

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Реконструкция электрооборудования РУ-0,4кВ отметки 50,5
монтажного блока Жигулевской ГЭС»

Студент

А.И. Шефер

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.С. Романов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Аннотация

В представленной выпускной квалификационной работе разработан проект по реконструкции системы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 монтажного блока (МБ) Жигулевской ГЭС (ЖГЭС). Дана краткая характеристика предприятия и самого объекта исследования, произведен анализ технологических нарушений на электрооборудовании собственных нужд ЖГЭС по открытым статистическим данным эксплуатации.

Разработан комплекс технических решений, позволяющих существенно повысить схемную и параметрическую надежность системы электроснабжения объекта реконструкции. Произведен расчет электрических нагрузок по методу коэффициента максимума.

Расчет токов короткого замыкания позволил выполнить выбор современного электрооборудования и произвести его проверку в соответствии установленными требованиями. По полученным данным произведен выбор и проверка электрооборудования и проводников для проектируемой схемы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС.

Работа состоит из введения, заключения, 3-х основных разделов, списка литературы из 23 источников. Общий объем работы 57 страниц машинописного текста. Графический материал по выпускной квалификационной работе представлен в количестве 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Общая характеристика предприятия, оценка необходимости проведения реконструкции и перспектив развития ЖГЭС	6
1.1 Общая характеристика Жигулевской ГЭС	6
1.2 Описание схемы электроснабжения собственных нужд ЖГЭС.....	9
1.3 Предпроектное обследование существующей схемы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС	10
1.4 Оценка необходимости проведения реконструкции электрооборудования РУ-0.4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС	20
1.5 Разработка комплекса технических решений по повышению надежности и энергоэффективности оборудования СН ЖГЭС	23
2 Расчет параметров элементов схемы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС	26
2.1 Расчет электрических нагрузок РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС...	26
2.2 Определение мощности питающего трансформатора для РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС	28
2.3 Выбор выключателей для РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС	32
2.4 Выбор проводников для ПЭЭ РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС	34
3 Расчет токов КЗ стороне 0,4кВ РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС.....	38
3.1 Расчет параметров схемы замещения прямой последовательности...	38
3.2 Расчет параметров схемы замещения нулевой последовательности...	42
3.3 Расчет токов короткого замыкания.....	44
3.4 Проверка выбранной аппаратуры и проводников.....	47
Заключение.....	54
Список используемых источников.....	55

Введение

На протяжении многих десятилетий остается неизменно справедливым утверждение, что электроэнергетика – это основа развития экономики страны. Особую или стратегически важную роль в энергетике России занимает гидроэнергетика. Она обеспечивает дешевой и экологически чистой энергией все крупные производственные объекты нашей страны. От надежного и безаварийного функционирования оборудования гидроэлектростанций зависит качество работы большинства крупных и средних производственных объектов, жилищно-коммунального сектора, стабильность всей объединённой энергосистемы России. Поэтому вопросам оценки текущего состояния, проведения модернизации и технического перевооружения основного и вспомогательного оборудования гидроэлектростанций стоит уделять особое внимание.

В настоящее время отмечаются положительные тенденции в техническом оснащении производства современными видами оборудования. В частности, многократно возрос объем финансирования, выделяемого на проекты, направленные на решение ключевых задач по повышению энергоэффективности, надежности и энергосбережения на основном и вспомогательное оборудование производства [6]. Однако, по прогнозам специалистов доля оборудования, отработавшего свой нормативный ресурс и характеризующегося признаками морального и физического износа остается значительной [3, 6, 11-13]. Эксплуатация физически изношенного и морально устаревшего оборудования ведёт к значительному снижению производительности, увеличению рисков возникновения технологических нарушений, аварий, увеличению потерь и уменьшению энергоэффективности предприятия в целом. Огромные финансовые потери сопряжены с тем, что для поддержания изношенного оборудования в рабочем состоянии и проведения его ремонтов расходуются значительные трудовые и материальные ресурсы. Причем по прогнозам специалистов данный

показатель прогрессивно растет и в ближайшем будущем стоимость восстановительного ремонта большинства электроустановок будет сопоставима со стоимостью новой установки [18].

Актуальность темы связана с тем, что техническое перевооружение необходимо с технической и экономической стороны вопроса, так как оборудование претерпело моральный и физический износ. Научная новизна работы заключается в том, что для реконструкции используется самое современное оборудование, ранее не участвующее в работе Жигулевской ГЭС.

Цель работы заключается в проведение реконструкции системы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 монтажного блока Жигулевской ГЭС.

Для реализации поставленной цели предусмотрено решение следующих задач:

- составить краткую характеристику объекта исследования, произвести оценку возможности и необходимости проведения реконструкции системы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС;

- выполнить расчет параметров схемы электроснабжения, произвести выбор числа и мощности трансформаторов РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС с учетом перспективного увеличения мощности потребителей собственных нужд (СН) ЖГЭС;

- произвести расчет токов короткого замыкания в сети 0,4кВ РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС, осуществить выбор и проверку проводников, автоматических выключателей с учетом полученных данных.

Исходным материалом для выполнения исследования послужили производственные инструкции, техническая документация с предприятия, находящиеся в открытом доступе, нормативно-правовые акты, справочная и методическая литература, работы специалистов в данной области знаний.

Практическая значимость работы заключается в том, что отдельные её положения могут быть использованы инженерно-техническими работниками

субъектов энергетики для подготовки и проведения реконструкции оборудования собственных нужд энергопредприятия.

1 Общая характеристика предприятия, оценка необходимости проведения реконструкции и перспектив развития ЖГЭС

1.1 Общая характеристика Жигулевской ГЭС

Гидроэлектростанция расположена на правом берегу Волги в устье части Отваженского оврага, выходя частью в русло реки.

К сооружениям гидроэлектростанции относятся: машинное здание с пристройкой со стороны нижнего бьефа, монтажная площадка, грязеспуск, сороудерживающее сооружение, понур, рисберма, сопрягающие стенки, подводный и отводящий каналы, открытые распределительные устройства (ОРУ) 500кВ, 220кВ и 110кВ.

Здание гидроэлектростанции длиной 600 м, шириной 100 м и высотой от подошвы до кровли 80 м основано на глинах кинельской свиты плиоцена. Строительный объем здания ГЭС - 4,5 млн м³.

В расчетное половодье через гидроэлектростанции может быть пропущен расход воды 29 600 м³/сек, в том числе через донные водосбросы 18000 м³/сек. Удельный расход воды на рисберме в расчетное половодье составляет 49 м³/сек.

Со стороны верхнего бьефа к машинному залу примыкает закрытое щитовое отделение. На четырех этажах со стороны нижнего бьефа над отсасывающими трубами размещены основное электротехническое оборудование, высоковольтные и контрольные кабели, аппаратура для охлаждения масла, вентиляционные установки, масло- и воздухопроводы. Щитовое отделение нижнего бьефа принято открытого типа.

Монтажная площадка находится с правой стороны машинного здания и занимает в напорном фронте сооружений около 70 м. В блоке монтажной площадки размещены также насосы для откачки воды из проточной части

агрегатов, разгрузочная площадка, хранилище механического оборудования, трансформаторная и механические мастерские, центральная база масляного хозяйства, вентиляционные устройства, помещения испытательных грузов, узел связи, а также служебные помещения.

Подача оборудования на монтажную площадку и в щитовое отделение верхнего бьефа осуществляется железнодорожным и автомобильным транспортом со стороны правого берега. Со стороны нижнего бьефа к монтажной площадке примыкает пятиэтажное здание бытовых, административных помещений гидроэлектростанции.

У шестой секции машинного зала со стороны нижнего бьефа расположено здание центрального пульта управления гидроэлектростанции.

Грязеспуск помещается в левобережном устье и представляет собой прямоугольный лоток шириной 10,5 м с пропускной способностью около 300 м³/сек.

В машинном зале установлено двадцать вертикальных гидроагрегатов: 16 гидроагрегатов мощностью по 125,5 МВт, 4 гидроагрегата мощностью по 120 МВт, общая мощность станции составляет 2488 МВт. Каждый агрегат состоит из поворотно лопастной турбины с рабочим колесом диаметром 9300 мм и синхронного генератора зонтичного типа со статором диаметром 17,1 м. Гидроагрегаты рассчитаны на работу при напорах от 14 до 30 м. Вес одного гидроагрегата равен 3250 т.

Для повышения генераторного напряжения 13,8кВ на гидроэлектростанции установлены: двухобмоточные и трехобмоточные однофазные трансформаторы с напряжением 13,8/525кВ и 13,8/121/525кВ мощностью 123,5 тыс. кВА в фазе; трехобмоточные однофазные трансформаторы 13,8/121/242кВ мощностью 82,5 тыс. кВА в фазе; автотрансформаторы 13,8/242/252кВ проходной мощностью 167 тыс. кВА в фазе.

Гидроагрегаты объединены с повысительными трансформаторами в электрические блоки.

К группам трансформаторов 13,8/121/242кВ и автотрансформаторов 13,8/242/525кВ подключено по два агрегата; к группам трансформаторов 13,8/525кВ и 13,8/121/525кВ подключено по три агрегата.

Всего на гидроэлектростанции имеется четыре двухагрегатных блока, из которых 1 подключен к шинам 220кВ и 110кВ, а остальные - к шинам 500кВ и 220кВ. Из четырех трех агрегатных блоков один подключен к шине 500кВ и 110кВ, а остальные три к шине 500кВ.

Энергия, вырабатываемая Жигулевской ГЭС, передается на напряжении 500кВ в Московскую и Уральскую энергосистемы, а на напряжениях 220кВ и 110кВ - в единую энергосистему Средней Волги.

Открытые распределительные устройств расположены обособленно: напряжением 500кВ и 110кВ - на правом берегу и 220кВ - на низовом пирсе дамбы, сопрягающей здание гидроэлектростанции с земляной плотиной.

Соединение повысительных трансформаторов, установленных вдоль машинного здания со стороны нижнего бьефа, с открытыми распределительными устройствами 500кВ и 110кВ выполнено воздушными линиями, а соединение с распределительным устройством 220кВ - тремя кабельными выводами и одним воздушным.

От шин 500кВ отходят две линии на Москву и одна на Урал, предусмотрена также возможность осуществления второй линии на Урал.

От шин 220кВ отводятся шесть линий, а от шин 110кВ - четыре линии.

Жигулевская ГЭС входит в каскад Волжско-Камских ГЭС, является шестой его ступенью и второй по мощности гидроэлектростанцией. Главная ее особенность заключается в том, что она является базисной или частоторегулирующей ГЭС. На сегодняшний день на станции эксплуатируется современное электротехническое, гидромеханическое оборудование и средства автоматизации, которые позволяют станции выполнять пиковое регулирование графика электрической нагрузки и поддерживать стабильное значение частоты, равное 50 Гц на территории Европейской части России. Именно поэтому можно утверждать, что

Жигулёвская ГЭС является стратегическим объектом для Российской энергетики.

1.2 Описание схемы электроснабжения СН ЖГЭС

От собственных нужд Жигулевской ГЭС получают питание электродвигатели различных потребителей, задействованных в технологическом процессе. Среди них, не претендуя на исчерпывающую полноту перечислений, можно назвать основные – механизмы технологических блоков «генератор-трансформатор»; механизмы вспомогательного оборудования машинного зала, монтажной площадки, сороудерживающего сооружения (СУС), удаленных электроустановок; крановое оборудование, насосное оборудование для откачки дренажных вод и дополнительного объема воды из ремонтируемых гидроагрегатов (например, насосы откачки потерны), установки внутреннего и внешнего освещения. От СН ГЭС так же получают питание потребители СН ОРУ-110кВ, ОРУ-220кВ, ОРУ-500кВ. По категориям надежности или по степени ответственности потребители СН принято разделять на 2 категории. К первой категории относятся потребители ответственных механизмов СН, обесточенные которых приводит к нарушению нормальной работы основного оборудования. В перечень потребителей СН первой категории входят:

- 1) Насосы маслонапорных установок гидроагрегатов.
- 2) Вентиляторы охлаждения тиристорной системы самовозбуждения генераторов типа СТС-2П.
- 3) Насосы циркуляции масла силовых трансформаторов.
- 4) Подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей.

Все остальные потребители, режим работы которых не связан с эксплуатационным состоянием основного оборудования станции, следует относить к потребителям второй категории.

Основной класс напряжения для питания потребителей СН ЖГЭС принят 380В, однако есть и особо мощные потребители, для которых принято напряжение 10кВ – насосы откачки потерны (НОП) и 6кВ для электродвигателей компрессоров низкого давления (КНД), компрессоров режима синхронного компенсатора (КНДС).

Структура построения системы СН ЖГЭС принята ступенчатой с селективным понижением класса напряжения от 110кВ до 380В. С шин 110кВ получают питание трансформаторы 1ТС и 2ТС, территориально расположенные на ОРУ-110кВ. Между ними установлен АВР-110кВ, который обеспечивает заданный режим работы трансформаторов – режим явного резервирования, когда в работе либо 1ТС, либо 2ТС; режим неявного резервирования, когда в работе 1ТС и 2ТС. С шин низкого напряжения 1ТС, 2ТС получают питание через выключатель 10кВ две секции шин КРУ-10кВ-1с и КРУ-10кВ-2с, расположенные на производственной отметке 37,25 здания ЖГЭС на 1 и 3 электроблоках соответственно. Все потребители СН ЖГЭС подключены к I или II секции КРУ-10кВ через вакуумные выключатели ВВ/TEL-10, между секциями КРУ-10кВ также предусмотрено устройство АВР. Схема СН ЖГЭС построена с применением 34 трансформаторов собственных нужд 10/0,4кВ, имеющих оперативные обозначения 3ТС÷23ТС; 26ТС÷36ТС, семи трансформаторов освещения 10/0,4кВ 1ТО÷7ТО. В данной работе в качестве объекта для выполнения исследования выбран потребитель СН ЖГЭС – система электроснабжения производственной отметки 50,5 монтажного блока здания ГЭС.

1.3 Предпроектное обследование существующей схемы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС

Оборудование системы электроснабжения (СЭС) РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС расположено в здании ГЭС на монтажном блоке с отметкой установки 50,5 согласно принятой на станции системой уровней отметок

(отметка ноль отсчитывается от уровня Балтийского моря). В состав СЭС МБ ЖГЭС входит силовой трансформатор с принятым оперативным обозначением 15ТС и его щит 0,4кВ. В настоящее время используется щит 0,4кВ 15ТС, состоящий из одной секции, с двумя вводными выключателями марки АВН-10 ($I_{ном} - 1000A$) и фидерными выключателями (марки: ВА04-36, А3124, А3134, А3726, А3144), расположен в закрытом помещении на отметки 50.5 МБ. Наглухо к щиту 0,4кВ 15ТС включен щит освещения крыши здания ГЭС (с автоматическими выключателями и магнитными пускателями для автоматического управления освещением из центрального пульта управления).

От РУ-0,4кВ 15ТС получает питание 1 секция РУ-0,4кВ котельной служебного корпуса (КСК) ЖГЭС, 2 секция РУ-0,4кВ КСК запитана от трансформатора 16ТС. Обе секции соединены между собой секционным рубильником с ручным приводом. Таким образом трансформаторы 15ТС и 16ТС являются технологически связанным оборудованием, соответствуют требованиям, предъявляемым к силовым трансформаторам, допускающим параллельную работу. Отметим, что описанная компоновка оборудования и существующая схема электроснабжения РУ-0,4кВ 15ТС и РУ-0,4кВ 16ТС КСК требует отдельного внимания при расчете нагрузок, выборе трансформаторов, силовых кабелей и электрооборудования, так как необходимо учесть возможность резервирования при потере питания от одного из источников (в данном случае 15ТС или 16ТС). По высокой стороне 15ТС и 16ТС получают питание от основных собственных нужд ЖГЭС – трансформаторов 2ТС и 1ТС соответственно. Для 16ТС вводная ячейка №40 КРУ-10кВ-Ис, для 15ТС - ячейка №20 КРУ-10кВ-Ис.

В ходе изучения и предпроектного исследования оборудования схемы электроснабжения РУ-0,4кВ 15ТС были получены следующие данные.

1. Трансформатор 15ТС - трансформатор масляный типа ТМ-1000/10/0,4кВ, произведен на базе предприятия «Запорожский трансформаторный завод», расположен в закрытом помещении МБ здания

ГЭС на отм.50.5. Внешний вид Трансформатор 15ТС представлен на рисунке 1, питающая его ячейка №20 КРУ-10кВ-Пс приведена на рисунке 2.

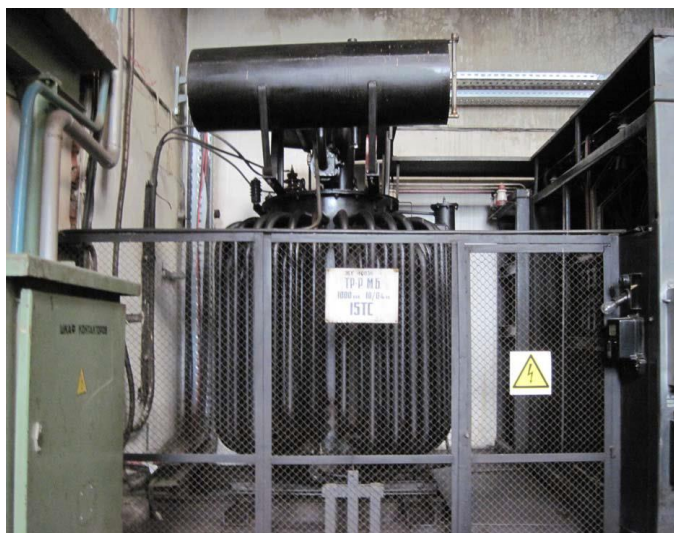


Рисунок 1 – Трансформатор 15ТС ЖГЭС



Рисунок 2 – Внешний вид вводной ячейки трансформатора 15ТС ЖГЭС

2. Щит 0,4кВ 15ТС состоит из одной секции с двумя вводными выключателями марки АВН-10 и фидерными выключателями (марки: ВА04-36, А3124, А3134, А3726, А3144), расположен в закрытом помещении на отм. 50.5 МБ. К щиту 0,4кВ 15ТС включен щит освещения крыши здания ГЭС и получает питание через кабельную перемычку 1 секция РУ-0,4кВ КСК.



Рисунок 3 – Внешний вид щита 0,4кВ 15ТС ЖГЭС



Рисунок 4 – Существующее РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

3. Трансформатор 15ТС установлен на двух сварных (двухавром) металлических балках из горячекатаных швеллеров 14. Металлические балки

опираются на монолитные железобетонные стенки высотой 670мм от уровня пола. Монолитные стенки выполнены замкнутыми, образуя под трансформатором пространство размерами 1,9х2,5м. Во время эксплуатации монолитные стенки не получили повреждений. Отсутствуют следы коррозии и повреждений у опорных металлических несущих балок. Обнаружены локальные следы протечек масла трансформатора на опорные балки. В результате предпроектного обследования установлено, что строительные конструкции трансформатора 15ТС находятся в исправном состоянии.



Рисунок 5 – Строительные конструкции трансформатора 15ТС ЖГЭС

4. Кабельные линии 10кВ питания 15ТС и 16ТС марки СБГ-3х50 проложены в кабельном тоннеле здания ГЭС и ОРУ-500кВ в закрытом помещении.

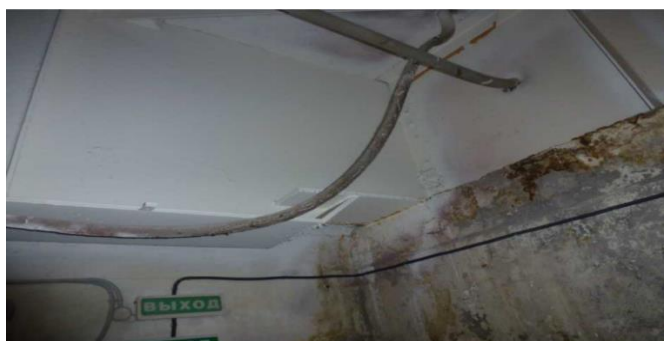


Рисунок 6 – Кабельные линии 10кВ питания 15ТС и 16ТС

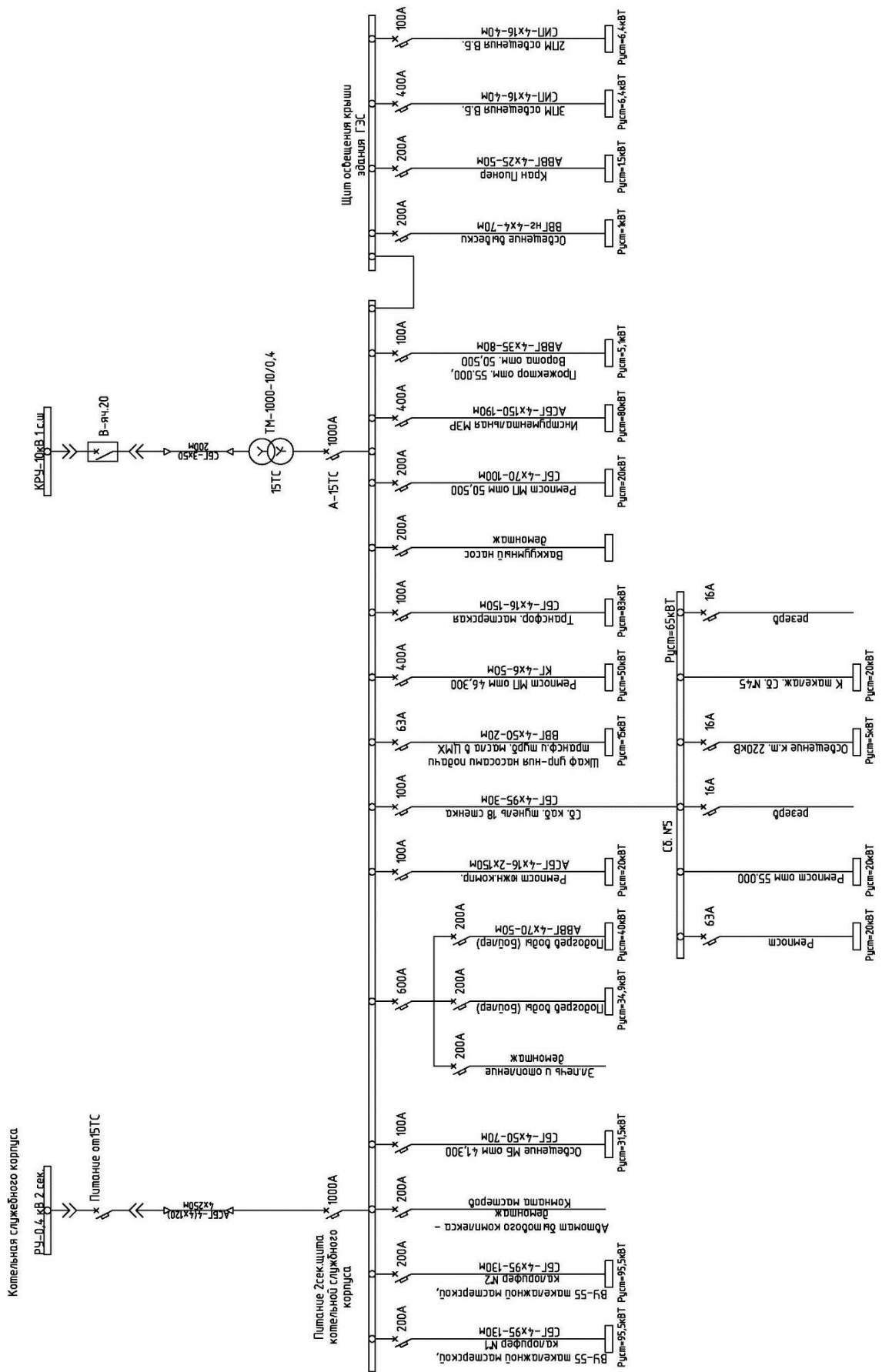


Рисунок 7 – Схема электроснабжения щита 0,4кВ от отметки 50,5 МБ ЖЭС

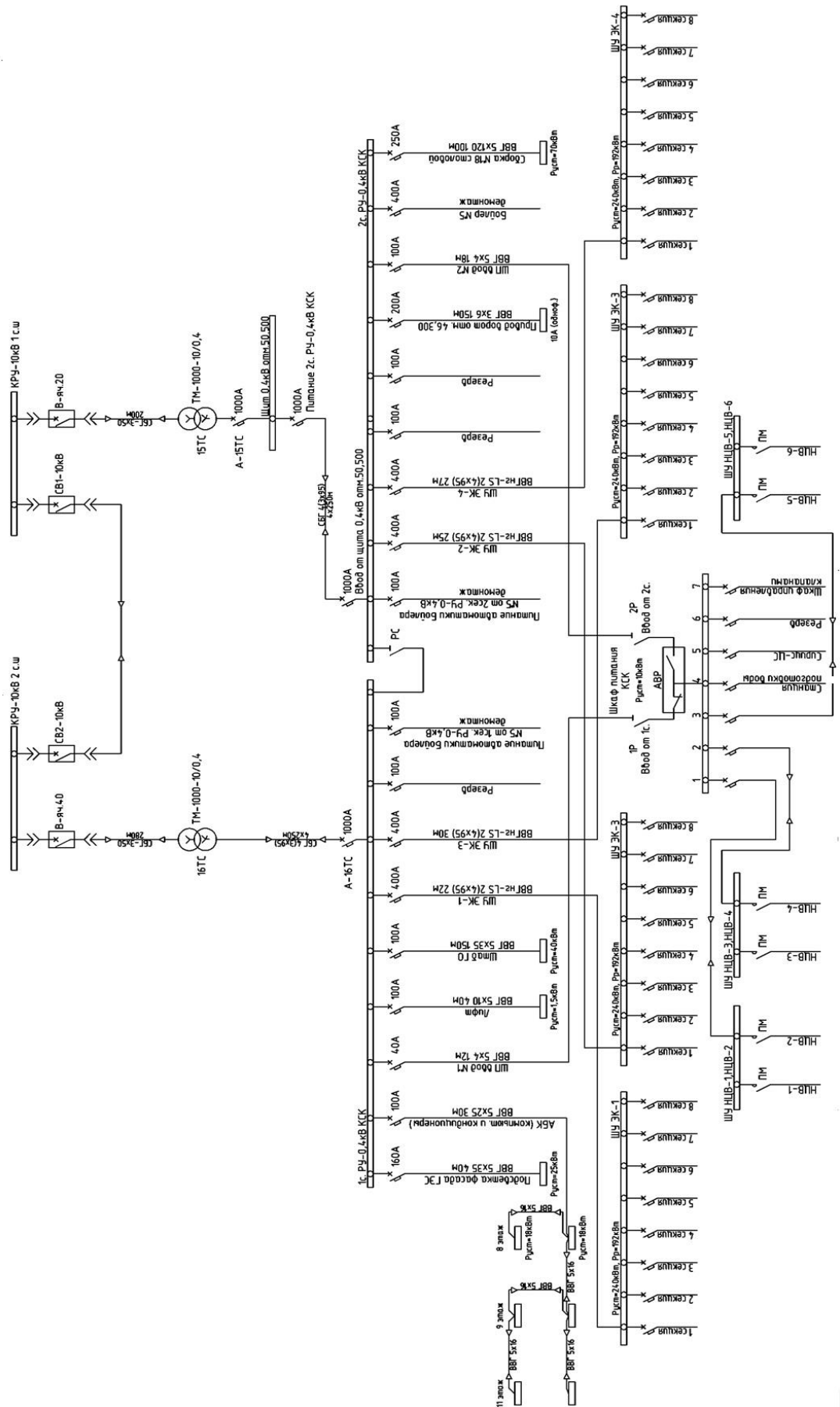


Рисунок 8 – Схема электроснабжения 2 секции РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

На рисунках 7,8 представлены существующие на данный момент схемы - электроснабжения щита 0,4кВ отметки 50,5 МБ и электроснабжения 2 секции РУ-0,4кВ КСК. Согласно принятой и описанной выше классификации потребителей СН ЖГЭС приемники и потребители, запитанные от 15ТС можно отнести к 2 и 3 категориям надежности. К 2 категории относятся: инструментальная МЭР, трансформаторная мастерская, шкаф управления электрокотлом КСК №2 и №4, шкаф питания автоматики управления электрокотлами КСК. Всех остальных потребителей следует отнести к 3 категории.

Представим общую характеристику основных потребителей 15ТС режим работы и установленная мощность которых ключевым образом повлияет на выбор электрооборудования.

Основные и наиболее мощные потребители КСК ЖГЭС – электрокотлы типа ЭПО-240 в количестве 4 шт. В служебном здании смонтирована насосная двухтрубная система водяного отопления с температурами горячей воды +90° и обратной +70°. Вода нагревается в электрокотлах посредством термоактивного действия тока, проходящего через воду между электродом и стенкой электрокотла. Разводка трубопроводов принята нижняя, с прокладкой труб у пола первого этажа, а в вестибюле - подпольных каналах. Отвод воздуха из системы отопления предусмотрен через вантузы для автоматического выпуска воздуха на воздушной линии, проложенной под потолком пятого этажа. В качестве нагревательных приборов приняты пластинчатые теплообменники контура отопления типа ЭТ-022-10-45. В котельной на отм.46,30 установлено 4 электрокотла, снабженных на входе питательной воды в котельную обратным клапаном. Они предназначены для отопления служебного корпуса и могут быть включены в работу, в зависимости от температуры наружного воздуха, один, два или все четыре. Электрокотлы №1,2,3,4 имеют подпиточный бак, установленный на отм. 63,71. Циркуляция воды в системе отопления обеспечивается двумя

центробежными насосами К80-50-200, один из них рабочий, другой – резервный.

В рамках реализации программы комплексного технического перевооружения и реконструкции на ЖГЭС в 2014 была произведена замена старого котельного оборудования на современное. Технические характеристики котлового оборудования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные котлового оборудования КСК ЖГЭС

№ пп	Наименование	Электроды типа ЭПО-240			
		№1	№2	№3	№4
1	Расчетное давление воды	4,8	4,8	4,8	4,8
2	Размер бака нагревателя	250х 1200х1	250х 1200х1	250х 1200х1	250х 1200х1
3	Объем бака нагревателя	0,2 м ³	0,2 м ³	0,2 м ³	0,2 м ³
6	Тип предохранительного клапана	Рычажного типа У/пр - 50 мм			
7	Уставка срабатывания клапана	6,0	6,0	6,0	6,0
8	Диаметр установленных электродов	150мм	150мм	150мм	150мм
9	Длина электродов	350мм	450мм	450мм	450мм
10	Количество электродов	3	3	3	3
11	Напряжение на электродах	380 В	380 В	380 В	380 В
12	Ток в одном электроде при температуре воды 80°	170 А	150 А	120 А	140 А

На отметки 50,5 МБ установлены 2 электробойлера для нагрева воды, запитанные с щита 0,4кВ 15ТС. Конструктивное устройство и основные технические данные: водонагреватели предназначены для нагрева воды, поступающей в мужские умывальники отметки 32,0. Установки состоят из бака емкостью 3 м³, трубопровода, запорной и предохранительной арматуры. Электроды, на которые подается переменный ток 380 В, смонтированы в

баконагревателе. Вода, нагреваемая электродами, по расходной линии поступает в коллектор душевой. Холодная вода поступает в бак из городского водопровода. Предохранительный клапан рычажного типа Ду=40 мм установлен на расходной трубе, на потолке душевой со сбросом воды в сливную трубу и отрегулирован на 5,2 атм. работа нагревателей полностью автоматизирована. На шкафах управления бойлерами установлены ЭКТ, автоматически включающие бойлера при температуре воды 70°C. При достижении температуры воды 80°C бойлер отключается. Для контроля давления в баках установлены манометры.

Технические данные:

- тип водонагревателя	электробойлер
- мощность электробойлера	150 кВт
- расчетное давление воды	4,2 атм.
- поверхность нагрева электродов	1 м ²
- объем бака нагревателя	3 м ³
- размер бака нагревателя	1200x2944 мм
- уставка включения бойлера	70°C
- уставка отключения бойлера	85°C
- диаметр установленных электродов	100 мм
- длина электродов	900 мм
- напряжение на электродах	380 В
- максимальный ток в одном электроде	200 А

На щите 0,4кВ отметки 50,5 МБ имеются потребители – «трансформаторная мастерская» и «мастерская МЭР». Основной нагрузкой для данных потребителей являются компьютеры, офисная оргтехника, системы вентиляции и кондиционирования. В таблице 2 приведены справочные данные об всех электроприемниках, получающих питание с шин низкого напряжения 15ТС, их установленные и расчетные мощности.

Таблица 2 – Данные о мощностях электроприемников РУ-0.4кВ отм. 50,5 МБ ЖГЭС

№ пп	Наименование электроприемника	$P_{уст}$, кВт	$P_{расч.}$, кВт
1	Шкаф ВУ Такелажной мастерской	191	152,8
2	Сборка «Комната мастеров» и освещение МБ отм. 14,3	31,5	26,8
3	Бойлерная	34,9	28,1
4	Ремпост №46 «Сушильная камера»	20	6
5	Ремпост южной компрессорной	20	6
6	Сборка кабельного тоннеля 18 стенки	40	36
7	ШУ насосами подачи турбинного и трансформаторного масла в ЦМХ	15	12
8	Ремпост МП отм. 46.3	50	15
9	Сборка «Трансформаторная мастерская»	83	56,2
10	Ремпост МП отм.50.5	20	6
11	Сборка «Инструментальная МЭР»	80	64
12	Сборка Ворота. Прожектор. Сварка	25,1	10,3
13	Щит освещения крыши здания ГЭС	14,3	12,4
14	Итого:	607,3	426,5

1.4 Оценка необходимости проведения реконструкции электрооборудования РУ-0.4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС

В данном разделе выполняемой работы представлено аргументированное обоснование необходимости производства реконструкции системы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ с заменого трансформатора 15ТС. Неоспоримыми аргументами для проведения полной замены электрооборудования названного выше участка служат следующие факты. Во-первых: оборудование введено в эксплуатацию в 1957 году и характеризуется признаками морального и физического износа, соответствует нормам проектирования 1950-х годов. На

сегодняшний день изменилась нормативная база, руководящая и эксплуатационная документация, стандарты организации и эксплуатация оборудования происходит со следующими грубыми нарушениями требований ПУЭ – трансформатор 15ТС масляного типа расположен внутри производственного помещения на отметке, превышающей уровень 1 этажа; маслоприемник силового трансформатора 15ТС спроектирован и смонтирован с нарушениями всех действующих стандартов. Во-вторых, реконструкция, замена или модернизация оборудования не выполнялась на протяжении всего срока службы, ежегодно выполняются текущие ремонты, которые необходимы для поддержания оборудования в работоспособном состоянии. В-третьих, кабельные линии 10кВ, 0,4кВ, выполненные кабелем марки СБГ полностью выработали заложенный ресурс, наблюдается частичное разрушение изоляционного материала. Кроме того, принятые сечения кабелей не соответствуют растущей нагрузке оборудования СН ЖГЭС, кабели не способны выдерживать длительно-допустимые нагрузки от нового и реконструируемого оборудования, их эксплуатация представляет опасность возникновения аварийных отказов. В-четвертых, в ходе предпроектного исследования специализированной организацией установлено, что строительные конструкции на участке установки трансформатора 15ТС находятся в неудовлетворительном состоянии, не соответствуют принятым нормам строительства, пожарной и экологической безопасности. В-пятых, происходит нарушение электромагнитной совместимости нового и устаревшего оборудования.

Для поддержания работоспособного состояния оборудования, восстановления его ресурса на ЖГЭС применяется система планово-предупредительного ремонта (ППР). Характерной особенностью системы ППР является организация ремонтного цикла согласно установленным временным рамкам и принятым срокам. На данный момент электрооборудование РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ, трансформатор 15ТС достигли такой фазы жизненного цикла, что стоимость проведения текущих,

капитальных ремонтов сопоставима со стоимостью нового оборудования. Помимо этого, необходимо учитывать отсутствие необходимых комплектующих и запасных частей для проведения восстановительных ремонтов.

В процессе реализации программы комплексной модернизации оборудования на ЖГЭС происходит частичная замена старого и устаревшего оборудования на инновационно новое согласно утвержденному перспективному плану технического перевооружения и реконструкции. Совместная эксплуатация нового и устаревшего оборудования сопряжена с определёнными рисками отказов вследствие нарушения их совместимости или по причине внезапных отказов морально и физически устаревшего оборудования. Статистика отказов по элементам системы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ представлена в таблице 3. Отметим, что в названной таблице приведены сведения по технологическим нарушениям согласно открытым данным обзора аварийности и несчастных случаев компании ПАО «РусГидро» в филиале Жигулевская ГЭС.

Таблица 3 – Обзор технологических нарушений на оборудование РУ-0,4кВ 15ТС ЖГЭС

№ пп	Характер повреждения	Время ремонта	Сумма ущерба
1	17.12.16 аварийное отключение ЭК-2 КСК. Произошло расплавление активной части ТЭНов секций 1,2,6,7 ЭК-2 с возгоранием. Повреждение питающих кабелей, аппаратуры управления в зоне расположения ТЭНов. Схема автоматики и управления не повреждена. Причина аварии – некорректная работа микропроцессорных устройств защиты и автоматики. Оборудование подлежит частичному восстановлению при наличии комплектующих.	11 месяцев	786 тыс. рублей
2	02.02.17 аварийное отключение ЭК-4 КСК. Произошло расплавление активной части ТЭНов секции 1-8 ЭК-4 с возгоранием. Повреждение питающих кабелей, аппаратуры управления в зоне расположения ТЭНов. Расплавление схемы автоматики и управления. Причина аварии –	12 месяцев	920 тыс. рублей

Продолжение таблицы 3

	некорректная работа микропроцессорных устройств защиты и автоматики. Оборудование управления восстановлению не подлежит, ЭК-4 подлежит восстановлению при наличии комплектующих.		
	08.06.18 Аварийное отключение В-10кВ яч. 20 КРУ-10кВ-Is. Работа МТЗ 2 ступени. Причина отключения – повреждение без возгорания кабельной линии связи щита 0,4кВ 15ТС и 2 секции РУ-0,4кВ КСК. Вследствие повышения нагрузки и неудовлетворительного состояния изоляции питающего кабеля произошло аварийное отключение 15ТС действием защит по стороне ВН. Действия по восстановлению электроснабжения – замена поврежденного участка кабельной линии, установка муфты.	1 месяц	257 тыс. рублей

В таблице 3 представлены наиболее тяжелые технологические нарушения, связанные с аварийными ситуациями, разрывом электроснабжения потребителей СН ЖГЭС, требующие значительных материальных затрат на восстановление нормальной работы оборудования. Отметим, что имеют место регулярные отказы в работе фидеров РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ, которые ликвидируются силами оперативного и ремонтного персонала в течение рабочего дня. Согласно вышеизложенному возникает острая необходимость произвести полную реконструкцию электрооборудования РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ на более современное и энергоэффективное.

1.5 Разработка комплекса технических решений по повышению надежности и энергоэффективности оборудования СН ЖГЭС

В представленном разделе выпускной работы разрабатывается комплекс технических решений, позволяющих произвести проектирование объекта исследования в соответствии с действующей нормативно-технической документации, принятой в отрасли, а также повысить его надежность, энергоэффективность, удобство в обслуживании и эксплуатации.

В состав озвученного комплекса технических решений по повышению надежности и энергоэффективности проектируемого объекта входят:

1. Изменение схемы электрических соединений КСК ЖГЭС. Так как 2 секция РУ-0,4кВ КСК получает питание от трансформатора 15ТС, а 1 секция запитана от 16ТС и в состав основных потребителей входят фидера, относящиеся к 2 категории надежности, то целесообразно произвести замену секционного разъединителя с ручным приводом РВ-10В на автоматический выключатель выкатного исполнения с устройством АВР. Данное техническое решение позволит исключить перерыв электроснабжения ответственных потребителей СН 2 категории на время срабатывания устройств АВР. Приведем краткий алгоритм работы автоматического включения резерва по отношению к проектируемому объекту. При снижении напряжения, зафиксированное реле напряжения, установленном на вводе щита собственных нужд на 1 или 2 секциях, технологический контроллер согласно выставленным уставкам - по снижению напряжения $63\% U_{ном}=240В$ на срабатывание, возврат $0,7\% U_{ном} = 270В$, по повышению напряжения $120\% U_{ном}=456В$ на срабатывание, возврат $1,15\% U_{ном} = 437В$ с выдержкой времени 1 секунда происходит работа АВР. Программная логика работы устройства АВР реализуется по следующим ключевым принципам: включение секционного автомата происходит только с проверкой отключенного положения вводного автомата на неисправном вводе (где пропало напряжение); запрещается включение одновременно трех автоматов – двух вводных и секционных; при срабатывании защит работа устройства АВР происходит без выдержки времени. Работа устройства АВР заблокирована в следующих случаях: - при неисправности основного контроллера АВР, - при неисправности вводных автоматов, - при неисправности цепей управления любого автомата.

2. Конструктивные решения. Установка нового трансформатора 15ТС взамен существующего. Перед установкой нового трансформатора производится демонтаж существующих опорных конструкций

трансформатора и шкафов управления. Демонтажу подлежат металлические опорные балки, бетонные стенки, на которые опираются балки, сетчатое ограждение и металлические лестницы. Установка нового трансформатора 15ТС выполняется на проектируемую металлическую площадку размерами 3,386х4,754м, высотой 600мм от пола. На площадке производится установка трансформатора 15ТС, шкафов управления и щита освещения. Несущими конструкциями площадки являются металлические балки из швеллера 16 по ГОСТ 8240-97 и стойки из квадратной трубы 100х8 по ГОСТ 30245-2003. Стойки площадки крепятся к существующему перекрытию здания анкерами НТЛТТ HSL-3-G M16/25. Площадка покрывается стальным настилом по ГОСТ 8568-77 с чечевичным рифлением. Для подъема на площадку предусматриваются лестницы высотой 600мм по серии 1.450.3-7.94. На проектируемой площадке выполняется ограждение из сетчатых панелей по серии 5.407-131.

Выводы по разделу 1.

В данном разделе работы представлена краткая характеристика предприятия-собственника объекта ВКР – Жигулевской ГЭС. Выполнено описание существующей схемы питания собственных нужд ЖГЭС. Описаны основные потребители и электрооборудование РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ ЖГЭС и приведена оценка их текущего состояния, позволяющее обоснованно утверждать о необходимости проведения комплексной реконструкции на объекте проектирования. Разработан ряд технических решений, позволяющих произвести проектирование объекта исследования в соответствии с действующей нормативно-технической документацией, принятой в отрасли, а также повысить его надежность, энергоэффективность, удобство в обслуживании и эксплуатации.

2 Расчет параметров элементов схемы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС

2.1 Расчет электрических нагрузок РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС

В данном разделе работы будет выполнен расчет электрических нагрузок электроприемников напряжением 380В, получающих питание от шин НН трансформатора 15ТС согласно схемам электроснабжения, приведенных на рисунках 7, 8. Расчеты выполняются в соответствии с существующими методиками [1, 2, 7, 9].

Согласно приведенной методике в справочной литературе на первом этапе следует выполнить приведение мощностей трехфазной нагрузке к длительному режиму работы, который характеризуется параметром продолжительности включения (ПВ) равным 100%. Для приемников электрической энергии (ПЭЭ) режим работы которых отличается от длительного необходимо произвести перерасчет нагрузки по известному выражению [1]:

$$P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где $P_{пасп}$ - величина паспортной мощности ПЭЭ,

$ПВ$ – значение продолжительности включения.

Для каждого из ПЭЭ, приведенных в таблице 2 находим значения k_u и $\cos \varphi$ по справочным данным из [15]. Полученные данные заносим в таблицу 4.

По выражению (2) определим суммарную активную мощность для каждого ПЭЭ:

$$P_{H.\Sigma} = P_{НОМ} \cdot n, \quad (2)$$

где n - численность ПЭЭ.

Значение параметра коэффициента силовой сборки определим по равенству (3):

$$m = \frac{P_{H.МАКС}}{P_{H.МИН}}. \quad (3)$$

Для каждого ПЭЭ необходимо рассчитать величину средней нагрузки по известным выражениям для активной и реактивной составляющей:

$$P_C = K_H \cdot P_{H.\Sigma} \quad (4)$$

$$Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (5)$$

Выражения (6), (7), (8) используются для расчета значений k_u , $\operatorname{tg} \varphi_{cp}$, $\cos \varphi_{cp}$:

$$K_{H.CP} = \frac{\sum P_C}{\sum P_{H.\Sigma}}, \quad (6)$$

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{\sum P_c}{\sum S_c}, \quad (7)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{cp} = \frac{\sum Q_C}{\sum P_C}. \quad (8)$$

Эффективное количество ПЭЭ определим по выражению:

$$n_{\text{Э}} = \frac{\left(\sum P_n \right)^2}{\sum n \cdot P_n^2}. \quad (9)$$

В зависимости от полученных значений величин $n_{\text{э}}$ и k_u по справочным данным [15] определим значение параметра K_M для каждого ПЭЭ. Отметим, что согласно предложенным методикам расчета величины коэффициента максимума принято принимать $K_M = 1,1$ при $n_{\text{э}} \leq 10$ и $K_M = 1$ при $n_{\text{э}} > 10$.

Для определения величины полной расчетной нагрузки необходимо предварительно рассчитать значения расчетных активной и реактивной мощности для всех ПЭЭ по формулам (10) и (11) соответственно:

$$P_P = K_M \cdot P_C, \quad (10)$$

$$Q_P = K_M' \cdot Q_C. \quad (11)$$

Полная расчетная мощность определяется по выражению (12):

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \quad (12)$$

Расчетный ток для ПЭЭ РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС найдем по равенству (13):

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (13)$$

Значения всех величин, полученных при расчетах сводим в таблицу 4.

2.2 Определение мощности питающего трансформатора для РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС

При выборе трансформатора для РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ необходимо руководствоваться методикой выбора трансформаторов для питания

оборудования СН энергообъектов, представленной в [8]. Исходными данными послужат результаты расчетов нагрузок, сведенные в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет нагрузок ЭП в РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС

Исходные данные							Расчетные величины					Расчетная мощность			I _p , А
По заданию технологов				По справочным данным			P _с , кВт	Q _с , квар	n·P _н ²	n _э	K _м	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
Наименование ЭП	Кол. ЭП, шт.	P _н , кВт		k _н	cosφ/tgφ										
		Одного ЭП	Общая		cosφ	tgφ									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Шкаф ВУ-55	1	95,5	95,5	0,8	0,85	0,62	76,4	47,4	9120			76,4	52,1	92,5	140,5
Шкаф ВУ-56	1	95,5	95,5	0,8	0,85	0,62	76,4	47,4	9120			76,4	52,1	92,5	140,5
Комната мастеров и освещение МБ:	общ.	31,5													
комната мастеров	1	21,5	21,5	0,85	0,95	0,34	18,2	6,2	462			18,3	6,8	19,5	29,6
Освещение МБ отм.41,3	1	10	10	0,85	0,95	0,34	8,5	2,9	100			8,5	3,2	9,1	13,8
Подогрев воды (бойлер-баня):	общ.	34,9													
1. бойлер	1	20	20	0,8	0,95	0,34	16	5,4	400			16	6,0	17,1	26,0
2. калорифер	1	9	9	0,8	0,95	0,34	7,2	2,4	81			7,2	2,7	7,7	11,7
3. сушка	1	2	2	0,8	0,95	0,34	1,6	0,5	4			1,6	0,6	1,7	2,6
4. освещение	1	3,9	3,9	0,85	0,95	0,34	3,3	1,1	15			3,3	1,2	3,5	5,4
Ремпост №46	1	20	20	0,3	0,4	2,34	6	14,1	400			6	15,4	16,6	25,2
Ремпост южн. компрессорной	1	20	20	0,3	0,4	2,34	6	14,1	400			6	15,4	16,6	25,2
Сборка каб. тоннеля 18 ст.	1	40	40	0,9	0,85	0,62	36	22,3	1600			36	24,6	43,6	66,2
ШУ насосами турб. и тр. масла в ЦМХ	1	15	15	0,8	0,85	0,62	12	7,4	225			12	8,2	14,5	22,1

Продолжение таблицы 4

Ремпост МП отм. 46.3	1	50	50	0,3	0,4	2,34	15	35,1	2500			15	38,6	41,4	62,9
Трансф-ная мастерская:	общ.	83													
1. освещение	1	7,5	7,5	0,85	0,95	0,34	6,4	2,2	56			6,4	2,4	6,8	10,3
2. калорифер №1	1	9	9	0,8	0,6	1,33	7,	9,6	81			7,2	10,5	12,8	19,4
3. кондиционер	1	6	6	0,8	0,6	1,33	4,80	6,4	36			4,8	7,0	8,5	12,9
4. сварочник	1	22	22	0,3	0,4	2,34	6,6	15,4	484			6,6	17,0	18,2	27,7
5. станок	1	1,5	1,5	0,3	0,4	2,34	0,4	1,1	2,3			0,4	1,2	1,2	1,9
6. раздевалка	1	15,5	15,5	0,8	0,85	0,62	12,4	7,7	240			12,4	8,5	15,0	22,8
7. кладовка	1	1	1	0,8	0,85	0,62	0,8	0,5	1			0,8	0,5	1,0	1,5
8. калорифер №2	1	22	22	0,8	0,95	0,34	17,6	5,9	484			17,6	6,6	18,8	28,5
Ремпост МП отм.50,5	1	20	20	0,3	0,4	2,34	6	14,1	400			6	15,4	16,6	25,2
Инструментальная МЭР	1	80	80	0,8	0,85	0,62	64	39,7	6400			64	43,6	77,5	117,7
Прожектор	1	1,1	1,1	0,85	0,95	0,34	0,9	0,3	1,2			0,9	0,3	1,0	1,5
Ворота	1	4	4	0,85	0,6	1,33	3,4	4,5	16			3,4	5,0	6,0	9,2
Освещение вывески	1	1	1	0,85	0,95	0,34	0,85	0,3	1			0,8	0,3	0,9	1,4
Кран «Пионер»	1	1,5	1,5	1	0,5	1,73	1,5	2,6	2,25			1,5	2,9	3,2	4,9
Освещение ВБ	1	6,4	6,4	0,85	0,95	0,34	5,4	1,8	41			5,4	2,0	5,8	8,8
Освещение НБ	1	6,4	6,4	0,85	0,95	0,34	5,4	1,8	41			5,44	2,0	5,8	8,8
Итого на НН			607,3				426,5	320,3	32715,1	11	1	426,5	352,3	553,2	840,5
Потери												8,53	35,2	36,2	
Итого на ВН												435,1	387,5	589,4	

Прежде чем приступить к определению мощности трансформаторов необходимо произвести расчет потерь в трансформаторе по известным выражениям (14), (15) и (16):

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_P, \quad (14)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_P, \quad (15)$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2}. \quad (16)$$

Результаты заносим в таблицу 4.

Исходными данными при выборе мощности трансформатора послужит значение расчетной мощности на стороне ВН трансформатора с учетом потерь, но без учета мощности и состава компенсирующих устройств.

$$S_T \geq S_P = 0,7 \cdot S_{P(BH)} = 412,58 \text{ кВА}. \quad (17)$$

Так как схема электроснабжения РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ предусматривает автоматическое резервирование 1 секции РУ-0,4кВ КСК, то при выборе мощности трансформатора следует учесть величину нагрузки на данной секции. По расчетным данным, предоставленным группой ЭТО ПТС ЖГЭС величина расчетной мощности электроприемников РУ-0,4кВ КСК составляет 479,64 кВА. Поэтому для выбора мощности питающего трансформатора используем значение $S_P = 902,253 \text{ кВА}$. По справочным данным [18] к установке принимаем трансформатор 15ТС типа ТСЗ-1000-10/0,4 производства компании ОАО «Группа «СВЭЛ». В таблице 5 приведены технические характеристики выбранного трансформатора.

Таблица 5 - Технические характеристики трансформатора 15ТС

Наименование параметров	Единица измерения	16ТС
Тип трансформатора	-	ТСЗ
Номинальная мощность	кВА	1000
Номинальный ток: ВН	А	57,7
Номинальный ток: НН	А	1443,4
Группа соединения	-	D/Y _Н -1 1
Номинальные напряжение В-Н	кВ	10+5%/0,4
Ток холостого хода	А	0,4%
Потери холостого хода	кВт	1,675
Потери КЗ	кВт	10,265
Напряжение короткого замыкания	%	5,78
Вес	кг	5460

2.3 Выбор выключателей для РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС

В данном разделе работы выполним выбор автоматических выключателей для каждого из ПЭЭ РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ, а также вводных автоматов А-15ТС и А-16ТС и секционного автомата.

Для выбора автоматических выключателей воспользуемся выражением:

$$I_p = \frac{\Sigma P_p}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot \cos \varphi} \quad (18)$$

Затем необходимо выполнить проверку:

$$I_p < I_{нр} \quad (19)$$

где $I_{нр}$ - каталожное значение номинального тока расцепителя для выбранного автомата.

Используя данные, полученные в разделе 2.1 и сведенные в таблицу 4 выполним необходимые расчеты по представленному алгоритму [18]. Результаты представим в таблицах 6, 7.

Таблица 6 – Результаты выбора автоматических выключателей отходящих присоединений РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ

Наименование ЭП / № автомата		Автомат		Расцепитель			I_p, A
		Тип	$I_{на}, A$	Тип	$I_{нр}, A$	$K_{ч}^{(1)}$	
Питание 2-й секции РУ-0,4кВ КСК	QF1	Emax2 E2.2	2000	Ekip DIP LI	2000	3,99	832.6
Ремпост на отм. 46,3	QF2	Tmax T5	400	TMA	400	23,23	322
Инструментальная МЭР. Сборка	QF3	Tmax T5	400	TMA	400	12,53	117,7
ВУ-56 такелажной мастерской	QF4	Tmax T3	250	TMD	160	27.00	140.5
Трансфор. мастерская. Сборка	QF5	Tmax T3	250	TMD	200	15.15	119.7
Ремпост МП на отм. 50,500	QF6	Tmax T3	250	TMD	250	19.96	196
Ремпост №46. Сушильная камера	QF7	Tmax T3	250	TMD	250	29.04	196
Ремпост Южн. компр.	QF8	Tmax T3	250	TMD	250	13.44	196
Каб. туннель 18 стенка. Сборка	QF9	Tmax T3	250	TMD	250	37.44	66.2
ВУ-55 такелажной мастерской	QF10	Tmax T3	250	TMD	160	27.00	140.5
Освещение МБ на отм. 41,3. Сборка в комнате мастеров	QF11	Tmax T2	160	TMD	160	31.81	43.4
Сборка. Прожектор на отм. 55. Ворота на отм. 50,5	QF12	Tmax T2	160	TMD	160	29,25	35,2
Щит освещения крыши здания ГЭС	QF13	Tmax T2	160	TMD	160	71.19	22.9
Подогрев воды (бойлерная)	QF14	Tmax T2	160	TMD	63	150.95	45,3
Шкаф ШУН подачи трансф. и труб. масла в ЦМХ	QF15	Tmax T2	160	TMD	32	297,19	21.1

Таблица 7 – Результаты выбора автоматических выключателей на вводах РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ

Позиционное обозначение автомата	Назначение	Параметры				Макс. нагрузка на секцию, А
		Автомат		Расцепитель		
		Тип	I _{на} , А	Тип	I _{нр} , А	
QFW2	Ввод от 15ТС	E _{max} 2.E2.2	2000	Ekip DIP LI	2000	832,6
QFW1	Ввод от 16ТС	E _{max} 2.E2.2	2000	Ekip DIP LI	2000	832,6
QFS1	Секционный автомат	E _{max} 2.E2.2	2000	Ekip DIP LI	2000	

2.4 Выбор проводников для ПЭЭ РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС

Выбор сечения и марки проводников производится по значениям допустимого тока ПЭЭ, рассчитанного по формуле (18), величины которого представлены в таблицах 6,7. Далее необходимо согласно требованиям и рекомендациям ПУЭ [4] определить сечение проводников по условию нагрева [5]. Результаты проведенных расчетов и выбора проводников представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора кабельных линий к потребителям РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ ЖГЭС

Обозначение автомата	Наименование присоединения	Параметры кабельной линии к потребителю						
		Кабель		Длина, км	X _{уд.} , Ом/км	R _{уд.} , Ом/км	X _{кб.} , Ом	R _{кб.} , Ом
		Тип	Сечение					
QF1	Питание 2-й секции РУ-0,4кВ КСК	ВВГнг-LS	3(5x150)	0,25	0,063	0,122	0,005	0,01
QF2	Ремпост на отм. 46,3	ВВГнг-LS	5x150	0,05	0,063	0,122	0,003	0,006
QF3	Инструментальная МЭР. Сборка	ВВГнг-LS	5x150	0,19	0,063	0,122	0,012	0,023

Продолжение таблицы 8

QF4	ВУ-56 такелажной мастерской	ВВГнг-LS	5x70	0,13	0,065	0,26	0,008	0,034
QF5	Трансфор. Мастерская. Сборка	ВВГнг-LS	5x50	0,15	0,066	0,37	0,01	0,056
QF6	Ремпост МП на отм. 50,5	ВВГнг-LS	5x70	0,1	0,065	0,26	0,007	0,026
QF7	Ремпост №46. Сушильная камера	ВВГнг-LS	5x70	0,05	0,065	0,26	0,003	0,013
QF8	Ремпост Южн. компр.	ВВГнг-LS	5x70	0,18	0,065	0,26	0,012	0,047
QF9	Каб. туннель 18 стенка. Сборка	ВВГнг-LS	5x95	0,03	0,064	0,37	0,002	0,006
QF10	ВУ-55 такелажной мастерской	ВВГнг-LS	5x70	0,13	0,065	0,26	0,008	0,034
QF11	Освещение МБ на отм. 41,3	ВВГнг-LS	5x50	0,07	0,066	0,37	0,005	0,026
QF12	Сборка. Прожектор на отм. 55. Ворота на отм. 50,5	ВВГнг-LS	5x50	0,08	0,066	0,37	0,005	0,03
QF13	Щит освещения крыши здания ГЭС	ВВГнг-LS	5x70	0,01	0,065	0,26	0,001	0,003
QF14	Подогрев воды (бойлерная)	ВВГнг-LS	5x50	0,02	0,066	0,37	0,001	0,007
QF15	Шкаф ШУН подачи трансф. и труб, масла в ЦМХ	ВВГнг-LS	5x50	0,02	0,066	0,37	0,001	0,007

Ввод от шин НН 15ТС до шин 380В щита 0,4кВ предлагается выполнить медным шинопроводом в защитном корпусе. В таблице 9 представлены результаты выбора шинопровода по методике аналогичной выбору проводников, используемой для кабельных линий [15].

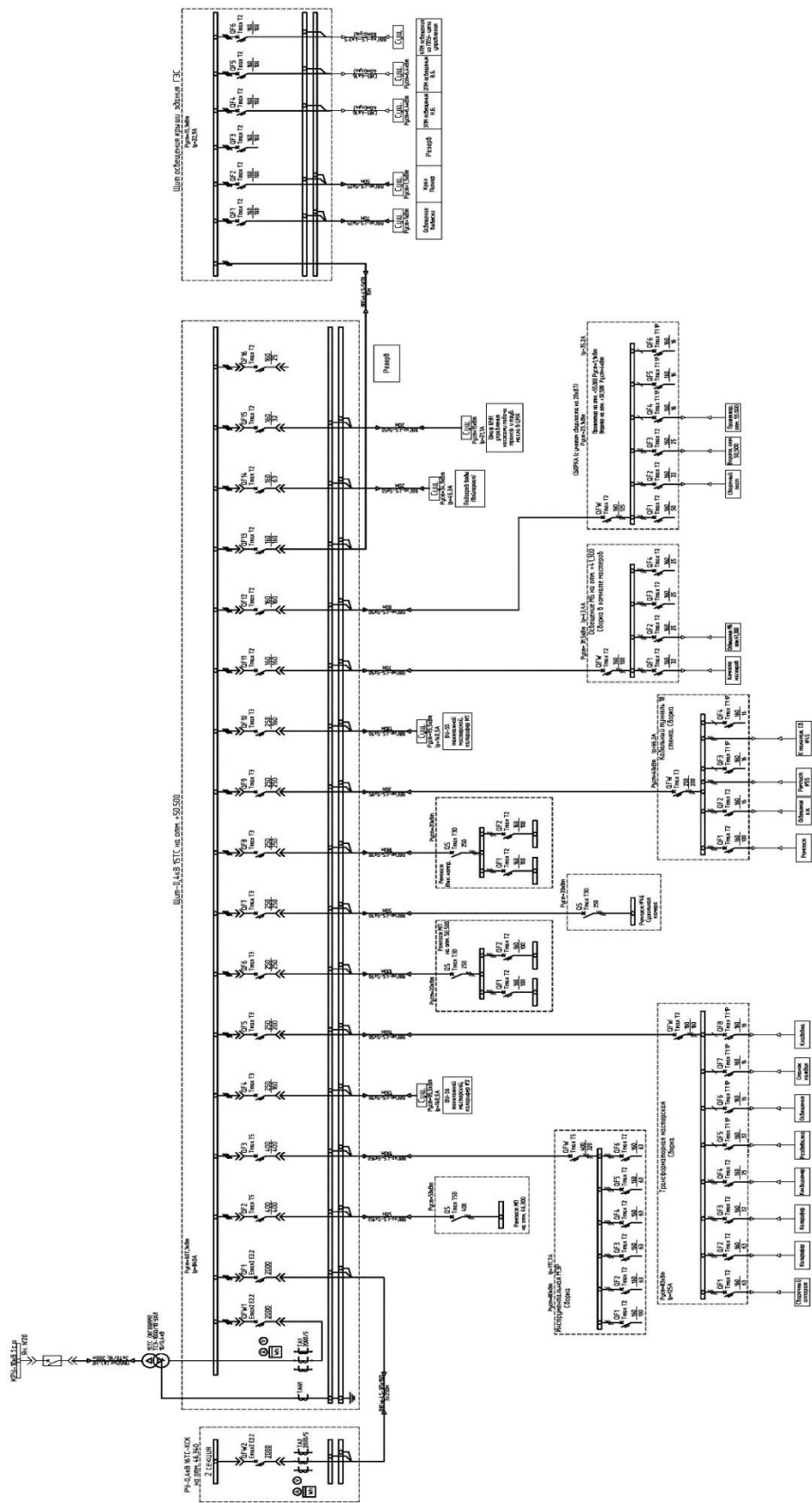


Рисунок 9 – Схема электрических соединений РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС после реконструкции

Таблица 9 – Результаты выбора шин для РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ ЖГЭС

№ пп	Наименование параметра	Параметры шинпровода
Тип шинпровода М1т 8×100		
1	Номинальное напряжение, кВ	0,4
2	Номинальный ток сборных шин, А	2080
3	Сечение, мм ²	800
4	Материал сборных шин	медь
5	Габариты (ВхГхШ)	2100x800x600мм

На рисунке 9 представлена схема электрических соединений РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ ЖГЭС после проведения реконструкции и выбора электрических аппаратов и кабелей.

Выводы по разделу 2.

В данном разделе работы выполнен расчет электрических нагрузок РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС, позволяющей произвести расчет и выбор питающего трансформатора. Выбран питающий трансформатор, электрооборудование и проводники для объекта проектирования.

3 Расчет токов КЗ стороне 0,4кВ РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС

3.1 Расчет параметров схемы замещения прямой последовательности

Исходными данными для расчетов токов короткого замыкания (КЗ) в сети 0,4кВ РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ ЖГЭС служат полученные ранее значения параметров схемы электроснабжения, которые приведены в таблицах 4-8. В названных таблицах активное (R_{KB}) и индуктивное (X_{KB}) сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей указаны согласно приложения 2 ГОСТ 28249-93 [4].

Необходимым параметром являются значения токов трехфазных КЗ на высокой стороне трансформаторов 15ТС и 16ТС, то есть на шинах 10кВ СН ЖГЭС. По данным ПТС ЖГЭС значения данных токов составляют $I_{кз}^{(3)} = 4,549$ кА на ВН 15ТС и $I_{кз}^{(3)} = 4,501$ кА на ВН 16ТС.

Методика расчета токов КЗ подробно описана в ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1кВ» [5]. Поэтому целесообразно представить основные формулы, общую схему выбора точек КЗ и полученные результаты. Схема расчета токов КЗ в системе электроснабжения (СЭС) РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ ЖГЭС с выбором точек КЗ представлена на рисунке 10.

При расчёте токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление [6]. Значение данного сопротивления (мОм), приведенное к ступени низшего напряжения сети, следует рассчитывать по формуле [10]:

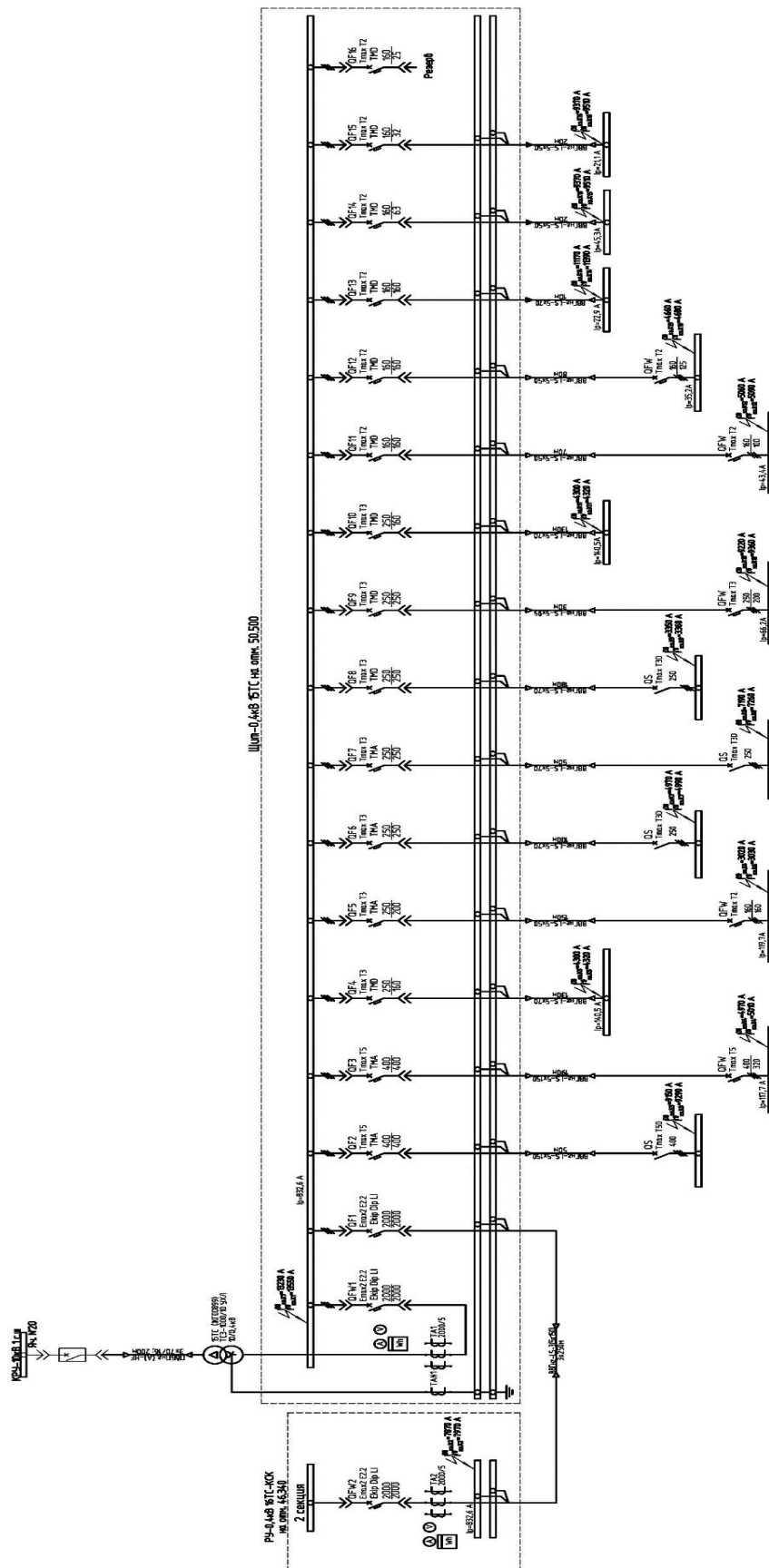


Рисунок 10 – Схема расчета токов КЗ в системе электроснабжения РУ-0,4кВ
отметки 50,5 МБ ЖГЭС

$$X_C = \frac{U_{cp.HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{K3BH}^{(3)} \cdot U_{cp.BH}}. \quad (20)$$

По результатам расчета $X_C=1,93$ мОм.

По выражению (21) для понижающего трансформатора определяется величина активного сопротивления прямой последовательности (мОм), приведенная к ступени НН сети.

$$P_{mp} = \frac{P_k \cdot U_{cp.HH}^2}{S_{mp}^2} \cdot 10^6. \quad (21)$$

По результатам расчета $P_{mp} = 1,63$ мОм.

Из равенства (22) находим величину индуктивного сопротивления прямой последовательности, приведенное к ступени НН сети и справедливое для понижающего трансформатора (мОм) [13]:

$$X_{mp} = \sqrt{U_k^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot P_k}{S_{mp}} \right)^2} \cdot \frac{U_{cp.HH}^2}{S_{mp}} \cdot 10^4. \quad (22)$$

По результатам расчета $X_{mp} = 9,46$ мОм.

Суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений определяется согласно приложения приложения 2 ГОСТ 28249-93 [5] и составляет величину $R_k=0,003 \cdot 4=0,012$ мОм.

Активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности кабельных линий, приведённые к базисной ступени напряжения, рассчитываются по формулам [17]:

$$R_{KB} = r \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_n} \right)^2, \quad (23)$$

$$X_{KB} = x \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_n} \right)^2. \quad (24)$$

Результаты расчетов параметров схемы замещения прямой последовательности СЭС РУ-0,4кВ отп. 50,5 МВ ЖГЭС представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Расчетные значения параметров схемы замещения прямой последовательности при питании от 15ТС

	$X_C,$ МОм	$R_{mp},$ МОм	$X_{mp},$ МОм	$R_{KB},$ МОм	$X_{KB},$ МОм	$R_K,$ МОм	$R_{KB1},$ МОм	$X_{KB1},$ МОм	$R_{KB1},$ МОм	$X_{KB1},$ МОм	$R_{KB2},$ МОм	$X_{KB2},$ МОм
K1	1,93	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012						
K2	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	10,2	5,2	0,14	0,08
K3	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	6,1	3,1	0,65	0,17
K4	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	23,2	12	0,65	0,17
K5	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	33,8	8,4		
K6	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	55,5	9,9	1,1	0,5
K7	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	26	6,5	1,1	0,5
K8	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	13	3,2	1,1	0,5
K9	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	46,8	11,7	1,1	0,5
K10	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	5,8	1,9	1,1	0,5
K11	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	33,8	8,4		
K12	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	25,9	4,6	1,1	0,5
K13	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	29,6	5,3	1,1	0,5
K14	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	2,6	0,6		
K15	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	7,4	1,3		

K16	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	7,4	1,3		
-----	------	-------	------	------	------	-------	-----	-----	-----	-----	--	--

3.2 Расчет параметров схемы замещения нулевой последовательности

Для расчета параметров схемы замещения нулевой последовательности используем схему расположения точек КЗ, представленную на рисунке 10. В классическом исполнении и согласно методике, описанной в [5], применим метод симметричных составляющих для расчетов токов несимметричных КЗ. Для этого несимметричная система представляется в виде симметричных составляющих посредством составления схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей [18].

«В схему замещения прямой последовательности должны быть введены все элементы исходной расчетной схемы, причем при расчете начального значения периодической составляющей тока несимметричного КЗ автономные источники, синхронные и асинхронные электродвигатели, а также комплексная нагрузка должны быть учтены сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями» [5, 12].

Схема замещения обратной последовательности имеет исходный набор элементов СЭС, описанный и включенный в схему прямой последовательности. Причем для нахождения величин сопротивлений обратной последовательности необходимо использовать справочные данные из каталогов [9, 10].

Далее представим обозначения некоторых величин, используемых при расчетах. Алгоритм и методика расчетов аналогичные вышеизложенным. Результаты проведенных расчетов представлены в таблице 11.

R_{0TP} и X_{0TP} - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора [11]. Для трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме $\Delta/Y0$, при расчете КЗ в сети низшего напряжения эти сопротивления следует принимать

равными соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности [5].

R_{0KB} и X_{0KB} - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля [11].

Таблица 11 – Результаты расчетов параметров схемы замещения нулевой последовательности

	R_{0mp} , МОм	X_{0mp} , МОм	R_{0KB} , МОм	X_{0KB} , МОм	R_{0K} , МОм	R_{0KB1} , МОм	X_{0KB1} , МОм	R_{0KB1} , МОм	X_{0KB1} , МОм	R_{KB2} , МОм	X_{KB2} , МОм
K1	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012						
K2	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	10,167	5,250	0,14	0,08
K3	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	6,100	3,150	0,65	0,17
K4	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	23,180	11,970	0,65	0,17
K5	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	33,800	8,450		
K6	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	55,500	9,900	1,1	0,5
K7	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	26,000	6,500	1,1	0,5
K8	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	13,000	3,250	1,1	0,5
K9	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	46,800	11,700	1,1	0,5
K10	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	5,820	1,920	1,1	0,5
K11	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	33,800	8,450		
K12	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	25,900	4,620	1,1	0,5
K13	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	29,600	5,280	1,1	0,5
K14	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	2,600	0,650		
K15	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	7,400	1,320		
K16	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	7,400	1,320		

3.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов трехфазного КЗ. При реализации схемы электроснабжения ЭП от энергосистемы через понижающий трансформатор для выполнения расчетов токов КЗ следует начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ($I_{КЗ}^{(3)}$) определять по формуле (25). Отметим, что в выражение (25) не учитывается подпитка КЗ от ЭД [2].

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{ср.НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (25)$$

где $R_{1\Sigma}$ – это суммарное активное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ;

$X_{1\Sigma}$ – это суммарное индуктивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ [5].

Для рассматриваемой СЭС (рисунок 10) данные сопротивления состоят из следующих описанных выше величин:

$$R_{1\Sigma} = R_{mp} + R_{KB} + R_K, \quad (26)$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{mp} + X_{KB}. \quad (27)$$

В соответствие с методикой, подробно описанной в [5], «учет электрической дуги в месте КЗ рекомендуется производить введением в расчетную схему активного сопротивления дуги R_d , которое определяется на базе вероятностных характеристик влияния устойчивой (непогасающей)

дуги на ток КЗ» [17]. Среднее значение активного сопротивления дуги в начальный момент КЗ допустимо определять по формуле:

$$R_{Д} = \sqrt{\frac{U_{ср.НН}^2}{3 \cdot I_{КЗ}^{(3)2} \cdot k_C^2} - X_{1\Sigma}^2 - R_{1\Sigma}}, \quad (28)$$

где k_C - среднестатистическое значение поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока в первоначальный момент возникновения дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ [14].

Величину тока металлического КЗ находим по выражению:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{ср.НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_k^{(3)}}}, \quad (29)$$

где $Z_k^{(3)}$ - сопротивление схемы до точки КЗ в зависимости от вида замыкания.

При трехфазном КЗ находится как $Z_k^{(3)} = \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}$.

Величина тока дугового КЗ в начальный момент времени имеет среднее значение и определяется:

$$I_{КЗ.Д}^{(3)} = \frac{U_{ср.НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{Д})^2 + X_{1\Sigma}^2}}. \quad (30)$$

Расчет токов однофазного КЗ. Согласно описанной ранее методики расчета токов трехфазных коротких замыканий сохраним некую общность рассуждений в вопросе описания рассматриваемой схемы электроснабжения – напряжение рассматриваемой электроустановки ограничивается величиной 1кВ, питание осуществляется с шин ВН через понижающий трансформатор.

В этом случае величину периодической составляющей тока однофазного КЗ от энергосистемы определяют из выражения:

$$I_{КЗ}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp.HH}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (31)$$

где $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ - суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивление прямой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, МОм;

$R_{0\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ - суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, МОм.

Результаты расчетов токов КЗ приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчетов токов КЗ

	$R_{1\Sigma}$, МОм	$X_{1\Sigma}$, МОм	K_c , МОм	R_d , МОм	$R_{0\Sigma}$, МОм	$X_{0\Sigma}$, МОм	$I_{КЗ}^{(3)}$, А	$I_{КЗ.Д}^{(3)}$, А	$I_{КЗ}^{(1)}$, А
К1	1,78	11,47	0,67	11,38	1,78	9,54	19,89	13,23	13,55
К2	12,23	16,88	0,71	11,76	12,23	14,95	11,08	7,87	7,97
К3	9,18	14,96	0,70	11,13	9,18	13,03	13,15	9,15	9,29
К4	26,26	23,78	0,76	13,62	26,26	21,85	6,52	4,97	5,01
К5	36,68	20,42	0,78	12,98	36,68	18,49	5,50	4,30	4,32
К6	59,48	22,37	0,83	13,63	59,48	20,44	3,63	3,02	3,03
К7	29,98	18,97	0,76	12,46	29,98	17,04	6,51	4,97	4,99
К8	16,98	15,72	0,72	11,05	16,98	13,79	9,98	7,19	7,26
К9	50,78	24,17	0,82	13,74	50,78	22,24	4,11	3,35	3,36
К10	9,80	14,39	0,70	10,70	9,80	12,46	13,26	9,22	9,36

К11	36,68	20,42	0,78	12,98	36,68	18,49	5,50	4,30	4,32
К12	30,08	17,29	0,76	12,12	30,08	15,36	6,66	5,06	5,09

Продолжение таблицы 12

К13	33,78	17,95	0,77	12,45	33,78	16,02	6,04	4,66	4,68
К14	5,68	12,82	0,68	10,54	5,68	10,89	16,46	11,17	11,39
К15	10,48	13,49	0,69	10,13	10,48	11,56	13,51	9,37	9,51
К16	10,48	13,49	0,69	10,13	10,48	11,56	13,51	9,37	9,51

3.4 Проверка выбранной аппаратуры и проводников

Кабели проверяются согласно ГОСТ Р 52736-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания» [4].

Исходные данные:

Тип кабеля	ВВГ Нг(А)-LS
Длительно-допустимый ток, $I_{дл.доп.}$, А	взято из ПУЭ гл.1.3
Максимально допустимая рабочая температура кабеля, $Q_{дд}$, °С	70°С (взято из каталога на кабель)
Максимально допустимая температура кабеля при К.З., $Q_{МАХ}$, °С	350°С (взято из ГОСТ Р 527362007)
Максимальный ток нагрузки, $I_{раб}$, А	см. таблицу 6
Фактическая температура окружающей среды, Q_o , °С	(см. таблица 6) 30°С
Способ прокладки	в воздухе
Поправочный коэф-т на $t^{\circ}_{окр.ср.}$	0,88 (взято из ПУЭ гл.1.3)
Трёхфазный ток КЗ на шинах, кА	см. таблицу 12

Проверка кабеля на допустимую температуру нагрева рабочим током. Значение начальной температуры жилы до КЗ находится по формуле [4]:

$$Q_u = Q_0 + (Q_{\partial\partial} - Q_{окр.}) \cdot \left(\frac{I_{раб.}}{I_{\partial\partial}} \right)^2, \quad (32)$$

где Q_0 - фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °С ($Q_0 = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$);

$Q_{\partial\partial}$ - значение расчётной длительной температуры жилы, °С, для кабелей с изоляцией из ПВХ на $U \geq 1 \text{ кВ}$ $Q_{\partial\partial} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$Q_{окр.}$ - значение расчетной температуры окружающей среды (воздух), °С ($Q_{окр.} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$);

$I_{раб.}$ - значение тока нагрузки, А (согласно данным таблицы 6);

$I_{\partial\partial}$ - значение расчетного длительно допустимого тока, А (согласно данным таблицы 6).

Длительно допустимый ток с учётом поправочного коэффициента определяется по выражению:

$$I_{\partial\partial} = 0,88 \cdot I_{\partial\partial.доп.} \quad (33)$$

Начальная температура нагрева до КЗ:

$$Q_u = Q_0 + (Q_{\partial\partial} - Q_{окр.}) \cdot \left(\frac{I_{раб.}}{I_{\partial\partial}} \right)^2. \quad (34)$$

Определение температуры нагрева жил кабеля током КЗ.

Для определения температуры нагрева жил кабеля при действии тока КЗ используем номограмму (ГОСТ Р 52736-2007). Номограмма построена на основании уравнения, выражающего зависимость температуры жилы

непосредственно после КЗ от температуры жилы до КЗ, режима КЗ, конструктивных и теплофизических параметров жилы [20]. Конечная температура нагрева:

$$Q_k = Q_u \cdot e^k + a \cdot (e^k - 1), \quad (35)$$

где Q_k - температура жилы на конце КЗ, °С;

Q_u - температура жилы до КЗ, °С; a - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°С ($a = 228 \text{ } ^\circ\text{C}$).

Проверка кабеля на невозгорание от тока КЗ осуществляется при работе резервных защит. Коэффициент, характеризующий взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы [5, 17]:

$$k = \frac{b \cdot B_{тер.}}{S^2}, \quad (36)$$

где b - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для меди $19,58 \text{ мм}^2 / (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$;

S - сечение жилы, мм^2 ;

$B_{тер.}$ - тепловой импульс от тока КЗ.

Величина $B_{тер.}$ находится по выражению:

$$B_{тер.} = I_{КЗ}^2 \cdot t \cdot (t_{в.откл.} + T_a), \quad (37)$$

где $t_{в.откл.}$ - собственное время отключения выключателя;

T_a - время работы защит.

Значение расчетных температур токопроводящих жил кабелей при проверке на возгорание не должны превышать 350°C (согласно ГОСТ Р 52736-2007) [4]. Минимально-допустимое сечение кабелей, отходящих от РУ-0,4кВ отп. 50,5 МБ ЖГЭС принято 50мм². Результат расчётов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты проверки кабелей на термическую стойкость и возгорание

Номер фидера	$I_{\text{раб}}, A$	$t_{\text{в.откл.}}$	Марка кабеля	$S, \text{мм}^2$	$I_{\text{дл.доп.}}, A$	$I_{\text{дл.}}, A$	$I_{\text{кз.}}, A$	$V_{\text{тер.}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$Q_k, ^\circ\text{C}$	$Q_k, ^\circ\text{C}$
QF2	89	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x150	305	268,4	13,3	39,03	34,9	44
QF3	117,7	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x150	305	268,4	13,3	39,03	38,6	56,5
QF4	140,5	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x70	180	158,4	13,3	39,03	65,4	114,9
QF5	125	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x70	180	158,4	13,3	39,03	58,1	157,2
QF6	35	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x70	180	158,4	13,3	39,03	32,2	122,4
QF7	35	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x70	180	158,4	13,3	39,03	32,2	122,4
QF8	35	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x70	180	193,6	13,3	39,03	32,2	122,4
QF9	66,2	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x95	220	457,6	13,3	39,03	35,3	81,5
QF10	140,5	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x70	180	457,6	13,3	39,03	65,4	114,9
QF11	43,4	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145	228,8	13,3	39,03	35,2	243,8
QF12	35,2	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145	158,4	13,3	39,03	33,4	240,6
QF13	22,9	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x70	180	158,4	13,3	39,03	30,9	120,7
QF14	45,3	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145	158,4	13,3	39,03	35,7	244,6
QF15	21,1	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	180	158,4	13,3	39,03	31,2	236,7

По результатам проведённых расчетов можно сделать вывод, что все кабели выбраны правильно, так как удовлетворяют условиям проверки на термическую стойкость и невозгорание.

С целью установки обоснованных требований к надежности СЭС при проектировании необходимо произвести проверку по проведенному алгоритму сечения питающего кабеля от КРУ-10кВ яч.20 к трансформатору 15ТС.

Исходные данные:

Тип кабеля	ПвБПнг(А)-НФ
Длительно-допустимый ток, $I_{дл.доп.}$, А	196°С (циркуляр Ц-02-98(Э))
Максимально допустимая рабочая температура кабеля, $Q_{од}$, °С	90°С (взято из каталога на кабель)
Максимально допустимая температура кабеля при К.З., $Q_{МАХ}$, °С	250°С (взято из каталога на кабель)
Максимальный ток нагрузки, $I_{раб}$, А	см. таблицу 6
Фактическая температура окружающей среды, Q_o , °С	см. таблица 5 30°С
Способ прокладки	в воздухе
Поправочный коэф-т на $t^{\circ}_{окр.ср.}$	0,88 (взято из ПУЭ гл.1.3)
Трёхфазный ток КЗ на шинах, кА	см. таблицу 12

Значение расчетных температур токопроводящих жил кабелей при проверке на невозгорание не должны превышать 350°С (согласно ГОСТ Р 52736-2007). Минимально-допустимое сечение кабеля, отходящего от КРУ-10кВ яч.20 к трансформатору 15ТС принято 70мм². Результат расчётов производится по описанному выше алгоритму и представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты проверки кабеля питания 15ТС на термическую стойкость и невозгорание

Номер фидера	$I_{\text{раб}}, \text{A}$	$t_{\text{в.откл.}}$	Марка кабеля	$S, \text{мм}^2$	$I_{\text{дл.доп.}}, \text{A}$	$I_{\text{дл.}}, \text{A}$	$I_{\text{кз.}}, \text{A}$	$W_{\text{тер.}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$Q_{\text{из.}}, ^\circ\text{C}$	$Q_{\text{к.}}, ^\circ\text{C}$
15ТС-Н1	80,78	0,04	ПвБПнг (А)-HF	3x70/16	196,0	172,5	4,6	2,99	44,26	47,51

Таблица 15 – Выбор и проверка чувствительности уставок расцепителей автоматических выключателей

Номер автомата	Расчетный ток нагрузки, А	Параметры автомата		Параметры расцепителя									
				Тип	$I_n, \text{кА}$	Уставки							
		Тип	I_u, A			$L (t=k/I^2)$			I				
						$I_1, \times I_n$	$I_1, \text{кА}$	$t_1, \text{сек.}$	on/off	$I_3, \times I_n$	$I_3, \text{кА}$	$k^{(3)}_{\text{ч}}$	$k^{(1)}_{\text{ч}}$
QF1	832,6	E _{max} 2 E2.2	2000	Ekip Dip LI	2000	0,97	1940	0,2	off	15			
QF2	322	T _{max} T5	400	TMA	400	0,9	360	0,2	on	10	4	2,29	2,32
QF3	117,7	T _{max} T5	400	TMA	400	0,7	280	0,2	on	6	2,4	2,07	2,09
QF4	140,5	T _{max} T3	250	TMD	160	1	160	0,2	on	10	1,6	2,69	2,70
QF5	119,7	T _{max} T3	250	TMD	200	0,85	170	0,2	on	10	2	1,51	1,52
QF6	196	T _{max} T3	250	TMD	250	1	250	0,2	on	10	2,5	1,99	2,00
QF7	196	T _{max} T3	250	TMD	250	1	250	0,2	on	10	2,5	2,88	2,90
QF8	196	T _{max} T3	250	TMD	250	1	250	0,2	on	10	2,5	1,34	1,34
QF9	66,2	T _{max} T3	250	TMD	250	0,7	175	0,2	on	10	2,5	3,69	3,74
QF10	140,5	T _{max} T3	250	TMD	160	1	160	0,2	on	10	1,6	2,69	2,70
QF11	43,4	T _{max} T2	160	TMD	160	0,7	112	0,2	on	10	1,6	3,16	3,18

Продолжение таблицы 15

QF12	35,2	Tmax T2	160	TMD	160	0,7	112	0,2	on	10	1,6	2,91	2,93
QF13	22,9	Tmax T2	160	TMD	160	0,7	112	0,2	on	10	1,6	6,98	7,12
QF14	45,3	Tmax T2	160	TMD	63	1	63	0,2	on	10	0,63	14,87	15,1
QF15	21,1	Tmax T2	160	TMD	32	0,85	27,2	0,2	on	10	0,32	29,28	29,7

Проверка автоматических выключателей должна выполняться по токам КЗ по следующим условиям:

- на надежность срабатывания:

$$I_{КЗ}^{(1)} \geq 3I_{нр} . \quad (38)$$

- на отключающую способность:

$$I_{откл.} \geq \sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)} . \quad (39)$$

Выбор и проверка чувствительности уставок расцепителей автоматических выключателей представлены в таблице 15.

Сопоставление полученных при проверке результатов указывают на качественное совпадение данных предварительного расчета проводников и защитной аппаратуры.

Выводы по разделу 3.

В данном разделе работы произведен расчет токов короткого замыкания на стороне 0,4кВ в РУ-0,4кВ отп. 50,5 МВ ЖГЭС. Это позволило выполнить проверку правильности выбранной аппаратуры и проводников.

Заключение

По результату выполнения квалификационной работы получено решение важной технической задачи по проведению полной реконструкции системы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС, заключающееся в следующих положениях:

1. Выполнено описание существующей схемы питания собственных нужд ЖГЭС. Описаны основные потребители и электрооборудование РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ ЖГЭС и приведена оценка их текущего состояния, позволяющее обоснованно утверждать о необходимости проведения комплексной реконструкции на объекте проектирования.

2. Разработан ряд технических решений, позволяющих произвести проектирование объекта исследования в соответствии с действующей нормативно-технической документацией, принятой в отрасли, а также повысить его надежность, энергоэффективность, удобство в обслуживании и эксплуатации.

3. Произведен расчет электрических нагрузок по методу коэффициента максимума с учетом действующих номинальных мощностей и режимов работы всех фидеров щита 0,4кВ отм. 50,5 МБ ЖГЭС.

4. Выбран питающий трансформатор для РУ-0,4кВ отм. 50,5 МБ ЖГЭС - ТСЗ-1000-10/0,4 производства компании ОАО «Группа «СВЭЛ».

5. Произведен расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования и проводников для РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС, отвечающего современным требованиям и нормам проектирования.

6. Проведена проверка всех проводников на термическую стойкость и невозгорание, проверка чувствительности уставок расцепителей автоматических выключателей.

7. Достигнута поставленная цель исследования – проведена полная реконструкция оборудования и схемы электроснабжения РУ-0,4кВ отметки 50,5 МБ ЖГЭС.

Список используемых источников

1. Вахнина В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и выполнения курсового проектирования: Тольятти; ТГУ, 2007. 54с.
2. Вахнина В.В., Горячева В.Л., Степкина Ю.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: учебное пособие. Тольятти; ТГУ, 2004. 67с.
3. Гольдштейн В.Г., Соляков О.В., Сулейманова Л.М. Учёт старения электроустановок при анализе электромагнитной совместимости // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тез. докл. 10-й Междунар. науч. – технич. конф. студ. и аспирантов, т.1. М.: МЭИ (ТУ), 2004. С. 336.
4. ГОСТ 8024-93 «Допустимые температуры нагрева токоведущих частей, контактных соединений и контактов аппаратов и электротехнических устройств переменного тока на напряжение свыше 1000 В».
5. ГОСТ Р 52736-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания».
6. Кубарьков Ю.П., Сулейманова Л.М. Анализ и оценка уровней технических и коммерческих потерь в элементах электрических сетей при решении задач энергосбережения // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тез. докл. 8-й Междунар. науч. – технич. конф. студ. и аспирантов, т. 1. М.: МЭИ (ТУ), 2002. С. 306 – 307.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Интернет Инжиниринг, 2005. 47с.
8. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. М. : Изд-во «Энергия», 2006. Т.4.
9. Рожин, А.Н., Бакшаева, Н.С. Внутрицеховое электроснабжение : учеб. пособие для выполнения курсового и дипломного проектов. ВятГУ, ЭТФ, каф. ЭПА; Киров, 2006. 258 с.

10. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 448 с.

11. Романов В.С., Гольдштейн. В.Г. Локализация двойных замыканий на землю в системах электроснабжения // XII Международная научно-практическая конференция «АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ». Самара: СамГТУ, 2015.

12. Романов В.С., Гольдштейн. В.Г., Кузнецов Д.В. Применение инновационных типов электрооборудования в системах электроснабжения современных мегаполисов // Научн. – техн. журнал, Известия высших учебных заведений «Электромеханика». 2014. №3. С. 23 – 25.

13. Паскевич В.В. Разработка методик расчета потерь электрической энергии в сетях 0,4/6/10 кВ с применением современных программных комплексов [Текст]: учебное пособие/ В.В. Паскевич –Тольятти: Изд-во ТГУ, Институт энергетики и электротехники, 2018 – 45 с.

14. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Текст]: учебное пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. – М: "Инфра-Инженерия", 2018. – 148 с.

15. Романов В.С., Гольдштейн. В.Г. Разработка рекомендаций по электроснабжению российских мегаполисов с учетом использования ВТСП технологий // Десятая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2015». Иваново: ИГЭУ, 2015. Т.3. С. 96-98.

16. Салтыков В.М. Проектирование электрической части подстанций в энергосистемах : учеб. пособие. Тольятти: ТГУ, 2002. 109 с.

17. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов : учеб пособие. М. : Форум, Инфра-М, 2015.

18. Петухов С.В. Расчёт заземляющего устройства [Текст]: методические указания к выполнению контрольной работы/ С.В. Петухов, С.В. Бутаков, В.В. Радюшин; Под ред. И.И. Соловьев. –Архангельск.: Изд-во ИПЦ САФУ, 2018 г. – 7 с.

19. Hein R. Selection of Automatic Protection against Overloading Manual
авторы: R.Hein. Издание Мюнхен: LLC Paper and Press, 2011. 523 p.

20. Prostean O., Kilyeni S., Barbulescu C., Vuc G., Borlea I.
Unconventional sources for electric substation ancillary services power supply
// Pro-ceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality
of Power -ICHQP 2010, Bergamo, 2010, pp. 1-6.

21. Romanov V.S., Goldstein V.G. The dynamic improvement methods of
energy efficiency and reliability of oil production submersible electric motors //
IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series. - Volume 944, №012099,
conference 1, 2018.

22. Sayenko Y.D. Compensation of reactive pover in electrical supply
systems of large industrial enterprises // Power Systems, IEEE Transactions on.
2014. Pp. 350 -357.

23. Watts H.D. Large industrial enterprises electrical supply systems //
Industrial engineering. 2016. 470 p.