусГидро»);
- обеспечение надежности схемы электроснабжения потребителей собственных нужд Чебоксарской ГЭС;
- Исследование способов и возможностей реконструкции собственных нужд Чебоксарской ГЭС.
- Выбор наиболее подходящего варианта и разработка этапов реконструкции, формирование рекомендаций по ее проведению.

### **Задачи работы:**

- Анализ существующей схемы собственных нужд, её компоновки, состава оборудования и особенностей эксплуатации;
- Изучение возможных вариантов модернизации;
- Расчет надежности схемы;
- Анализ потребителей собственных нужд;
- Разработка мероприятий по реконструкции схемы собственных нужд;

### **Практическая значимость работы:**

Результаты работы могут быть использованы в 100% объёме при реконструкции оборудования СН Чебоксарской ГЭС

### **Личный вклад:**

Выносимые на защиту результаты получены автором лично.

## ABSTRACT

Final qualifying work in the form of a master's thesis on "Improving the reliability of the scheme of own needs of Cheboksary hydroelectric power station".

### **Relevance:**

The existing scheme of own needs of Cheboksary HPP:

- consists of equipment that has fulfilled the standard service life;
- power and control cables do not meet the requirements of the technical policy of PJSC RusHydro, because they do not have shells that do not support fire;
- does not provide the required reliability in abnormal modes;

Choosing a scheme that ensures stable operation of the station in normal and emergency modes is the most urgent task that needs to be solved.

### **Tasks of work:**

- changing the circuit of the CH voltage of 6 kV with the addition of an additional power source to provide the necessary reserve;
- replacement of equipment that has fulfilled the standard service life;
- increasing the level of safety, reliability, manageability and efficiency of technical systems through the introduction of modern equipment, technologies, technological and managerial processes (p. 1. 1. 2 of the Technical policy of PJSC RusHydro»);
- reducing the cost of ownership of Production complexes due to the introduction of low-maintenance equipment with an extended inter-repair period (clause 1. 1. 2 of the Technical policy of PJSC RusHydro»);
- ensuring the reliability of the power supply scheme for consumers of their own needs of Cheboksary HPP;
- Research of ways and possibilities of reconstruction of own needs of Cheboksary HPP;
- Selection of the most suitable option and development of stages of reconstruction, formation of recommendations for its implementation.

### **The practical significance of the work:**

The results of the work can be used in 100% volume during the reconstruction of the CH equipment of Cheboksary HPP.

### **Personal contribution:**

The results to be defended are obtained by the author personally.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 Основные сведения и аспекты реконструкции оборудования собственных нужд .....	7
1.1 Актуальность реконструкции оборудования собственных нужд .....	7
1.2 Требования нормативной документации, предъявляемые к собственным нуждам .....	8
1.3 Диспетчерские наименования оборудования собственных нужд .....	10
1.4 Действующая схема собственных нужд .....	11
1.5 Основные технические решения реконструкции собственных нужд ...	13
1.6 Обзор подобных диссертаций прошлых лет .....	13
2 Варианты улучшения собственных нужд .....	15
2.1 Установка дополнительного источника питания СН .....	15
2.2 Изменение питания сети 6 кВ .....	15
2.3 Изменение распределения нагрузки между 1КРУ и 2КРУ .....	16
2.4 Изменение связи трансформаторов собственных нужд с генераторными блоками .....	18
2.5 Замена выключателей 6кВ .....	18
2.6 Анализ надежности и эффективности защиты от однофазных замыканий на землю в сети СН 6 кВ .....	19
2.7 Модернизация дизель-генераторной установки .....	20
3 Расчет показателей надежности схемы собственных нужд .....	22
3.1 Расчет надежности элементов действующей схемы .....	22
3.2 Расчет надежности элементов новой схемы .....	23
3.3 Сравнение схем по уровню надежности .....	24
4 Разработка этапов производства работ по реконструкции схемы собственных нужд .....	25
4.1 Ввод в работу нового 2КРУ .....	25
4.2 Ввод в работу нового 1КРУ-2 .....	27
4.3 Ввод в работу нового 3КРУ-2 .....	27
4.4 Резервирование питания для ТП-30Н и ТП-50Н .....	29
4.5 Ввод в работу нового 1КРУ-1 .....	29
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	33
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....	34
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	35
Приложение А. Действующая схема собственных нужд .....	37
Приложение Б. Новая схема собственных нужд .....	38

## ВВЕДЕНИЕ

Надежность – это способность, объекта сохранять номинальные значения параметров в нормальных и аварийных режимах [5].

Нормальная работа ГЭС требует надежной или почти идеальной работы собственных нужд станции. Несмотря на высокую надежность работы собственных нужд требования к ним постоянно повышаются. Проблемы, рассмотренные в данной работе, показывают то что было надежным в прошлом веке в современном мире не может быть таким.

Неисправности, возникающие в работе собственных нужд, влияют на их срок службы и работу станции. Низкая надежность работы собственных нужд может привести к угрозе жизни людей и работе генерирующего оборудования.

Цель данной работы заключается в разработке новой схемы собственных нужд 6 кВ исключаящей недочеты действующей.

Для достижения указанной цели, в работе поставлены и решены следующие задачи:

Произведен анализ существующей схемы собственных нужд, её компоновки, состава оборудования и особенностей эксплуатации;

Изучены варианты модернизации;

Рассчитана надежность схемы;

Произведен анализ потребителей собственных нужд;

Разработаны мероприятия по реконструкции схемы собственных нужд.

# **1 Основные сведения и аспекты реконструкции оборудования собственных нужд**

## **1.1 Актуальность реконструкции оборудования собственных нужд**

Чебоксарская ГЭС была введена в эксплуатацию в 80-е года прошлого века. Основное и вспомогательное оборудование таких ГЭС уже морально устарело, а в некоторых случаях, достигло своего допустимого физического износа. Кроме того, такое оборудование зачастую не соответствует современным требованиям нормативно-технической документации, что существенно снижает его безопасность и эксплуатационную надёжность. В следствии чего возникает необходимость в его реконструкции или полной замене. Точно также это относится и к системам питания собственных нужд ГЭС.

В данный момент проходит полная реконструкция основного оборудования станции, удовлетворяющее современным стандартам. Собственные нужды не обновлялись с момента строительства. За это время оборудование устарело морально и выявились недостатки из-за которых снижается надежность в работе станции.

Собственные нужды являются важной составляющей в работе всей станции, поэтому их замена должна оказывать минимальное влияние на технологический процесс.

Существующая схема собственных нужд была спроектирована как временная для работы первых гидроагрегатов во время строительства. В настоящее время она не может обеспечить безопасную работу станции, т.к. в нормальном режиме отсутствует резерв источников питания, а при аварийном режиме возможна потеря всех собственных нужд.

Изменения схемы и собственных нужд с внедрением современных автоматизированных коммутационных устройств позволяет:

- Обеспечить надежную работу потребителей собственных нужд ГЭС;
- Автоматизировать операции с коммутационными устройствами;
- Сделать производство оперативных переключений безопаснее;
- Снизить количество межремонтных периодов внедрением малообслуживаемого оборудования.

Нормативный срок службы для оборудования собственных нужд- 25 лет [4], на Чебоксарской ГЭС эксплуатируется уже более 30 лет (пуск первого агрегата состоялся в 1986 году).

На Чебоксарской ГЭС в данный момент производится поэтапная реконструкция основного электротехнического оборудования по всем сооружениям гидроузла.

В рамках программы комплексной модернизации РусГидро в проектный поворотно-лопастной режим переведены уже 15 из 18 гидротурбин станции. Все устаревшие масляные выключатели открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 220 кВ заменены на современное элегазовое

оборудование. После замены выключателей на ОРУ-220 кВ приступят к замене всех воздушных выключателей ОРУ-500 кВ на элегазовые, а также к обновлению релейной защиты и противоаварийной автоматики распределительного устройства.

Существующая схема питания собственных нужд Чебоксарской ГЭС имеет следующие недостатки:

- схема питания не соответствует требованиям [5], т.к. не обеспечивается требуемый резерв источников питания;
- состоит из оборудования, отработавшего нормативный срок службы;
- силовые и контрольные кабели не соответствуют требованиям технической политики ПАО «РусГидро» [9], т.к. не обладают оболочками, не поддерживающими горение;
- РЗА КРУ не соответствует требованиям [5], т.к. не имеет полноценную защиту от дуговых замыканий и не обеспечивает передачу информации в АСУТП.

## **1.2 Требования нормативной документации, предъявляемые к собственным нуждам**

Данные требования предъявляемые к системам питания СН изложены в следующих стандартах:

- СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования;
- СТО 17330282.27.140.020-2008. Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования;
- Техническая политика ПАО РусГидро.

Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

В качестве независимых источников питания могут приниматься:

- Обмотка низшего напряжения повышающего (блочного) трансформатора при наличии генераторного выключателя и режима постоянного включения повышающего трансформатора со стороны ВН.
- Гидрогенератор.
- Обмотка низшего напряжения автотрансформаторов связи распределительных устройств повышенных напряжений.
- Шины распределительных устройств 35-220 кВ.
- Дизель-генераторы.
- Подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой.

На время остановки всех гидроагрегатов допускается осуществлять питание электроприемников СН от одного источника питания; в качестве второго источника в этом случае принимаются остановленные гидроагрегаты, при запуске которых обеспечивается подача напряжения на собственные нужды. При этом должна предусматриваться возможность пуска гидроагрегата при отсутствии переменного напряжения в сети СН.



На многоагрегатных ГЭС количество ответвлений к общестанционным трансформаторам СН должно быть, как правило, три, с тем, чтобы при выводе одного из трансформаторов СН в ремонт сохранялось условие необходимости двух независимых источников питания СН.

КРУ должны представлять собой конструкцию, состоящую из отдельных металлических шкафов, соединенных между собой с помощью болтовых соединений. В шкафах устанавливается аппаратура высокого напряжения, а также приборы вторичной коммутации и вспомогательные устройства.

КРУ, устанавливаемые в зданиях ГЭС и других помещениях гидроузла на отметке машинного зала и ниже, должны быть в пылевлагозащищенном исполнении, отделены от машинного зала капитальной стеной, устанавливаться на безопасных отметках или в помещениях, защищенных от затопления в аварийной ситуации.

Выключатели 6(10) кВ должны быть либо вакуумного, либо элегазового исполнения.

Выключатели высокого напряжения должны быть смонтированы в выдвижных элементах (тележках). Отсек выдвижного элемента образован боковыми стенками, фасадной дверью и дном. От токоведущих частей других отсеков он должен быть отделен металлическими перегородками и изоляционными шторками шторочного механизма. В отсеке выдвижного элемента размещены приспособления и механизмы, обеспечивающие правильное функционирование выдвижного элемента: направляющие для предотвращения опрокидывания выдвижного элемента, рельсы, шина, заземляющая для заземления выдвижного элемента, механизм шторочный с блокировкой шторок, фиксатор выдвижного элемента в рабочем или контрольном (разобращенном) положении. Перемещение выдвижного элемента из контрольного положения в рабочее и обратно должно осуществляться при помощи механизма доводки, установленного на валу.

Отсек сборных шин должен быть отделен перегородкой с проходными изоляторами. В этом отсеке должны быть размещены сборные шины, закрепленные на проходных изоляторах, и ответвления от сборных шин.

Блоки управления и защиты должны выполняться с применением микроэлектронной и микропроцессорной элементной базы.

КРУ должны быть оснащены устройствами РЗА, обеспечивающими:

- электрические защиты для всех присоединений;
- измерение электрических параметров тока, напряжения и учета электроэнергии;
- управление (местное и/или дистанционное на всех присоединениях - определяется при конкретном проектировании);
- устройство АВР однократного действия на секционном выключателе;
- земляную защиту минимального напряжения на шинах;
- дуговую защиту;

- логическую защиту шин;
- световую сигнализацию положения выключателей, включая вызывную расшифровывающую сигнализацию.
- сигнализацию срабатывания и неисправности защит и автоматики.

Указанные средства РЗА должны обеспечивать передачу информации в АСУТП ГЭС.

КРУ должно быть предназначено для работы без постоянного обслуживающего персонала.

КРУ должно быть ремонтнопригодным, что обеспечивается свободным доступом к сборочным единицам и аппаратам, подлежащим обслуживанию, а также комплектом запасных частей и инструмента (ЗИП).

Конструкция шкафов КРУ должна обеспечивать безопасность работ в отсеке выключателя и кабельном отсеке (в том числе работ по присоединению и отсоединению кабелей) при наличии напряжения на сборных шинах КРУ.

При организации электрической схемы питания СН необходимо руководствоваться требованиями надежности, безопасности персонала, снижения затрат на эксплуатацию, обеспечения дистанционного, автоматического и автоматизированного управления собственными нуждами.

При организации электрической схемы питания СН станций предусматривать систему гарантированного питания на основе автономных резервных источников аварийного электроснабжения потребителей 1 категории и потребителей особой группы, таких как: грузоподъемные механизмы и приводы управления затворами ГТС; автоматика управления аварийных быстропадающих затворов, технологические защиты гидроагрегатов и др.;

При новом строительстве, реконструкции и ТПиР действующих электростанций оборудование систем оперативного постоянного и переменного тока, щиты и сборки для питания ответственных потребителей располагать на незатопляемых отметках.

Использовать на всех присоединениях 0,4-35 кВ силовые выключатели.

Должна быть обеспечена защита всех присоединений и шин от перенапряжений при применении вакуумных выключателей.

### **1.3 Диспетчерские наименования оборудования собственных нужд**

Диспетчерские наименования – это наименования объектов, используемые в оперативных переговорах и записях [6].

Диспетчерские наименования должны определять оборудование в пределах определенного распределительного устройства.

Диспетчерские наименования оборудования СН Чебоксарской ГЭС состоят только из вида устройства и его порядкового номера. Данный вид наименований является неинформативным и создает сложность в ориентировании схемой, что может вызвать ошибку при переключениях из-за

перепутанных номеров. В данной работе диспетчерские наименования изменены и несут информацию о присоединениях, к которым они относятся. Это позволит минимизировать ошибки при переключениях и ликвидации аварии т.к. оперативный персонал будет знать к какому присоединению относится данное оборудование.

#### **1.4 Действующая схема собственных нужд**

Для питания СН Чебоксарской ГЭС установлено три понижающих трансформатора: два из них типа ТДНС-10000-13,8/6,3 присоединены к обмоткам низшего напряжения блочных трансформаторов первого и четвертого блоков; третий трансформатор собственных нужд типа ТДНС-10000-36,75/6,3 подключен к третичной обмотке 35 кВ автотрансформатора связи ОРУ-500кВ и ОРУ-220 кВ.

В качестве привода механизмов СН Чебоксарской ГЭС используются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором относительно небольшой мощности и напряжением 380 В, получающие питание от трансформаторов второй ступени СН 6/0,38 кВ типа ТСЗС-1000/6 и ТСЗС-630/6, т.е. схема собственных нужд построена двухступенчатой по напряжению: для первой ступени принято напряжение 6 кВ, а для второй - 0,4 кВ.

Электроприемники СН по назначению подразделяются на: агрегатные, которые обслуживают гидроагрегаты и расположены около них, и общестанционные, размещенные по всей территории ГЭС.

Кроме того, к КРУ-6кВ СН ГЭС присоединяются электроприемники судоводного шлюза (секция 1КРУ-1, 1КРУ-2).

К наиболее ответственным электроприемникам агрегатных СН относятся электродвигатели насосов системы регулирования и смазки гидротурбин мощностью 55-110 кВт, насосов системы осушения проточного тракта гидроагрегатов, насосов и вентиляторов системы охлаждения генераторов и трансформаторов, электродвигатели систем охлаждения тиристорных преобразователей возбуждения генераторов (35 кВт), а также дренажных и насосов откачки вода с крышек турбин (16 кВт). К общестанционным нагрузкам СН относятся насосные станции технического водоснабжения, насосы системы пожаротушения, компрессоры пневматического хозяйства ГЭС и ОРУ, дренажные насосы, насосы хозяйственного водоснабжения и т.д.

Все потребители собственных нужд, в основном, сосредоточены в здании ГЭС (протяженность с учетом монтажной площадки более 630 м, установленная мощность около 28000 кВт). Кроме того, создана сеть наружного освещения транспортных магистралей станционного узла. В числе потребителей собственных нужд ГЭС имеется 15 электродвигателей единичной мощностью по 250 кВт для насосных станций технического водоснабжения, системы осушения проточного тракта гидроагрегата и

водосбросов ГЭС, систем пожаротушения, 14 электродвигателей по 200 кВт для компрессорных станций, 16 электрокалориферов по 300 кВт, а также электромаслообогревателей пазов затворов суммарной мощностью 4670 кВт. На ГЭС применен принцип автономности электроснабжения вспомогательных механизмов и агрегатов, осуществляемый с помощью установки индивидуальных трансформаторов. Электропитание потребителей собственных нужд агрегатов принято от индивидуальных комплектных двухтрансформаторных подстанций 6/0,4 кВ мощностью 2×630 кВА с трансформаторами типа ТСЗС-630/10 и щитом 380/220 В типа КТПСН-0,5, рассчитанных на электропитание одного электрического блока (4 генератора). Как агрегатные, так и общестанционные собственные нужды переменного тока питаются от двух независимых источников и подключены к разным секциям шин КРУ-6 кВ гидроэлектростанции.

Электропитание потребителей общестанционных собственных нужд, расположенных в пределах одного электрического блока, принято от одной из ячеек КРУ-6 кВ, комплектных однострансформаторных подстанций 6/0,4 кВ каждая с трансформаторами типа ТСЗСУ -1000/10 и щитом 380/220 В типа КТПСН-0,5. Все щиты КТПСН-0,5 комплектуются автоматами типа «Электрон» и АЗ700. Питание электроприемников насосных станций технического водоснабжения, системы осушения проточного тракта гидроагрегата, компрессорных станций и монтажной площадки также принято от индивидуальных комплектных двухтрансформаторных подстанций 6/0,4 кВ с трансформаторами типа ТСЗСУ-1000/10 и ТСЗС-630/10 и щитами 380/220 В типа КТПСН-0,5. Электросеть, питающая электроприемники собственных нужд гидроэлектростанции, выполнена радиальной.

Все КРУ изготовлены в 1981 году и находятся в эксплуатации более тридцати лет. Они морально и физически устарели, кроме того, исходя из опыта эксплуатации, существует необходимость в щитах с большим количеством ячеек, а для обеспечения надежной работы и безопасности персонала на щитах собственных нужд необходима система мониторинга, отображающая основные параметры и характеристики щита.

Секции соединяются кабельными линиями (перемычками) в замкнутую схему питания СН: кабель марки ААШ6 (3×185). Существующие кабели физически устарели и не соответствуют требованиям правил устройства электроустановок [1] и правил технической эксплуатации электрических станций и сетей [2]. Кроме того, силовые кабели не соответствуют современным нормам пожарной безопасности, имеют горючую изоляцию. Значительная часть конструкций имеет явные следы коррозии и, как следствие, уменьшение толщины металла. Ослабленные металлические части не способны выдержать нагрузку силовых кабелей, число которых существенно увеличится в процессе замены оборудования гидроузла.

## **1.5 Основные технические решения реконструкции собственных нужд**

Для Чебоксарской ГЭС в 2010 году КомплектЭнерго был разработан проект реконструкции собственных нужд в нем были предложены следующие решения:

- сохранение существующей схемы собственных нужд;
- замена только устаревшего оборудования СН;
- установка токоограничивающих реакторов перед трансформаторами СН;
- применение низкоомного сопротивления нейтрали сети 6кВ.

Данный вариант не является приемлемым, т.к. не избавляет оборудование СН от основных проблем.

В ходе эксплуатации были выявлены проблемы и предложены следующие решения:

- добавление дополнительного источника питания 6кВ;
- изменение подключения источников питания к КРУ;
- перераспределение потребителей 6кВ между 1КРУ и 2КРУ;
- установка между трансформаторами СН и генераторными блоками коммутационных аппаратов;
- замена РЗА на микропроцессорные защиты нового поколения с возможностью полноценной обратной связи с АСУТП;
- применение выключателей с возможностью дистанционного управления.

Все вышесказанные изменения будут рассмотрены в данной работе и будет предложен оптимальный вариант схемы СН с учетом всех выводов.

## **1.6 Обзор подобных диссертаций прошлых лет**

Данная работа является не единственной, где были выполнены проекты улучшения собственных нужд.

Похожая диссертация была выполнена по собственным нуждам Майнской ГЭС. В ней был выполнен анализ: существующей схемы СН, проектной документации АО «Ленгидропроект». На основании данного проекта и схемы СН был осуществлен выбор электротехнического оборудования, необходимого для проведения реконструкции, произведен анализ потребителей собственных нужд, разработаны схемы временного подключения потребителей и добавлены этапы ввода вывода оборудования.

Также была диссертация по собственным нуждам Чебоксарской ГЭС. В ней был осуществлен подбор нового электротехнического оборудования и терминалами защит. Произведено технико-экономическое обоснование и внесено изменение в схему в виде добавления разъединителя между трансформатором собственных нужд и повышающим трансформатором.

В предыдущей диссертации были изучены не все проблемы собственных нужд Чебоксарской ГЭС, но выполненная работа будет учтена в данной диссертации и использоваться для конечного вывода.

## **2 Варианты улучшения собственных нужд**

### **2.1 Установка дополнительного источника питания СН**

Наличие трех источников электропитания в схеме СН-6 кВ (трансформаторы 1ТСН, 2ТСН и 3ТСН) не обеспечивает надежное электроснабжение всех потребителей собственных нужд.

Неуклонное нарастание изношенности основного высоковольтного электрооборудования, снижение параметров высоковольтной изоляции, возможные отказы различной аппаратуры особенно в ремонтном режиме или нештатной ситуации увеличивают вероятность возникновения аварий, в том числе их каскадного развития, перехода локальной аварии в системную и нарастание рисков вплоть до полной потери собственных нужд переменного тока.

Это служит основанием для рассмотрения вариантов повышения надежности электрической схемы СН-6 в неблагоприятных режимах. Одним из таких направлений является увеличение числа резервных источников.

В данной работе рассмотрены два варианта:

1) Восстановление связи с местной электросетью 6 кВ. В настоящее время на берегу Волги в 2 км от ГЭС построена и действует подстанция Уржумка. Подстанция обеспечивает транзит электроэнергии между республикой Марий-эл и Чувашией, следовательно, имеет повышенную надежность схемы электроснабжения. При обследовании схемы шин 6 кВ было установлено, что на каждой из двух секций имеется по одной резервной ячейке, высоковольтное оборудование относительно новое и опыт эксплуатации положительный.

2) Учитывая особенности схемы СН-6 кВ Чебоксарской ГЭС, в частности, наличие непосредственно на ОРУ 500 кВ только одного источника электроснабжения 3ТСН, можно рекомендовать для повышения надежности системы электроснабжения установку на ОРУ 500 кВ дополнительного источника электроснабжения – четвертого трансформатора 4ТСН, подключенного к обмотке 35 кВ собственного силового автотрансформатора АТ2. Обследование на ОРУ-500 кВ места расположения АТ2 и прилегающего оборудования показало, что свободной площади для установки 4ТСН вполне достаточно. Однако следует иметь ввиду, что рассматриваемый вариант требует дополнительно приобретения силового трансформатора 35/6 кВ.

Из данных вариантов можно предложить наиболее оптимальный вариант подключение ГПП «Уржумка».

### **2.2 Изменение питания сети 6 кВ**

Схема питания СН-6 кВ выполнена с неявным резервом, т.е. все ТСН – рабочие, резервирование осуществляется через АВР секционного выключателя. Распределительное устройство 6 кВ выполнено по схеме с

одной секционированной системой сборных шин с одним выключателем на каждое присоединение. Число секций РУ-6 кВ равно шести: в нормальном режиме к каждому трансформатору присоединено по две секции: 1КРУ-1 и 1КРУ-2 – к 1ТСН; 2КРУ-1 и 2КРУ-2 – к 2ТСН; 3 КРУ-1 и 3КРУ-2 – к 3ТСН. Секционирование производится нормально отключенными секционными выключателями. Таким образом, от 1ТСН в нормальном режиме питаются секции 1КРУ-1 и 2КРУ-1; от 2ТСН питаются секции 2КРУ-2 и 1КРУ-2. Кроме того, от 2КРУ-1 питается секция 3КРУ-2, т.е. 3КРУ-2 через две кабельные перемычки тоже получает питание от 1КРУ-1. (Действующая схема СН 6кВ показана в приложении А).

Данный вариант не обеспечивает требуемой надежности т.к. во время нахождения в ремонте 1КРУ-1 или 2КРУ-2 теряется вместе с секцией и ТСН, который ее питает. Если произойдет отключение другого ТСН, то есть риск «посадить станцию на ноль».

В данной работе предлагается вариант с применением раздвоенного питания от трансформаторов, применением дополнительного источника питания.

По нормальной схеме от 1ТСН будут питаться 1КРУ-1 и 2КРУ-1; от 2ТСН 1КРУ-2 и 2КРУ-2; от 3ТСН 3КРУ-1 и резервирование 1КРУ-1; от 4ТСН 3КРУ-2 и резервирование 2КРУ-1. Также для дополнительного резервирования 3КРУ будут применяться перемычки между 3КРУ-1 и 1КРУ-2; 3КРУ-2 и 2КРУ-2.

Данная компоновка позволит исключить нарушение питания потребителей при нормальных и аварийных режимах.

### 2.3 Изменение распределения нагрузки между 1КРУ и 2КРУ

В действующей схеме СН существует проблема с неравномерным распределением потребителей между 1КРУ 2КРУ из-за отсутствия необходимого количества ячеек (1КРУ – 22 ячейки, 2КРУ – 50 ячеек). Также проблема с подключением агрегатных и общестанционных нужд к секциям КРУ. От первого КРУ питается только СН первого агрегатного блока, от второго КРУ все остальные. Все это приводит к большей наружности 2КРУ и возможностью потери генерации на большинстве гидроагрегатов в следствии неисправности 2КРУ, требующего его отключения. Подключение важных потребителей в соответствии с действующей схемой показаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1-Действующее подключение основных потребителей

Наименование подключения	Источник присоединения	
АСН блока №1	1КРУ-1	1КРУ-2
АСН блока №2	2КРУ-1	2КРУ-2
АСН блока №3	2КРУ-1	2КРУ-2
АСН блока №4	2КРУ-1	2КРУ-2
АСН блока №5	2КРУ-1	2КРУ-2



Продолжение таблицы 2.1

Наименование подключения	Источник присоединения	
ОСН блока №1	2КРУ-1	1КРУ-2
ОСН блока №2	2КРУ-1	2КРУ-2
ОСН блока №3	2КРУ-1	2КРУ-2
ОСН блока №4	2КРУ-1	2КРУ-2
ОСН блока №5	-	2КРУ-2
НТВС-1	1КРУ-1	1КРУ-2
НТВС-2	2КРУ-1	2КРУ-2
НТВС-3	2КРУ-1	2КРУ-2
НОП	1КРУ-1	1КРУ-2
КВД	1КРУ-1	1КРУ-2
КСК	2КРУ-1	2КРУ-2

Данный вариант не соответствует требованиям стандарта по СН [5], т.к. не обеспечивается требуемый резерв источников питания для потребителей перерыв питания которых может привести к отказу в работе основного оборудования.

Чтобы это не допустить необходимо сделать одинаковое количество ячеек в 1КРУ и 2КРУ и произвести подключения потребителей к разным секциям разных КРУ [5]. Это позволит сохранить оборудование в работе в аварийных режимах на каком-либо КРУ и обеспечит надежную выдачу генерации. Также обеспечит более равномерную нагрузку между 1КРУ и 2КРУ. Вариант нового подключения потребителей показан в таблице 2.2.

Таблица 2.2-Новое подключение основных потребителей

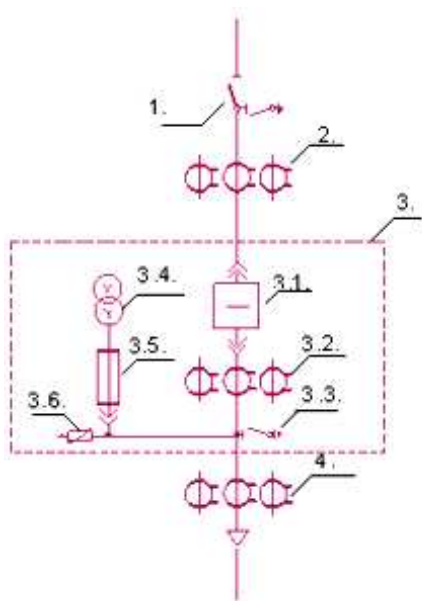
Наименование подключения	Источник присоединения	
АСН блока №1	1КРУ-1	2КРУ-2
АСН блока №2	2КРУ-1	1КРУ-2
АСН блока №3	1КРУ-1	2КРУ-2
АСН блока №4	2КРУ-1	1КРУ-2
АСН блока №5	1КРУ-1	2КРУ-2
ОСН блока №1	1КРУ-1	2КРУ-2
ОСН блока №2	2КРУ-1	1КРУ-2
ОСН блока №3	1КРУ-1	2КРУ-2
ОСН блока №4	2КРУ-1	1КРУ-2
ОСН блока №5	1КРУ-1	2КРУ-2
НТВС-1	1КРУ-1	2КРУ-2
НТВС-2	2КРУ-1	1КРУ-2
НТВС-3	1КРУ-1	2КРУ-2
НОП	2КРУ-1	1КРУ-2
КВД	1КРУ-1	2КРУ-2
КСК	2КРУ-1	1КРУ-2

## 2.4 Изменение связи трансформаторов собственных нужд с генераторными блоками

В действующей схеме трансформаторы имеют жесткую связь с блоками. Данный вид связи не обеспечивает требуемую надёжность при аварийных режимах в СН, усложняет вывод в ремонт оборудования и не соответствует требованиям технической политики ПАО «РусГидро» [9], т.к. не имеет силовых выключателей на данном присоединении.

Более лучшим решением является установка вводных ячеек, включающих в себя разъединитель и выключатель 13.8кВ

Принципиальная схема ячейки выключателей представлена на рисунке 2.1 соответственно.



Позиция	Наименование
1	Разъединитель с заземляющим ножом
2	Трансформатор тока
3	Ячейка:
3.1.	Выключатель
3.2.	Трансформатор тока
3.3.	Заземляющий нож
3.4.	Трансформатор напряжения
3.5.	Предохранитель
3.6.	ОПН
4	Трансформатор тока

Рисунок 2.1. Принципиальная схема ячейки выключателей

Подобный вариант применяется на Воткинской ГЭС и позволяет обеспечить надежность, простоту в обслуживании и безопасность для персонала.

## 2.5 Замена выключателей 6кВ

В КРУ установлены выключатели производства «Мосэлектроцит», года выпуска 1977-1983г.г. типа ВМПЭ-10-630-20У3 с приводом ПЭ-11: выключатель маломасляный подвесной с электромагнитным приводом. В настоящее время данные выключатели сняты с производства. Кабели 6кВ в основном типа ААШв и ЦААБл. Кабельные линии КРУ-6кВ при текущих испытаниях имеет тенденцию к ухудшению изоляции.

Вакуумные выключатели получили высокий уровень производительности, надежности и безопасности. Это в основном связано с

преимуществами прерывания тока в вакууме. Однако конструкция механического привода, которая уже применялась, например, в маломасляных выключателях, практически не изменилась. С введением привода с постоянными магнитными новое поколение вакуумных выключателей, повысило надежность и долговечности. Кроме того, вакуумный прерыватель встроены в эпоксидную смолу для достижения оптимальной диэлектрической прочности, защиты прерывателя от внешних воздействий и обеспечения стабильной работы. Опыт частых операций, достигающих 100000, является многообещающим.

Немаловажным фактором является то обстоятельство, что вакуумные выключатели легко монтируются в ячейках КРУ на место изымаемых масляных выключателей типа ВМП.

Недостатком вакуумных выключателей является перенапряжение, возникающее при отключении, поэтому они должны снабжаться искровым промежутком.

Замена маломасляных выключателей на вакуумные выключатели приведет к увеличению надежности, повышению коммутационного ресурса, упрощению обслуживания и снижению времени отключения токов КЗ.

## **2.6 Анализ надежности и эффективности защиты от однофазных замыканий на землю в сети СН 6 кВ**

В настоящее время в соответствии с проектом Чебоксарской ГЭС установлены электромеханические защиты на питающих и отходящих фидерах. Они включены на ТТ нулевой последовательности (ТТНП) типа ТЗЛМ и выполнены на токовых реле РТ-40/0,2. Анализ данных емкостных токов сети 6 кВ показывает, что чувствительность этих токовых защит недостаточна.

По результатам проведенного исследования, рекомендуется изменение режима заземления нейтрали на резистивно-заземленную, с установкой низкоомного заземляющего резистора, который устанавливается в нейтраль трансформаторов ТСН через специальный заземляющий трансформатор.

Достоинства перехода от режима изолированной нейтрали сети 6 кВ к резистивно-заземленной:

- Снижение перенапряжения при дуговых замыканиях на землю с  $U_{\text{ПЕР}}=3,0\div3,5\cdot U_{\text{Н.Ф.}}$ , до величины  $U_{\text{ПЕР}}=2,2\div2,4\cdot U_{\text{Н.Ф.}}$ ;
- увеличение тока ОЗЗ за счет  $R_N$ , с переходом дуговых замыканий в режим устойчивого горения дуги, что дает возможность применения простых токовых защит;
- при этом не нарушается пункт 5.11.8. ПТЭ, согласно которому для сетей 6 кВ  $I_{\text{ОЗЗ}}$  не должен превышать 30А.

Результаты расчета подтверждают правильность выбора к установке в нейтраль низшего напряжения ТСН низкоомного резистора величиной 150 Ом.

Применение низкоомного (150 Ом) заземления нейтрали участков сети 6 кВ на трансформаторах ТСН увеличивает активную составляющую тока замыкания на землю до 24 А и в соответствии с этим позволяет решить следующие задачи:

- предотвращение условий появления неустойчивой перемежающейся дуги с достаточно большой кратностью перенапряжений (до  $4,0 U_{\text{нф}}$ ) на неповреждённых фазах и большой вероятностью перехода в междуфазное или многоместное КЗ. Устойчивая дуга создаёт кратность перенапряжений не более  $1,73 U_{\text{нф}}$  за ограниченное время действия релейной защиты и отключения выключателя;

- создание условий для использования простых и надёжных токовых защит от замыканий на землю (ОЗЗ), с селективным действием на отключение повреждённого участка сети 6 кВ. Негативные последствия отключения замыканий ОЗЗ частично исправляются действием АВР-0,4 кВ, которые применяются на ТП-6/0,4 кВ с двумя трансформаторами.

- Обеспечение условий для применения существующих токовых защит от ОЗЗ сети 6 кВ на базе реле РТ-40/0,2 с последующим переходом на микропроцессорные реле.

- Создание условий для надежного предотвращения феррорезонансных процессов ТН-6 кВ.

- Снижение технических требований к энергоёмкости и стоимости ОПН-6 кВ.

## **2.7 Модернизация дизель-генераторной установки**

Для питания наиболее ответственных электропотребителей в ситуации полной потери штатных источников электропитания на Чебоксарской ГЭС применяется стационарная ДГУ контейнерного типа, мощностью 488 кВт.

К наиболее ответственным потребителям относятся:

- насосы маслонапорных установок регулирования гидротурбин;
- насосы системы охлаждения трансформаторов;
- аварийная вентиляция;
- зарядные устройства аккумуляторных батарей;
- оборудование связи, телемеханики и АСУТП;
- оборудование автоматического пожаротушения и системы безопасности;
- охранное освещение периметра.
- механизмы управления основными и аварийными затворами водоприемника и водосброса;
- механизмы управления затворами со стороны нижнего бьефа;
- эвакуационное освещение.

Восстановление питания СН ГЭС предусмотрено от блока №1 (генератор №3) или блока №4 (генератор №15). Питание агрегатных нагрузок

от ДГУ осуществляется через ТП-10Н и ТП-40Н, общестанционных нагрузок через ТП-14Н и ТП-43Н.

В случае потери питания на ОРУ ДГУ необходимо переместить к шкафу ШК-2 ДГУ ОРУ и подать напряжение на ЩСН ОПУ.

За время эксплуатации были выявлены следующие недостатки ДГУ:

- отсутствие возможности быстрой мобилизации ДГУ на ОРУ;
- пуск ДГУ происходит только в ручном режиме непосредственно с контейнера ДГУ;
- мощности ДГУ не хватает для стабильного пуска гидроагрегата;

Для решения данных недостатков необходимо установить ДГУ для нужд ГЭС (ДГУ-1) мощностью 600 кВт. Для питания агрегатных нагрузок на ТП-10Н и ТП-40Н использовать шкафы с двумя системами шин. Включение ДГУ-1 и переключение потребителей с рабочих систем шин на шины питания от ДГУ-1 (ШДГУ) будет происходить в автоматическом режиме по факту исчезновения напряжения на рабочих шинах. Выбор генератора (№3 или №15) для восстановления напряжения в штатной схеме СН будет осуществляться с АРМ. Для предотвращения подачи напряжения одновременно на пару генераторов, сделать автоматическое разделение генераторов, отключая от сети ДГУ-1 ненужный генератор.

Для питания ответственных общестанционных нагрузок сделать секционирование однострансформаторных подстанций ТП-14Н и ТП-43Н (1 секция - штатная, вторая - с питанием от ДГУ-1).

Для питания компрессора КВД ОРУ, систем пожаротушения, охлаждения трансформаторно-реакторного оборудования ОРУ-500/220, освещения ОПУ и зарядно-подзарядных агрегатов АБ ОПУ использовать ДГУ с ГЭС мощностью 488кВт (ДГУ-2) установив ее рядом с ОПУ. Электропотребители, подключаемые к ДГУ-2 выделить на отдельную секцию, питание которой в нормальном режиме будет осуществляться от ЩСН ОПУ. В случае исчезновения напряжения на обеих секциях ЩСН ДГУ-2 автоматически запустится и питание выделенной секции переведется на ДГУ.

### 3 Расчет показателей надежности схемы собственных нужд

Для оценки надёжности будет использоваться метод основанный на разделении области отказов на несколько подобранных подобластей и вычислении вероятности отказа как суммы вероятностей, связанных с каждым из этих подобластей. Вероятность каждой области рассчитывается как произведение факторов. Эти факторы могут быть достаточно точно оценены относительно небольшим числом выборок, сформированных в соответствии с условным распределением, соответствующим конкретной области. Генерация таких выборок достигается с помощью моделирования цепи надежности с использованием алгоритма учебно-методического пособия В.Н.Баланова на основе срез-выборки. Для расчета надежности будут использоваться справочные данные указанные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Данные по отказам оборудования

Элемент	Частота отказов
Кабельная линия 6,10 кВ, на 1 км	0.10
Трансформатор 35,110 кВ	0.03
Трансформатор 6,10 кВ	0.035
Ячейка выключателя 35,110 кВ	0.020
Ячейка выключателя 6,10 кВ внутренней установки	0.015
Сборка НН – 0.4 кВ ТП	0.007
Шины РУ-6,10 (на 1 присоединение)	0.001

#### 3.1 Расчет надежности элементов действующей схемы

Расчет надежности действующей схемы СН был выполнен на основе модели представленной на рисунке 3.1.

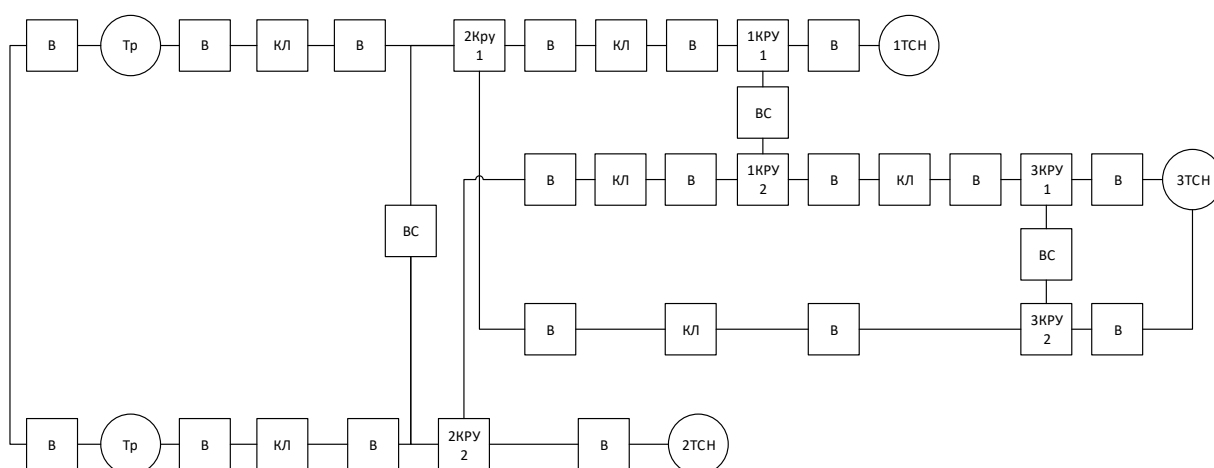


Рисунок 3.1- Модель надежности действующей схемы СН

Результаты расчета надежности электроснабжения потребителей действующей схемы СН:

ТП-10Н	87,7%
ТП-20Н	88,5%
ТП-30Н	88,5%
ТП-40Н	88,5%
ТП-50Н	88,5%
ОПУ	86,4%

Анализ произведённых расчётов показал, что надежность электроснабжения агрегатных СН и оперативного пульта управления (ОПУ) ОРУ 500/220 равны 87%.

### 3.2 Расчет надежности элементов новой схемы

Модель надежности новой схемы представлена на рисунке 3.2.

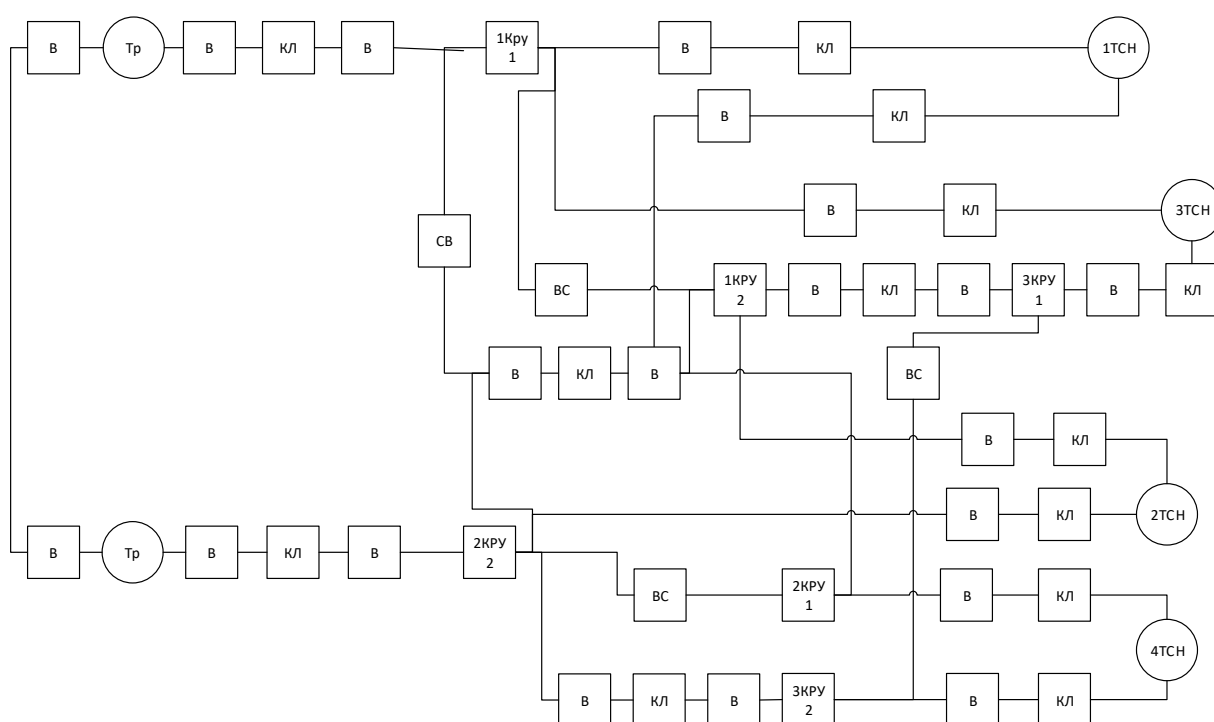


Рисунок 3.2- Модель надежности новой схемы СН

Результаты расчета надежности электроснабжения потребителей новой схемы СН:

ТП-10Н	96,5%
ТП-20Н	96,5%
ТП-30Н	96,5%
ТП-40Н	96,5%
ТП-50Н	96,5%
ОПУ	95,1%

Анализ произведённых расчётов показал, что показатель надежности электроснабжения агрегатных СН и оперативного пульта управления (ОПУ) ОРУ 500/220 равны 96%.

### **3.3 Сравнение схем по уровню надежности**

По результатам расчетов видно, что новая компоновка схемы на 10% более надежна чем, действующая. Более высокий показатель был достигнут за счет добавления дополнительного источника питания, изменением связи трансформаторов собственных нужд и секций КРУ и изменением подключения потребителей.



#### 4 Разработка этапов производства работ по реконструкции схемы собственных нужд

При реконструкции оборудования собственных нужд, необходимо минимизировать время нахождения гидроагрегатов в состоянии вынужденного простоя. Для этого необходимо составить мероприятия обеспечивающие бесперебойную работу оборудования во время строительно-монтажных работ.

Т.к. во время строительно-монтажных работ могут отсутствовать альтернативные источники питания то, возможно совмещение данных работ с реконструкцией САУГА.

##### 4.1 Ввод в работу нового 2КРУ

Новое оборудование 2КРУ планируется сделать в помещении Г8-12 на отметке 64,10. Это позволит произвести монтаж нового 2КРУ без вывода в ремонт старого оборудования.

Совместно с монтажом 2КРУ прокладываются кабели до 2ТСН и трансформаторных подстанций соблюдая все меры безопасности, т.к. оборудование будет под напряжением.

Для питания 2 секции 2КРУ необходимо вывести 2ТСН в ремонт для выполнения мероприятий по подключению к 2ТСН двух кабелей потребителей, которыми будут в данный момент времени являться вторые секции старого и нового 2КРУ, дополнительно производится изменение нейтрали на резистивную.

Для питания 1 секции нового 2КРУ необходимо провести один кабель от четвертого источника питания, также вторым кабелем будет обеспечено питание 2 секции 3КРУ.

После проведения всех испытаний нового 2КРУ производится переподключение всех потребителей со 2 секции старого 2КРУ к новому, выполняться это будет во время минимальных нагрузок, как правило ночью, когда станция будет «на нуле». Переключаемые потребители указаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – перечень потребителей переподключаемых на первом этапе

Наименование выкл. старое	наименование присоединения.	наименование выкл.новое	№ секции в новом КРУ
<b>В-50</b>	<b>2Т-61Н</b> (СН база МТС)	<b>В-61Н-2</b>	<b>2КРУ-1</b>

Продолжение таблицы 4.1

Наименование выкл. старое	наименование присоединения.	наименование выкл.новое	№ секции в новом КРУ
<b>В-52</b>	<b>2Т-1Н</b> (общестанционные СН монтажной площадки)	<b>В-1Н-2</b>	<b>2КРУ-1</b>
<b>В-53</b>	<b>Т-44Н</b> (общестанционные СН 13-16Г)	<b>В-44Н</b>	<b>2КРУ-2</b>
<b>В-54</b>	<b>Т -42</b> (агрегатные СН 13-16Г)	<b>В-40Н-2</b>	<b>2КРУ-1</b>
<b>В-55</b>	<b>Т-53Н</b> (общестанционные СН 17-18Г)	<b>В-53Н</b>	<b>2КРУ-1</b>
<b>В-56</b>	<b>Т -52</b> (агрегатные СН 17-18Г)	<b>В-50Н-2</b>	<b>2КРУ-2</b>
<b>В-58</b>	<b>2Т-35Н</b> (НТВ 5-7)	<b>В-35Н-2</b>	<b>2КРУ-1</b>
<b>В-60</b>	<b>Т-26Н</b> (компрес. КСК-4-7)	<b>В-26Н</b>	-
<b>В-61</b>	<b>Т-24Н</b> (общестанционные СН 5-8Г)	<b>В-24Н</b>	<b>2КРУ-2</b>
<b>В-63</b>	<b>Т-25Н</b> (компрес. КСК-8-11 )	<b>В-25Н</b>	<b>2КРУ-1</b>
<b>В-64</b>	<b>2 ТСН</b>	<b>В-2ТСН-22</b>	<b>2КРУ-2</b>
<b>В-65</b>	<b>Т-34Н</b> (общестанционные СН 9-12Г)	<b>В-34Н</b>	<b>2КРУ-1</b>

#### Окончание таблицы 4.1

Наименование выкл. старое	наименование присоединения.	наименование выкл.новое	№ секции в новом КРУ
<b>В-66</b>	<b>Т -32</b> (агрегатные СН 9-12Г)	<b>В-30Н-2</b>	<b>2КРУ-2</b>
<b>В-67</b>	<b>2Т-6Н</b> (АБК и СПК)	<b>В-6Н-2</b>	<b>2КРУ-2</b>
<b>В-68</b>	<b>2Т -55Н</b> (насосная ТВС-3)	<b>В-55Н-2</b>	<b>2КРУ-2</b>
<b>В-69</b>	<b>Т -22</b> (агрегатные СН 5-8Г)	<b>В-20Н-2</b>	<b>2КРУ-1</b>

После переключения всех потребителей на новое 2КРУ выводится АВР старого 2КРУ, отключается КЛ В-19 В-72 и производится демонтаж старого 2КРУ-2

#### **4.2 Ввод в работу нового 1КРУ-2**

На месте старого 2КРУ-2 монтируется новое 1КРУ-2. Прокладывается и подключается КЛ от 3КРУ-1 к новому 2КРУ-2.

В новом 2КРУ выводится АВР и временно запитывается от КЛ от 3КРУ-1.

2ТСН выводится в ремонт и подключается к 1КРУ-2(Н) с дальнейшим включением совместно с 2КРУ-2(Н) с полным погашением секции для предотвращения замыкания разных видов нейтрали.

#### **4.3 Ввод в работу нового 3КРУ-2**

Выводится АВР 3КРУ и КЛ В 12-34. Происходит реконструкция 2 секции 3КРУ с подключением 4ТСН. В качестве резерва на ОПУ используется ДГУ-2.

Производится переподключение всех потребителей с 1 секции старого 2КРУ к новому. Переключаемые потребители указаны в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - перечень потребителей переподаваемых на третьем этапе

Наименование выкл. старое	наименование присоединения.	наименование выкл.новое	№ секции в новом КРУ
<b>В-25</b>	<b>Т-33Н</b> (общестанционные СН 9-12Г)	<b>В-33Н</b>	<b>1КРУ-2</b>
<b>В-26</b>	<b>Т -31</b> (агрегатные СН 9-12Г)	<b>В-30Н-1</b>	-
<b>В-28</b>	<b>В-1</b> 1КРУ-6кВ	<b>вывести</b>	-
<b>В-30</b>	<b>Т-23Н</b> (общестанционные СН 5-8Г)	<b>В-23Н</b>	-
<b>В-31</b>	<b>Т -21</b> (агрегатные СН 5-8Г)	<b>В-20Н-1</b>	<b>1КРУ-2</b>
<b>В-32</b>	<b>1Т-1Н</b> (общестанционные СН монтажной площадки)	<b>В-1Н-1</b>	-
<b>В-34</b>	<b>В-12</b> 3КРУ-6кВ	<b>вывести</b>	-
<b>В-35</b>	<b>Т-13Н</b> (общестанционные СН 1-4Г)	<b>В-13Н</b>	<b>1КРУ-2</b>
<b>В-36</b>	<b>1Т-61Н</b> (СН база МТС)	<b>В-61Н-1</b>	<b>1КРУ-2</b>
<b>В-37</b>	<b>1Т -55Н</b> (насосная ТВС-3)	<b>В-55Н-1</b>	-
<b>В-39</b>	<b>Т -41</b> (агрегатные СН 13-16Г)	<b>В-40Н-</b>	<b>1КРУ-2</b>

Продолжение таблицы 4.2

Наименование выкл. старое	наименование присоединения.	наименование выкл.новое	№ секции в новом КРУ
<b>В-40</b>	<b>Т-43Н</b> (общестанционные СН 13-16Г)	<b>В-43Н</b>	-
<b>В-41</b>	<b>Т -51</b> (агрегатные СН 17-18Г)	<b>В-50Н-1</b>	-
<b>В-43</b>	<b>1Т-35Н</b> (НТВ 5-7)	<b>В-35Н-1</b>	<b>1КРУ-2</b>
<b>В-45</b>	<b>Т-15Н</b> (компрес. КСК-1-3)	<b>В-15Н</b>	-

После переключения всех потребителей с 2КРУ-1(С) производится демонтаж вместе с КЛ В-1-28.

#### 4.4 Резервирование питания для ТП-30Н и ТП-50Н

При демонтаже первой секции 2КРУ, подключенные к ней агрегатные нужды ТП-30Н и ТП-50Н теряют по одному источник питания не обеспечивая взаиморезервирования. Для обеспечения резерва возможно использование ТП-33Н как резерв для ТП-30Н и ТП-53Н для ТП-50Н.

Необходимо отметить, что проводится реконструкция САУГА. Во время реконструкции оборудование будет находиться в выведенном состоянии, совместно с данной реконструкцией можно исключить необходимость в резервировании питания.

#### 4.5 Ввод в работу нового 1КРУ-1

На месте старого 2КРУ-1 монтируется новое 1КРУ-1 с временным подключением КЛ В-12-34. В новом 1КРУ и 2КРУ вводится АВР.

Производится переподключение оставшихся неподключенных потребителей с 2КРУ(С) и 1КРУ(С). Переключаемые потребители указаны в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - перечень потребителей переподаваемых на пятом этапе

Наименование выкл. старое	наименование присоединения.	наименование выкл.новое	№ секции в новом КРУ
<b>В-1</b>	<b>В-28</b> 2КРУ-6кВ	<b>вывести</b>	-
<b>В-2</b>	<b>1 ТСН</b>	<b>В-1ТСН-11</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-3</b>	<b>1Т -4Н</b> (насосная НОП)	<b>В-4Н-1</b>	<b>2КРУ-1</b>
<b>В-4</b>	<b>Т -11</b> (агрегатные СН 1-4Г)	<b>В-10Н-1</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-5</b>	<b>Шлюзы</b>	<b>В-ШЛЮЗ-1</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-6</b>	<b>1Т-6Н</b> (АБК и СПК)	<b>В-6Н-1</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-7</b>	<b>1Т-5Н</b> (компрес. КВД 1-5)	<b>В-5Н-1</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-8</b>	<b>1Т-3Н</b> (НТВ 1-4)	<b>В-3Н-1</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-9</b>	<b>1Т-2Н</b> (маслохозяйство, НП-1,2 и освещение устоя)	<b>В-2Н-1</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-12</b>	<b>Шлюзы</b>	<b>В-ШЛЮЗ-2</b>	<b>2КРУ-2</b>
<b>В-14</b>	<b>2Т-5Н</b> (компрес. КВД 1-5)	<b>В-5Н-2</b>	<b>2КРУ-2</b>

Продолжение таблицы 4.3

Наименование выкл. старое	наименование присоединения.	наименование выкл.новое	№ секции в новом КРУ
<b>В-15</b>	<b>В-2</b> 3КРУ-6кВ	<b>вывести</b>	-
<b>В-16</b>	<b>2Т-2Н</b> (маслохозяйство, НП-1,2 и освещение устоя)	<b>В-2Н-2</b>	<b>2КРУ-2</b>
<b>В-18</b>	<b>2Т-3Н</b> (НТВ 1-4)	<b>В-3Н-2</b>	<b>2КРУ-2</b>
<b>В-19</b>	<b>В-72</b> 2КРУ-6кВ	<b>вывести</b>	-
<b>В-20</b>	<b>2Т -4Н</b> (насосная НОП)	<b>В-4Н-2</b>	<b>1КРУ-2</b>
<b>В-21</b>	<b>Т-14Н</b> (общестанционные СН 1-4Г)	<b>В-14Н</b>	<b>2КРУ-1</b>
<b>В-22</b>	<b>Т -12</b> (агрегатные СН 1-4Г)	<b>В-10Н-2</b>	<b>2КРУ-2</b>
<b>В-26</b>	<b>Т -31</b> (агрегатные СН 9-12Г)	<b>В-30Н-1</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-30</b>	<b>Т-23Н</b> (общестанционные СН 5-8Г)	<b>В-23Н</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-32</b>	<b>1Т-1Н</b> (общестанционные СН монтажной площадки)	<b>В-1Н-1</b>	<b>1КРУ-2</b>
<b>В-34</b>	<b>В-12</b> 3КРУ-6кВ	<b>вывести</b>	-

Окончание таблицы 4.3

Наименование выкл. старое	наименование присоединения.	наименование выкл.новое	№ секции в новом КРУ
<b>В-37</b>	<b>1Т -55Н</b> (насосная ТВС-3)	<b>В-55Н-1</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-40</b>	<b>Т-43Н</b> (общестанционные СН 13-16Г)	<b>В-43Н</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-41</b>	<b>Т -51</b> (агрегатные СН 17-18Г)	<b>В-50Н-1</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-45</b>	<b>Т-15Н</b> (компрес. КСК-1-3)	<b>В-15Н</b>	<b>1КРУ-1</b>
<b>В-60</b>	<b>Т-26Н</b> (компрес. КСК-4-7)	<b>В-26Н</b>	<b>1КРУ-2</b>

Отключается КЛ В 15-2 и выводится в ремонт 1ТСН с заменой нейтрали. Запитывается от 1ТСН 1КРУ-1(Н) и 2КРУ-1(Н).

Выводится в ремонт 3ТСН с заменой нейтрали и производится реконструкцию 3КРУ-1. После реконструкции запитывается 3КРУ-1 от 3ТСН и вводится АВР 3КРУ.

После проведения реконструкции проверяется работоспособность системы СН и производится демонтаж старого оборудования.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Высокая надежность и технически исправное состояние оборудования имеют большое значение в работе станции. Это обеспечивается правильной эксплуатацией и грамотным подбором оборудования. Нарушая данные условия нельзя обеспечить высокую надежность на любом объекте.

После реконструкции схемы будет обеспечено бесперебойное питание потребителей СН благодаря повышению надежности ее работы.

Новые диспетчерские наименования позволяют практически исключить ошибки при оперативных переключениях в схеме СН.

Новое оборудование КРУ имеет простую конструкцию, также является ремонтпригодным, обеспечивая свободный доступ для обслуживания [3]. Будет иметь возможность дистанционного управления для обеспечения безопасности персонала [9] при переключениях и подробно выдавать данные о состоянии в АСУТП.

Автоматизация работы ДГУ позволит исключить возможность падения напряжения в случае потери собственных нужд во время подготовки к пуску ДГУ и исключит неудачные попытки пуска гидроагрегата от ДГУ.

Результаты данной работы могут быть использованы при модернизации действующей схемы собственных нужд ГЭС.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АВР - автоматический ввод резерва;  
АПВ - автоматика повторного включения;  
АСУТП - автоматизированная система управления технологическим процессом  
АУВ - автоматика управления выключателем;  
ВЛ – воздушная линия;  
ГЭС - гидроэлектростанция;  
ЗМН - защита минимального напряжения;  
ЗПН - защита от повышения напряжения;  
кА, кВ – соответственно килоампер и киловольт;  
КЗ - короткое замыкание;  
КЛ - кабельная линия;  
КРУ - комплектное распределительное устройство;  
КТП - комплектная трансформаторная подстанция;  
ЛЗШ - логическая защита шин;  
МВ·А – мегавольтампер - единица измерения полной мощности;  
МТЗ - максимальная токовая защита;  
о.е. – относительная единица.  
0ЗЗ - однофазное замыкание на землю;  
ОРУ - открытое распределительное устройство;  
ПКР - программа комплексной реконструкции  
РД – руководящий документ;  
РДУ – региональное диспетчерское управление;  
РЗА - релейная защита и автоматика  
СН - собственные нужды;  
СПЭ – сшитый полиэтилен;  
ТО - токовая отсечка;  
ТП – трансформаторная подстанция;  
ТСН - трансформатор собственных нужд;  
ТЭР - технико - экономический расчет;  
УРОВ - устройство резервирования при отказе выключателя.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СО 153-34.20.120-2003 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) - Утвержден 08.07.2002. [Электронный ресурс] //Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро». - Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>
- 2 СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (ПТЭ) - Утвержден 19.06.2003. [Электронный ресурс] //Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро». - Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>
- 3 СТО 17330282.27.140.020-2008. Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. - Введ. 30.07.2008. - Москва: НП «ИНВЭЛ», 2010. - 29 с.
- 4 СТО 17330282.27.140.015-2008. Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. - Введ. 30.07.2008. [Электронный ресурс] //Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро». - Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>
- 5 СТО 17330282.27.140.008-2008. Системы питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. - Введ. 30.07.2008. [Электронный ресурс] //Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро». - Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>
- 6 СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. -Введ. 30.07.2012. [Электронный ресурс] //Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро». - Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>
- 7 СТО 59012820.29.020.005-2011. Правила переключений в электроустановках. - Введ. 29.07.2014. [Электронный ресурс] //Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро». - Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>
- 8 СТО РусГидро 02.03.130-2015. Гидроэлектростанции. Техническое освидетельствование зданий, сооружений, основного и вспомогательного оборудования, технологических систем. Нормы и требования. [Электронный ресурс] //Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро». - Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>
- 9 Техническая политика ПАО «РусГидро» - 2020. [Электронный ресурс] //Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро». - Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>

10 Инструкция по эксплуатации комплектных распределительных устройств 6 кВ - 1КРУ, 2КРУ. Индивидуальный номер №16. Филиал ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС». – 13 с.

11 Инструкция по эксплуатации оборудования РУ, кабельных помещений и заземляющих устройств. Индивидуальный номер ИЭ-02/02-205-2017. Филиал ПАО «РусГидро» - «Воткинская ГЭС». – 63 с.

12 Васильев А.А. электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов. - 2-е изд. Перераб. и доп. - М. 1990.

13 Циркуляр № Ц-02-98(Э) от 16.03.1998. О проверке кабелей на не возгорание при воздействии тока короткого замыкания, РАО «ЕЭС России».

14 Чернобровов Н.В. Релейная защита. - 5-е изд. перераб. и доп. М.: Энергия. 1974. - 680 с.

15 Техническое обследование режимов заземления нейтрали СН-6 кВ для предотвращения опасных перенапряжений и расчет устройств токоограничения для увеличения термостойкости оборудования с выдачей экспертного заключения, разработки ТЭО выбранного варианта. отчет о НИР / Васильев И.О. – Чебоксары: ООО «КомплектЭнерго», 2010. – 236 с.

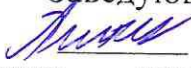
16 Балабанов В.Н. Надежность электроустановок: Учебно-методическое пособие. – Хабаровск: ДВГУПС, 1999, - 97с.

17 Пахомова А.С. Реконструкция электроснабжения собственных нужд Чебоксарской ГЭС с внедрением микропроцессорных защит КРУ: дис.: 13.04.02.06 / Пахомова Анна Сергеевна. – Саяногорск, 2017. – 80 с.

18 Раздымахо Е.А. Реконструкция оборудования собственных нужд Майнского гидроузла: дис.: 13.04.02.06 / Раздымахо Евгений Александрович. – Саяногорск, 2019. – 51 с.

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 А.А. Ачитаев  
подпись                      инициалы, фамилия  
« 04 »                      07                      2020 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 6КВ  
ЧЕБОКСАРСКОЙ ГЭС**

13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника  
13.04.02.06 - Гидроэлектростанции

Научный руководитель	 подпись, дата	Начальник ОС Филиала ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» должность	<u>И.Ю. Погоняйченко</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>В.С. Подтяжкин</u> инициалы, фамилия
Рецензент	 подпись, дата	Заместитель начальника ОС Филиала ПАО «РусГидро» «Чебоксарская ГЭС» должность	<u>В.В. Черногубов</u> инициалы, фамилия
Консультант	 подпись, дата	Заведующий кафедрой ГЭЭС должность	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата		<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020