

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция системы электроснабжения котельной служебного корпуса Жигулевской ГЭС»

Студент

Д.А. Пеганкин

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

В.С. Романов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В представленной выпускной квалификационной работе выполнен проект по реконструкции системы электроснабжения котельной служебного корпуса (КСК) Жигулевской ГЭС (ЖГЭС). Дана краткая характеристика предприятия и самого объекта исследования, выполнен анализ технологических нарушений, связанных с нарушением электромагнитной совместимости оборудования КСК ЖГЭС. Констатируется, что износ морально и физически устаревшего оборудования достиг критических значений и не отвечает современным требованиям по надежности проектирования систем электроснабжения, что в комплексе с возрастающими показателями аварийности служит неоспоримым аргументом для проведения реконструкции. Разработан комплекс технических решений, позволяющих существенно повысить надежность объекта реконструкции. Произведен расчет электрических нагрузок по методу коэффициента максимума, токов КЗ, выбор оборудования и проводников для проектируемой схемы электроснабжения КСК ЖГЭС.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Характеристика объекта исследования, оценка возможности и необходимости проведения реконструкции.....	7
1.1 Краткая характеристика предприятия.....	7
1.2 Описание схемы собственных нужд ЖГЭС.....	8
1.3 Состав и основные потребители схемы электроснабжения котельной служебного корпуса ЖГЭС.....	9
1.4 Обоснование необходимости проведения реконструкции системы электроснабжения котельной служебного корпуса ЖГЭС.....	16
1.5 Разработка технических мероприятий по повышению надежности схемы электроснабжения РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС.....	18
2 Расчет параметров схемы электроснабжения и определение мощности трансформаторов РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС.....	22
2.1 Расчет электрических нагрузок РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС.....	22
2.2 Расчет мощности и выбор питающего трансформатора РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС.....	24
2.3 Выбор автоматических выключателей для ЭП РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС...	27
2.4 Выбор проводников для ЭП РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС.....	28
3 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4кВ РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС...	32
3.1 Расчет параметров схемы замещения прямой последовательности.....	32
3.2 Расчет параметров схемы замещения нулевой последовательности.....	36
3.3 Расчет токов короткого замыкания.....	37
3.4 Проверка выбранной аппаратуры и проводников.....	40
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	48

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 котельной служебного корпуса Жигулевской ГЭС.

Для реализации поставленной цели предусмотрено решение следующих задач:

- составить краткую характеристику объекта исследования, произвести оценку возможности и необходимости проведения реконструкции системы электроснабжения котельной служебного корпуса Жигулевской ГЭС;

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

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

Объект исследования – Филиал публичного акционерного общества «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС».

Для реализации поставленной цели исследования использовался набор из базовых методов исследования: факторный анализ, синтез, прогнозирование, статистическая обработка результатов, дедукция и т.д.

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.

Работа состоит из введения, заключения, 3-х основных разделов, списка литературы из 20 источников. Общий объем работы 50 страниц машинописного текста.

1 Характеристика объекта исследования, оценка возможности и необходимости проведения реконструкции

1.1 Краткая характеристика предприятия

Филиал ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС» самая крупная по мощности и по выработки электроэнергии гидроэлектростанция (ГЭС) Волжско-Камского каскада. Мощность станции составляет 2478 МВт. Жигулевская ГЭС расположена на территории г.о. Жигулевск в Самарской области на участке Самарской Луки в районе Жигулевского створа, где имеется естественное падение рек Уса-Волга.

В состав гидроузла «Жигулевская ГЭС» входят следующие гидротехнические сооружения:

- Подведомственные Филиалу ПАО «РусГидро»-«Жигулевская ГЭС»: территория правого берега в границах полосы отчуждения: гидростанция с береговыми сопряжениями и каналами – подводящий № 37 и отводящий № 38 и струенаправляющая дамба № 49; земляная плотина № 12; бетонная водосливная плотина № 11 с каналами: подводящим № 35 и отводящим № 36 и струенаправляющими дамбами № 50 и № 53 (до границы со шлюзом № 22), дамба № 43 (после шлюзов). Общая протяженность напорного фронта гидросооружений составляет 5500 метров. Протяженность сооружений и сопряжений, требующих систематического надзора – 6840 метров.

- Подведомственные Волжскому государственному бассейновому управлению водных путей и судоходства (согласно Постановления Совета министров РСФСР от 18 июля 1957 г. № 1225): судоходные шлюзы – верхние №№ 21-22 и нижние №№ 23-24 с отдельным бьефом, судоходными каналами №№ 32,33,34 и дамбами №№ 41,42,44, 45,46а,47,48,52, частично, дамба 43. Общая протяженность напорной линии гидротехнических

сооружений, подведомственных Волжскому государственному бассейновому управлению водных путей и судоходства, составляет 4989 метров.

- Гидротехнические сооружения, подведомственные Филиалу ПАО «РусГидро»— «Жигулевская ГЭС»: гидроэлектростанция, состоящая из 10 секций по 60 м, рассчитанная по устойчивости на напор 30 м и форсированный проектный уровень ВБ - 55,3м. Длина сооружения вместе с монтажной площадкой и грязеспуском равна 729 м. На ЖГЭС установлено 20 агрегатов: 16 гидроагрегатов мощностью по 125,5 МВт, 4 гидроагрегата мощностью по 120 МВт.

1.2 Описание схемы собственных нужд ЖГЭС

Потребителями СН станции являются электродвигатели механизмов блоков (генераторы - трансформатор), монтажного блока, сороудерживающего сооружения, насосов дренажа и откачки воды подводной части агрегата, вентиляции и кранов ГЭС, стройдвора, удаленных электроустановок, а также внутреннее и наружное освещение станции. К схеме собственных нужд подключены также потребители ОРУ-110,220,500кВ, водосливной плотины и шлюзов. По степени ответственности потребители собственных нужд станции разделены на две категории.

К первой категории относятся потребители, ответственных механизмов СН, длительный перерыв в работе которых приводит к нарушению нормальной работы основного оборудования. В состав потребителей СН первой категории входят:

- а) двигатели насосов маслонапорной установки гидроагрегатов;
- б) двигатели насосов циркуляции масла в системе охлаждения повысительных трансформаторов;
- в) двигатели компрессоров высокого давления здания ГЭС и ОРУ-500кВ;
- д) подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей;
- е) двигатели нагнетательных насосов подпитывающих устройств кабелей 220кВ.

Все прочие потребители, длительный перерыв в работе которых не отражается на нормальной работе основного оборудования относятся к потребителям второй категории.

Для питания электродвигателей собственных нужд принято напряжение 380В. Исключение составляют электродвигатели насосов откачки подводной части агрегата напряжением 10кВ, а также двигатели компрессоров низкого давления напряжением 6кВ.

В здании ГЭС имеется две секции КРУ-10кВ. Первая секция расположена на отметке 37,25 первого электроблока (ЭБ), вторая секция расположена на отметке 37,25 третьего ЭБ. Обе секции 10кВ могут соединяться секционными выключателями. Питание на I и II секции КРУ-10кВ подается от двух масляных трансформаторов собственных нужд 1ТС и 2ТС, находящихся на ОРУ-110кВ и подключенных к I и II системе сборных шин 110кВ соответственно. Все потребители подключены к I и II секции КРУ-10кВ через вакуумные выключатели ВВ/TEL-10.

В схеме собственных нужд используется тридцать четыре общестанционных трансформатора 1ТС÷23ТС; 26ТС÷36ТС; четыре трансформатора внутреннего освещения 1ТО÷4ТО и трансформаторы наружного освещения 5ТО÷7ТО. В рамках выполняемой работы рассмотрен потребитель СН ЖГЭС – котельная служебного корпуса и частично щит 0,4кВ отметки 50,5.

1.3 Состав и основные потребители схемы электроснабжения котельной служебного корпуса ЖГЭС

Трансформатор 15ТС и его РУ-0,4кВ (щит 0,4кВ отм.50.500) расположены на отметке 50.500 монтажного блока здания ГЭС. Трансформатор 16ТС установлен на трансформаторной эстакаде отметка 46.300 здания ГЭС. РУ-0,4кВ 16ТС (РУ котельной служебного корпуса) расположено в котельной служебного корпуса, здание ГЭС, служебный корпус, 1 этаж. Трансформаторы 15ТС и 16ТС представляют собой технологически взаимосвязанное оборудования с различными центрами

питания. Проще говоря, при исчезновении напряжения на трансформаторе 16ТС и, соответственно, на секциях котельной служебного корпуса производится оперативный ввод резерва от трансформатора 15ТС. От 16ТС получает питание 1 сек. РУ-0,4кВ котельной служебного корпуса (КСК), от 15ТС запитана 2 сек. РУ-0,4кВ КСК и щит 0,4кВ отметки 50.500 монтажного блока (МБ) здания ГЭС. Со стороны высокого напряжения трансформатор 16ТС получает питание от СН ГЭС с ячейки №40 КРУ-10кВ-Ис, а трансформатор 15ТС от ячейки №20 КРУ-10кВ-Ис.

Далее целесообразно представить технические характеристики и состав рассматриваемого оборудования. Трансформатор 15ТС - трансформатор масляный марки ТМ-1000/10/0,4кВ Запорожского трансформаторного завода, расположен в закрытом помещении монтажного блока на отм.50.500, внешний вид трансформатора приведен на рисунке 1.

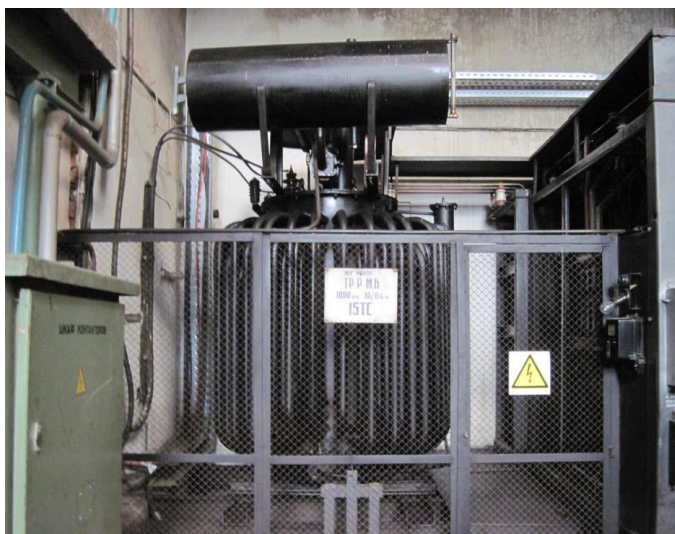


Рисунок 1 – Внешний вид трансформатора 15ТС ЖГЭС

Трансформатор 16ТС - трансформатор масляный марки ТМ-1000/10/0,4кВ Запорожского трансформаторного завода, установлен на открытой площадке трансформаторной эстакады вблизи работающего оборудования, внешний вид трансформатора приведен на рисунке 2.

Щит 0,4кВ 16ТС состоит из двух секций, с двумя вводными выключателями марки АВН-10 ($I_{ном}=1000А$) на каждой секции,

секционированных для неавтоматического резервирования секционным разъединителем марки РВ-10, и с фидерными выключателями (марки: ВА04-36, А311, $T_{max} T5N400$). Оборудование расположено в закрытом помещении котельной служебного корпуса вблизи работающего оборудования. Кабельные линии 10кВ питания 15ТС и 16ТС марки СБГ-3х50 проложены в кабельном тоннеле здания ГЭС и ОРУ-500кВ в закрытом помещении. Внешний вид секций РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС представлен на рисунке 3



Рисунок 2 – Внешний вид трансформатора 16ТС ЖГЭС



Рисунок 3 – Внешний вид секций РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

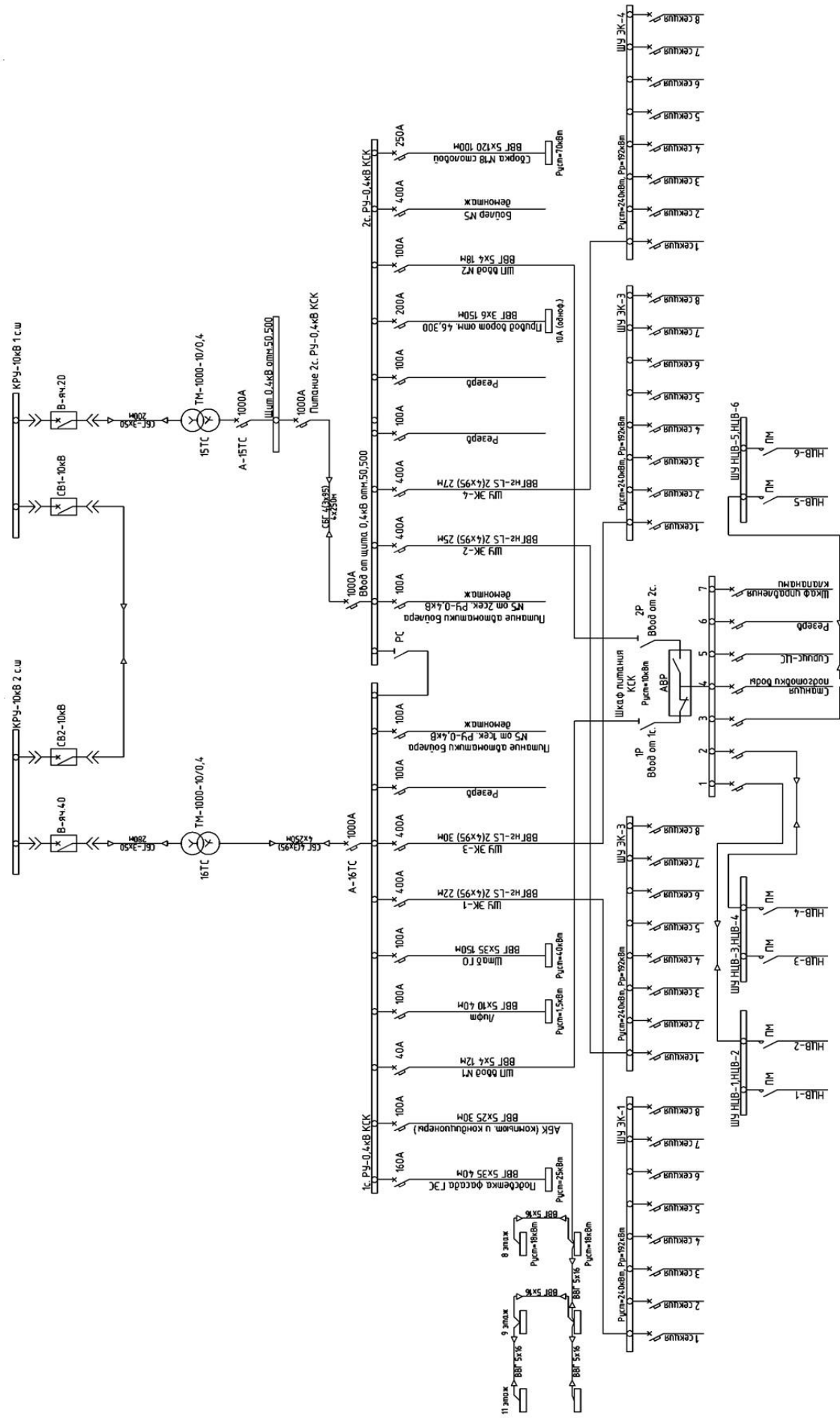


Рисунок 4 – Схема электрических соединений котельной служебного корпуса ЖГЭС

На рисунке 4 приведена принципиальная существующая схема электрических соединений КСК ЖГЭС. Основные потребители РУ-0,4кВ КСК можно разделить по категориям электроснабжения согласно принятой классификации на потребителей 2 и 3 категории. К потребителям 2 категории относятся электрокотлы и шкаф питания автоматики котлов, компьютеры, кондиционеры, все остальные относятся к потребителям 3-ей категории. Приведем краткую характеристику основных потребителей. В состав системы отопления здания служебного корпуса входит:

- автономная электрическая тепловая завеса ВНС - 1 шт. (для исключения попадания холодного воздуха в холл здания ГЭС);
- электрокотел ЭПО-240 - 4 шт.;
- шкаф управления электрокотлом ЭПО-240 (ШУ ЭК-1 ШУ ЭК-2 ШУ ЭК-3 ШУ ЭК-4) - 4 шт.;
- шкаф питания котельной КСК - 1 шт.;
- пластинчатый теплообменник контура отопления ЭТ-022-10-45 - 2 шт.;

В рамках реализации программы комплексного технического перевооружения и реконструкции на ЖГЭС в 2014 была произведена замена старого котельного оборудования на современное, которое имеет следующие характеристики. Технические данные электрокотла ЭПО-240:

- | | |
|--|-------------|
| – номинальная мощность, кВт | 240 |
| – номинальное напряжение, В | 380 |
| – номинальная частота, Гц | 50 |
| – диапазон регулирования температуры теплоносителя, °С | 30.. .85±3 |
| – масса, кг | 130 |
| – рабочее давление в котле, МПа | не выше 0,3 |

Прибор предназначен для эксплуатации в помещениях при температуре окружающего воздуха от - 45 до + 40°С и относительной влажности воздуха до 98% при + 25°С. По степени защиты от поражения электрическим током прибор соответствует I классу по ГОСТ Р 52161.1-2004.

Принцип действия электрокотла ЭПО-240 основан на преобразование электроэнергии в тепловую ТЭНами. При этом теплоноситель, омывающий ТЭНы, нагревается и с помощью принудительной циркуляции передает энергию в котловой контур. Режим работы прибора – продолжительный.

Устройство шкафа питания котельной:

Шкаф питания котельной предназначен для электроснабжения потребителей котельной. Шкаф питания котельной имеет электроснабжение от двух вводов. Переключение электроснабжения шкафа между вводами происходит автоматически, с помощью собранной внутри шкафа схемы АВР. Схема АВР состоит из двух вводных выключателей нагрузки, двух магнитных пускателей и двух реле контроля напряжения. Схема АВР имеет только электрическую блокировку, поэтому подтягивание магнитных пускателей механическим способом категорически запрещается. Схема АВР не имеет приоритета по питанию, т.е. при пропадании напряжения на рабочем вводе, происходит переключение на другой ввод, при восстановлении напряжения на прежнем вводе, работа АВР продолжается на текущем вводе. Для определения ввода, от которого в данный момент работает шкаф, на лицевой стороне дверцы шкафа имеются индикаторные лампы.

Шкаф питания КСК имеет электроснабжение от двух вводов - от 1 секции РУ-0,4кВ КСК (Автомат «ШП ввод №1») и от 2 секции РУ-0,4кВ КСК (Автомат «ШП ввод №2»). В состав потребителей шкафа питания КСК входят:

- шкаф управления циркуляционными насосами котлового контура (ШУ НЦВ-1, НЦВ-2);
- шкаф управления циркуляционными насосами контура отопления (ШУ НЦВ-3, НЦВ-4);
- шкаф управления циркуляционными насосами контура ГВС (ШУ НЦВ-5, НЦВ-6);
- станция подготовки воды; г Сириус-ЦС;

– шкаф управления клапанами.

Электробойлер №5 предназначен для горячего водоснабжения столовой, душевой подрядных организаций, служебного корпуса, душевой отм.34, женской душевой, мехмастерской.

Технические характеристики:

– Расчетное давление воды, атм.	4,2
– Размер бака нагревателя, мм	250x 1200x1
– Объем бака нагревателя, м ³	3,0
– Диаметр установленных электродов, мм	100
– Длина электродов, мм	1050
– Количество электродов, шт.	3
– Напряжение на электродах, В	380
– Ток в одном электроде при температура воды 80°, А	260

В состав потребителей РУ-0,4кВ КСК входят фидера – «АБК» и «штаб ГО». Основной нагрузкой в составе названных потребителей являются компьютерная техника и системы кондиционирования. Данные о электроприемниках напряжением 0,4кВ, их количестве, установленной мощности, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Установленные мощности электроприемников КСК ЖГЭС

№ пп	Наименование электроприемника	Р _{уст.} , кВт
1	Подсветка фасада	25
2	АБК Кондиционеры	18
3	АБК Компьютеры	18
4	ШП КСК + привод ворот	10
5	Грузовой малый лифт	1,5
6	Штаб ГО	40
7	ШУ –ЭК 1÷4 (2раб+2рез)	480
8	Сборка №18 Столовая	70
Итого:		662,5

1.4 Обоснование необходимости проведения реконструкции системы электроснабжения котельной служебного корпуса ЖГЭС

Данный раздел квалификационной работы посвящен обоснованию необходимости проведения реконструкции электрооборудования РУ-0,4кВ КСК. Формальными аргументами в пользу выполнения реконструкции служат следующие неоспоримые факты. Электрооборудование рассматриваемого объекта спроектировано и установлено в соответствие с требованиями и нормами середины XX века и не отвечает требованиям сегодняшнего дня, а именно по следующим критериям: конструкция маслоприемника 15ТС не соответствует ПУЭ, масляный трансформатор 15ТС установлен внутри помещения в нарушение требований ПУЭ, маслоприемник масляного трансформатора 16ТС отсутствует (рисунок 1, 2).

В ходе предпроектного обследования основных технических характеристик и состава оборудования подстанций 15ТС и 16ТС было установлено:

- оборудование подстанций 15ТС и 16ТС (трансформатор и РУ-0,4кВ) морально и физически устарело и требуется его полная замена на более энергоэффективное оборудование, с высоким сроком службы;
- кабели 10кВ марки СБГ-3х50 выработали свой срок эксплуатации и подлежат замене на современные кабели из сшитого полиэтилена;
- строительные конструкции на участках установки трансформаторов 15ТС и 16ТС в соответствии с СП 13-102-2003 находятся в неисправном состоянии.

Для поддержания в работоспособном состоянии электрооборудования КСК ЖГЭС на протяжении всего срока службы применялась система планово-предупредительного ремонта. На сегодняшний день уже не выпускается оборудование, произведенное 60 лет назад. Отсутствие запасных частей для него потребует в ближайшее время модернизации крепежа высоковольтных вводов трансформаторов, замены шпилек, перепайки отводов. То есть жизненный цикл морально и физически

устаревшего оборудования приблизился к такому пиковому значению, при котором затраты на проведение текущих, капитальных, аварийно-восстановительных ремонтов практически сопоставимы со стоимостью аналогичного оборудования отечественного производства. Именно поэтому целесообразность проведения реконструкции является очевидной.

В 2014 году произведена замена котлового оборудования КСК ЖГЭС на современное, однако при этом электрооборудование, кабели, автоматические выключатели, трансформаторы, устройства релейной защиты остались старыми. В связи с этим происходят регулярные аварийные отказы котлового оборудования, прежде всего связанные с нарушением электромагнитной совместимости современного и устаревшего оборудования. Статистические данные по технологическим отказам приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технологические нарушения на оборудование КСК ЖГЭС

№ пп	Характер повреждения	Время ремонта	Сумма ущерба
1	13.02.15 аварийное отключение ЭК-4, возгорание и полное разрушение (оплавление) ШУ ЭК-4, питающих кабелей, повреждение (оплавление) 1-8 секций ТЭНов. Оборудование управления ЭК-4 восстановлению не подлежит. ЭК-4 частично подлежит восстановлению.	10 месяцев	659 тыс. рублей
2	27.04.15 аварийное отключение ЭК-3, возгорание и полное разрушение (оплавление) ШУ ЭК-3, питающих кабелей, повреждение (оплавление) 1-8 секций ТЭНов. Оборудование управления ЭК-3 восстановлению не подлежит. ЭК-3 частично подлежит восстановлению.	7 месяцев	703 тыс. рублей
3	17.03.16 аварийное отключение ЭК-4, в результате некорректной работы автоматики повреждение (оплавление) 2,3,4 секций ТЭНов.	3 месяца	178 тыс. рублей
4	08.10.17 аварийное отключение ЭК-1, повреждение (оплавление) 4, 5, 8 секций ТЭНов.	2 месяца	154 тыс. рублей
5	25.01.18 аварийное отключение ЭК-2, повреждение (оплавление) 1, 5-7 секций ТЭНов.	2 месяца	148 тыс. рублей

По результатам проведенного анализа можно сделать вывод, что оборудование КСК ЖГЭС морально и физически устарело, не отвечает установленным нормам, требованиям проектирования и эксплуатации, нарушена электромагнитная совместимость устаревшего с современным оборудованием. Именно поэтому возникает острая необходимость провести полную реконструкцию электрооборудования РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС.

1.5 Разработка технических мероприятий по повышению надежности схемы электроснабжения РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

В данном разделе будет разработан и сформулирован комплекс технических решений, позволяющих повысить надежность и удобство эксплуатации электрооборудования РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС.

Во-первых, самым очевидным и перспективным в плане повышения надёжности электроснабжения является техническое решение по модернизации схемы электрических соединений рассматриваемого объекта. Электрическая схема РУ-0,4кВ 15ТС и 16ТС должна обеспечивать взаимное автоматическое резервирование. Автоматическое резервирование позволяет подключение РУ-0,4кВ 16ТС к РУ-0,4кВ 15ТС в случае выхода из строя трансформатора основного питания - 16ТС. В случае выхода из строя трансформатора 15ТС, эта схема также позволяет запитать РУ-0,4кВ 15ТС от щита РУ-0,4кВ16ТС. Выполнить замену секционного разъединителя марки РВ-10В на автоматический выключатель выкатного исполнения. В схеме РУ-0,4кВ применить автоматические выключатели выкатного исполнения фирмы АВВ, вводные и секционный – марки $E_{max}2$, отходящие - марки $T_{max}T1-T5$ с соответствующими существующим нагрузкам уставками. Применение автоматических выключателей выкатного исполнения фирмы АВВ обосновано условием однотипности оборудования, применяемого для питания потребителей СН ЖГЭС, а также для его взаимозаменяемости.

Представим краткую характеристику и технические требования к проектируемому устройству АВР. Алгоритм и уставки работы АВР: при

снижении напряжения ниже 240В (или превышении больше 456В) на вводе А-16ТС через $t = 1с$, подается команда на отключение А-16ТС. При подтверждении отключенного положения А-16ТС, подается команда на включение АС. При восстановлении напряжения на А-16ТС, через $t = 1с$ подается команда на отключение АС и при подтверждении отключенного положения АС, подается команда на включение А-16ТС. По аналогичной схеме работает алгоритм АВР при исчезновении напряжения на вводе А-15ТС.

Программной логикой технологического контролера АВР и механической схемой, собранной через блок-контакты положения трех автоматов - А-16ТС, АС, А-15ТС должен быть обеспечен запрет одновременного включения этих автоматов. При механическом включении третьего автомата, которым в нормальном режиме является АС, собирается схема на отключение АС по факту запрета одновременного включения четырёх автоматов. Работа АВР должна быть заблокирована в следующих случаях: - при аварийном отключении, то есть срабатывании защит, или неисправности одного или нескольких автоматов: А-16ТС, АС, А-15ТС; - при неисправности технологического контроллера; - при выявлении несоответствия сигнала на дискретном входе от реле контроля напряжения и аналоговой информации от технологического контроллера; - при переводе любого ключа фиксации положения автоматов на панели управления АВР в положение «Ремонт»; - при выкаченном положении любого автомата А-16ТС, АС, А-15ТС; - при неисправностях цепей управления любого автомата; - при неисправностях цепей любого из реле контроля напряжения фаз; - при выявлении логического несоответствия положения автомата ввода и состояния реле контроля напряжений секции и ввода (автомат включен, напряжение на вводе есть, а напряжения на секции нет и т.п.).

Для надежной и правильной работы АВР контроль наличия напряжения на вводах 0,4кВ А-16ТС и А-15ТС должен осуществляться с помощью трёхфазного реле контроля напряжения фаз, подключенного через

автоматический выключатель к вводу силового автомата; контроль напряжения на шинах 1 или 2 секции осуществляется с помощью трёхфазного реле контроля напряжения фаз, подключённого через автоматический выключатель к соответствующей секции.

Во-вторых, для повышения надежности питания сборок компьютеров и кондиционеров необходимо предусмотреть двухстороннее питание этих шкафов через шкаф ручного резерва (ШРР), запитанного двумя кабелями с разных секций щита РУ-0,4кВ 16ТС.

В-третьих, питающие и распределительные сети, и контрольные сети выполняются кабелем на напряжение 0,6/1кВ с медными жилами с поливинилхлоридной изоляцией в оболочке с низким газо- и дымовыделением, не распространяющей горение марки ВВГнг-LS и КВВГнг-LS, прокладываемым по стенам и перекрытиям с креплением скобами, в трубах с креплением скобами по стене на высоте до 2-х метров и по кабельным конструкциям, проектируемым и существующим кабельным конструкциям организованных кабельных трасс здания ГЭС, местами с частичной их заменой новыми кабельными конструкциями, взамен существующих непригодных для эксплуатации. Прокладка кабелей выполняется организованными потоками с соблюдением современных требований пожарной безопасности, предъявляемых к кабельному хозяйству и с учетом требований по электромагнитной совместимости. Силовые кабели и вторичные кабели цепей управления прокладываются по разным трассам. При невозможности их прокладки по разным трассам расстояние от контрольных кабелей до силовых кабелей 380 В - не менее 0,4 метра. Для экранированных цепей указанные выше расстояния снижаются в 1,5-2 раза. Прокладка взаимно резервирующих ответственных кабельных линий (силовых линий, линий управления) предусматривается по разным кабельным трассам - в разных трассах кабельных лотков. При невозможности их прокладки по разным трассам расстояние от контрольных кабелей до силовых кабелей 380 В не менее 0,4 метра. Для экранированных цепей

указанные выше расстояния снижаются в 1,5-2 раза. Прокладка силовых кабелей в лотках предусматривается однорядно, контрольных кабелей — послойно или пучками (в соответствии с требованиями ПУЭ) максимальным размером в диаметре не более 100 мм. В местах прохода кабелей через проемы стен и перекрытий устанавливаются противопожарные кабельные проходки (отрезки труб) с применением огнестойких материалов для уплотнения проходов кабелей через строительные конструкции. Предел огнестойкости проходок должен быть не менее EI 45.

В-четвертых, заменить существующие масляные трансформаторы на сухие типа ТСЗ, все электрооборудование на более современное и энергоэффективное. Для размещения оборудования использовать шкафы напольного исполнения, со степенью защиты IP54, диапазон рабочих температур: от –50С до +50С; влажность воздуха – до 80% (при температуре окружающей среды 25С).

В-пятых, для удобства эксплуатации необходимо предусмотреть возможность установки переносных заземляющих закороток (ЗЗ) для ремонтных целей в местах:

- ввода КЛ-10кВ к трансформатору;
- лючки на быстросъемных петлях на шинных мостах 0,4кВ от трансформатора и на вводе в РУ-0,4кВ;
- в панелях ввода на выключателях в местах подключения кабелей и в секционных на шинах обеих секций;
- в панелях 0,4кВ рядом с вводными возможность подключения ЗЗ к шинам 1 и 2 секций.

В-шестых, следует предусмотреть защиту от вкатывания/выкатывания в включенном положении автоматических выключателей. Предусмотреть комплект быстродайствующих микропроцессорных защит и обеспечить селективность их работы с существующим оборудованием ЖГЭС.

2 Расчет параметров схемы электроснабжения и определение мощности трансформаторов РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

2.1 Расчет электрических нагрузок РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

Произведем расчет электрических нагрузок 3-х фазной цепи переменного тока напряжением 0,4кВ от силовых потребителей 1, 2 секций РУ-0,4кВ КСК по известной методике [1, 2, 7, 9].

На первом этапе необходимо выполнить приведение мощностей 3-х фазных электроприемников (ЭП) к длительному режиму работы, то есть к $PВ = 100\%$ и произвести перерасчет ЭП, работающих в повторно-кратковременном режиме по следующему выражению [1]:

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

где $P_{пасп}$ - значение паспортной мощности ЭП, $ПВ$ – продолжительность включения.

По табличным значениям [8, 15] определяем (k_u) и ($\cos\varphi$) для каждого ЭП и заносим данные в таблицу 3.

Далее необходимо выполнить расчет суммарной активной мощности для составленных групп ЭП в зависимости от их количества по формуле [2]:

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

где n - количество ЭП.

Находим коэффициент силовой сборки:

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

Производим соответствующие расчеты по нахождению средней нагрузки (активная и реактивная) для каждого фидера по выражениям [9]:

$$P_C = K_{II} \cdot P_{H.Σ} \quad (4)$$

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

По формулам (6), (7), (8) находим средние значения k_u , а так же величины $tg\varphi_{cp}$ и $\cos\varphi_{cp}$:

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

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

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

Значение эффективного числа ЭП рассчитываем по равенству:

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

По табличным значениям [15] находим величину K_M в зависимости от значений $n_{Э}$ и k_u , значения заносим в таблицу 3. В практике расчетов нагрузок принято, что K'_M принимается равным 1,1 при $n_{Э} \leq 10$ и 1 при $n_{Э} > 10$.

Далее необходимо рассчитать значения расчетной активной и расчетной реактивной нагрузки ЭП по выражениям [1]:

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

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

Произведем расчет полной расчетной нагрузки ЭП по формуле:

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

Определим величину расчётного тока для ЭП РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС согласно равенству (13):

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

Полученные в расчетах величины заносятся в таблицу 3.

2.2 Расчет мощности и выбор питающего трансформатора РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

Для выбора питающего трансформатора РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС воспользуемся данными, рассчитанными в предыдущем разделе исследования и сведенные таблицу 3.

Для выбора мощности питающего трансформатора сначала необходимо произвести расчет потерь по следующим выражениям [14, 19]:

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

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

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

Полученные значения заносятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет нагрузок ЭП в РУ-0,4кВ КСК

Исходные данные							Расчетные величины			n _э	K _м	Расчетная мощность			I _р , А
По заданию технологов				По справочным данным			P _с , кВт	Q _с , квар	n·P _н ²			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
Наименование ЭП	Кол-во ЭП, шт.	P _н , кВт		k _и	cosφ/tgφ										
		Одного ЭП	Общая		cosφ	tgφ									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Подсветка фасада	1	25	25	0,85	0,95	0,34	21,2	7,23	625			21,2	7,9	22,7	34,5
АБК Кондиционеры	1	18	18	0,8	0,85	0,62	14,4	8,93	324			14,4	9,8	17,4	26,5
АБК Компьютеры	1	18	18	0,8	0,85	0,62	14,4	8,93	324			14,4	9,8	17,4	26,5
ШП КСК + привод ворот	1	10	10	0,8	0,85	0,62	8	4,96	100			8	5,5	9,7	14,7
Грузовой малый лифт	1	1,5	1,5	0,6	0,8	0,75	0,9	0,68	2,25			0,9	0,7	1,2	1,8
Штаб ГО	1	40	40	0,8	0,85	0,62	32	19,84	1600			32	21,8	38,7	58,8
ШУ –ЭК 1÷4 (2раб+2рез)	2	240	480	0,8	0,85	0,62	384	238,08	115200			384	261,9	464,8	706,2
Сборка №18 Столовая	1	70	70	0,9	0,85	0,62	63	39	4900			63	43	76,3	115,9
Итого на ШНН			662,5				537,95	327,7	123075	3	1	538	360,5	647,6	983,9
Потери												10,76	36,05	37,62	
Итого на ВН												548,8	396,5	685,2	

Для выбора трансформатора необходимо определить расчетную мощность трансформатора с учетом потерь, но без учета компенсации реактивной мощности [17]:

$$S_T \geq S_p = 0,7 \cdot S_{P(BH)} = 479,64 \text{ кВА} . \quad (17)$$

Так как РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС состоит из двух секций с автоматическим резервированием, то при выборе мощности трансформаторов следует учесть собственную нагрузку ЭП от 15ТС. По данным производственно-технической службы (ПТС) ЖГЭС ЭП щита 0,4кВ отм. 50,5 15ТС $S_p = 422,613 \text{ кВА}$. Поэтому при выборе трансформатора 16ТС используем значение $S_p = 902,253 \text{ кВА}$. По каталожным данным [20] выбираем трансформатор 16ТС - ТСЗ-1000-10/0,4 АО «Группа «СВЭЛ». В таблице 4 приведены технические данные выбранного трансформатора.

Таблица 4 - технические данные трансформатора ТСЗ-1000-10/0,4

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 автоматических выключателей для ЭП РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

В данном разделе работы выполним выбор автоматических выключателей для каждого из ЭП РУ-0,4кВ КСК, а также вводных автоматов А-16ТС, А-15ТС 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 3 выполним необходимые расчеты по представленному алгоритму [18]. Результаты представим в виде таблице 5, 6.

Таблица 5 – Результаты выбора автоматических выключателей отходящих присоединений РУ-0,4кВ КСК

Наименование ЭП / № автомата	Автомат		Расцепитель			I _p , А	
	Тип	I _{на} , А	Тип	I _{нр} , А	к _ч ⁽¹⁾		
1 секция							
ШУ ЭК-1	QF2	Tmax T5	400	TMA	400	30,13	353,1
ШУ ЭК-3	QF3	Tmax T5	400	TMA	400	29,08	353,1
Шкаф ручного резерва	QF5	Tmax T4	250	TMA	200	55,80	53

Продолжение таблицы 5

Штаб ГО. Сборка	QF7	Tmax T2	160	TMD	80	38,38	58,8
Шкаф подсветка фасада ГЭС	QF8	Tmax T2	160	TMD	50	144,60	34,5
ШП - шкаф питания КСК	QF9	Tmax T2	160	TMD	40	252,25	14,7
2 секция							
ШУ ЭК-2	QF11	TmaxT5	400	TMA	400	30,18	353,1
ШУ ЭК-4	QF12	Tmax T5	400	TMA	400	30,18	353,1
Шкаф ручного резерва	QF15	Tmax T4	250	TMA	200	55,80	53
Сборка №18 столовой	QF16	Tmax T4	250	TMA	160	32,19	115,9
ШП - шкаф питания КСК	QF20	Tmax T2	160	TMD	40	252,25	14,7

Таблица 6 – Результаты выбора автоматических выключателей на вводах РУ-0,4кВ КСК

Позиционное обозначение автомата	Назначение	Параметры				Макс. нагрузка на секцию, А
		Автомат		Расцепитель		
		Тип	I _{на} , А	Тип	I _{нр} , А	
QFW1	Ввод от 16ТС	Emax2.E2.2	2000	Ekip DIP LI	2000	832,6
QFW2	Ввод от 15ТС	Emax2.E2.2	2000	Ekip DIP LI	2000	832,6
QFS1	Секционный автомат	Emax2.E2.2	2000	Ekip DIP LI	2000	

2.4 Выбор проводников для ЭП РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

Выбор сечения и марки проводников производится по значениям допустимого тока ЭП, рассчитанного по формуле (18), величины которого представлены в таблицах 5,6. Далее необходимо согласно требованиям и рекомендациям ПУЭ [4] определить сечение проводников по условию

нагрева [5]. Отметим, что при выборе сечения проводников следует так же учитывать величину $I_{нр}$ (таблица 4,5). Результаты проведенных расчетов и выбора проводников представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты выбора кабельных линий к потребителям РУ-0,4кВ КСК 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					
QF2	ШУ ЭК-1	ВВГнг-LS	2(5x95)	0,022	0,064	0,194	0,001	0,002
QF3	ШУ ЭК-3	ВВГнг-LS	2(5x95)	0,03	0,064	0,194	0,001	0,003
QF5	Шкаф ручного резерва	ВВГнг-LS	5x50	0,01	0,066	0,37	0,001	0,004
QF7	Штаб ГО. Сборка	ВВГнг-LS	5x50	0,15	0,066	0,37	0,01	0,056
QF8	Шкаф подсветки фасада ГЭС	ВВГнг-LS	5x50	0,04	0,066	0,37	0,003	0,015
QF9	ШП - шкаф питания КСК	ВВГнг-LS	5x50	0,012	0,066	0,37	0,001	0,004
QF11	ШУ ЭК-2	ВВГнг-LS	2(5x95)	0,022	0,064	0,194	0,001	0,002
QF12	ШУ ЭК-4	ВВГнг-LS	2(5x95)	0,022	0,064	0,194	0,001	0,002
QF15	Шкаф ручного резерва	ВВГнг-LS	5x50	0,01	0,066	0,37	0,001	0,004
QF16	Сборка №18 столовой	ВВГнг-LS	5x70	0,1	0,065	0,26	0,007	0,026
QF20	ШП - шкаф питания КСК	ВВГнг-LS	5x50	0,018	0,066	0,37	0,001	0,007
QFW2	Ввод от 15ТС	ВВГнг-LS	3(5x150)	0,25	0,063	0,122	0,005	0,010

Так как ввод 0,4кВ от трансформатора 16ТС до 1 секции РУ-0,4кВ КСК предполагается выполнить медным шинопроводом в закрытом корпусе, то целесообразно представить выбор медного шинопровода для ввода 0,4кВ от 16ТС и выбор медных шин для 1 и 2 секций РУ-0,4кВ КСК. Алгоритм

выбора аналогичен описанному ранее при выборе кабельных линий [15].
 Результаты выбора представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора шин для РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

№ пп	Наименование параметра	Параметры шинопровода
Тип шинопровода 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)	2100х800х600мм
6	Вес 1м, кг	7,15

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

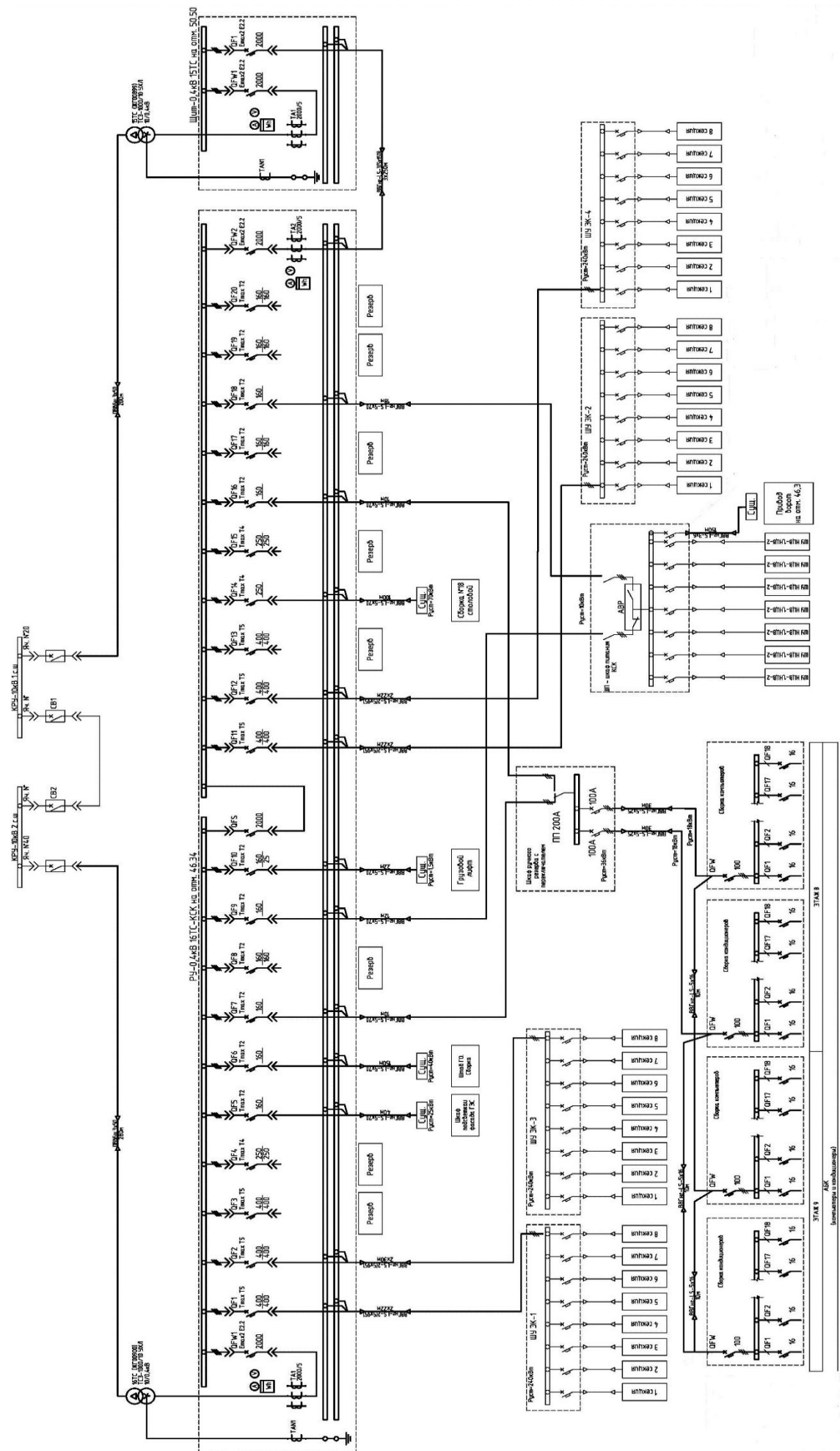


Рисунок 5 – Схема электрических соединений РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС после реконструкции

3 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4кВ РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

3.1 Расчет параметров схемы замещения прямой последовательности

Исходными данными для расчетов токов короткого замыкания (КЗ) в сети 0,4кВ РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС служат полученные ранее значения параметров схемы электроснабжения, которые приведены в таблицах 4-7. 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 $I_{КЗ}^{(3)} = 4,529$ 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 КСК ЖГЭС с выбором точек КЗ представлена на рисунке 6.

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

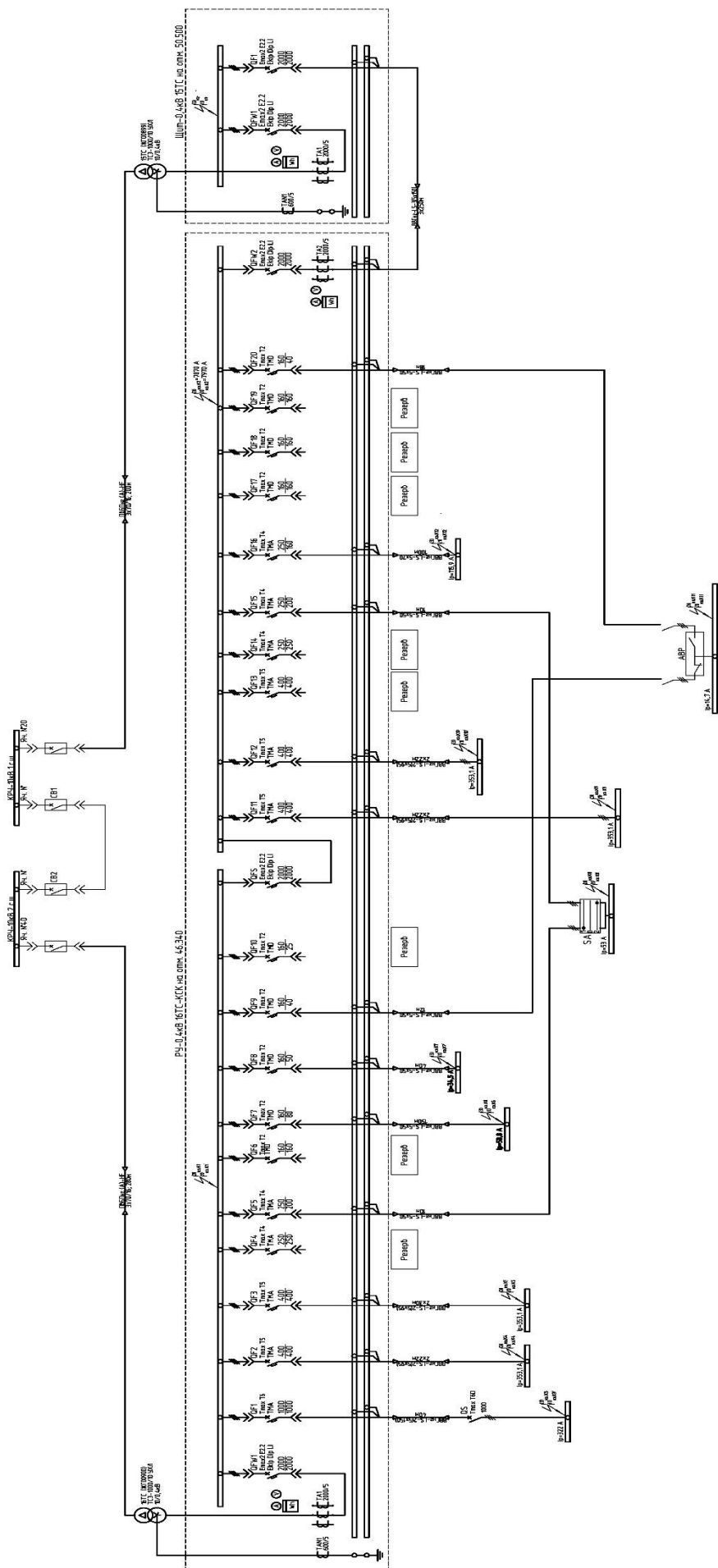


Рисунок 6 – Схема расчета токов КЗ в системе электроснабжения РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС

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

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 КСК ЖГЭС представлены в таблицах 9, 10.

Таблица 9 - Расчетные значения параметров схемы замещения прямой последовательности при питании от 16ТС

	$X_C,$ 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	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012						
K3	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	2,44	1,26	0,14	0,08
K4	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,71		
K5	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,91	0,96		
K6	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	55,50	9,90		
K7	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	14,80	2,64		
K8	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	3,70	0,66		
K11	1,95	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	4,44	0,79		

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
K2	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	10,17	5,25	0,14	0,08
K8	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	3,7	0,66		
K9	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,7		

Продолжение таблицы 10

K10	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,7		
K11	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	6,66	1,19		
K12	1,93	1,632	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	26,0	6,5		

3.2 Расчет параметров схемы замещения нулевой последовательности

Для расчета параметров схемы замещения нулевой последовательности используем схему расположения точек КЗ, представленную на рисунке 6. 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 аналогичны 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
К1	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012						
К2	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	10,18	5,25	0,14	0,08
К3	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,14	0,08	2,44	1,26	0,14	0,08
К4	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,71		
К5	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,91	0,96		
К6	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	55,50	9,9		
К7	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	14,80	2,64		
К8	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	3,70	0,66		
К9	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,71		
К10	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	0,65	0,17	2,13	0,71		
К11	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,3	0,7	4,44	0,79		
К12	1,63	9,46	0,14	0,08	0,012	1,1	0,5	26,0	6,5		

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].

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

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 6) 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:

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

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:

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

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:

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

где $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ - суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм; $R_{0\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ - суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления 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	$R_{л}$, мОм	$R_{0\Sigma}$, мОм	$X_{0\Sigma}$, мОм	$I^{(3)}_{КЗ}$, А	$I^{(3)}_{КЗ,Д}$, А	$I^{(1)}_{КЗ}$, А
К1	1,78	11,49	0,67	11,40	1,78	9,54	19,85	13,21	13,53
К2	12,23	16,88	0,71	11,76	12,23	14,95	11,08	7,87	7,97
К3	4,50	12,91	0,68	11,05	4,50	10,96	16,88	11,42	11,66
К4	4,57	12,37	0,67	10,59	4,57	10,41	17,51	11,80	12,05
К5	5,34	12,62	0,68	10,50	5,34	10,67	16,85	11,40	11,63
К6	58,58	22,09	0,83	13,61	58,58	20,14	3,69	3,06	3,07
К7	17,88	14,83	0,72	10,75	17,88	12,88	9,94	7,16	7,23
К8	6,58	12,65	0,68	10,16	6,78	10,90	16,19	11,00	11,16

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, $Q_{од}$, °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 5
Фактическая температура окружающей среды, Q_0 , °С	см. таблица 5 30°С
Способ прокладки	в воздухе
Поправочный коэф-т на $t_{окр.ср.}^{\circ}$	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 ($Q_0 = 30$ °С); $Q_{\partial\partial}$ - значение расчётной длительной температуры жилы, °С, равная для кабелей с изоляцией из ПВХ на напряжение до 1 кВ - 70°С; $Q_{окр.}$ - значение расчетной температуры окружающей среды (воздух), °С ($Q_{окр.} = 25$ °С); $I_{раб.}$ - значение тока нагрузки, А (см. таблицу 5); $I_{\partial\partial}$ - значение расчетного длительно допустимого тока, А (см. таблицу 5).

Длительно допустимый ток с учётом поправочного коэффициента определяется по выражению:

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

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, равная 228°С.

Проверка кабеля на возгорание 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 19,58мм²/(кА²·с); S - сечение жилы, мм²; $B_{тер.}$ - 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 невозгорание не должны превышать 350°C (согласно ГОСТ Р 52736-2007) [4]. Минимально-допустимое сечение кабелей, отходящих от РУ-0,4кВ 16ТС принято 50мм². Результат расчётов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты проверки кабелей на термическую стойкость и невозгорание

Номер фидера	$I_{\text{раб}}, \text{A}$	$t_{\text{в.откл.}}$	Марка кабеля	$S, \text{мм}^2$	$I_{\text{дл.доп.}}, \text{A}$	$I_{\text{дл.}}, \text{A}$	$I_{\text{кз.}}, \text{A}$	$B_{\text{тер.}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$Q_{\text{ис}}, \text{°C}$	$Q_{\text{к}}, \text{°C}$
QF1	500,0	0,4	ВВГнг(А)-LS	2(5x150)	610,0	536,8	13,3	39,03	69,0 4	73,9
QF2	353,1	0,4	ВВГнг(А)-LS	2(5x95)	440,0	387,2	13,3	39,03	67,4 2	73,7
QF3	353,1	0,4	ВВГнг(А)-LS	2(5x95)	440,0	387,2	13,3	39,03	67,4 2	73,7
QF5	53,0	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145,0	127,6	13,3	39,03	37,7 6	248,4
QF7	58,8	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145,0	127,6	13,3	39,03	39,5 6	251,6
QF8	34,5	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145,0	127,6	13,3	39,03	33,2 9	240,4
QF9	18,0	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145,0	127,6	13,3	39,03	30,9 0	236,1
QF11	353,1	0,4	ВВГнг(А)-LS	2(5x95)	440,0	387,2	13,3	39,03	67,4 2	73,74
QF12	353,1	0,4	ВВГнг(А)-LS	2(5x95)	440,0	387,2	13,3	39,03	67,4 2	73,74
QF15	53,0	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x50	145,0	127,6	13,3	39,03	37,7 6	248,4
QF16	115,9	0,4	ВВГнг(А)-LS	5x70	180	158,4	13,3	39,03	30,5 8	120,3

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, $Q_{до}$, °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 5
Фактическая температура окружающей среды, Q_o , °С	см. таблица 5 30°С
Способ прокладки	в воздухе
Поправочный коэф-т на $t_{окр.ср.}$	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 возгорание 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 возгорание

Номер фидера	$I_{раб.}$, А	$t_{в.откл.}$	Марка кабеля	S , мм ²	$I_{дл.доп.}$, А	$I_{дл.}$, А	$I_{КЗ.}$, А	$V_{тер.}$, кА ² ·с	$Q_{и.}$, °С	$Q_{к.}$, °С
16ТС-Н1	80,78	0,04	ПвБПнг(А)-НФ	3x70/16	196,0	172,5	4,6	2,97	44,26	47,51

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.

Таблица 15 – Выбор и проверка чувствительности уставок расцепителей автоматических выключателей

Номер автомата	Расчетный ток нагрузки, А	Параметры автомата		Параметры расцепителя									
		Тип	I _u , кА	Тип	I _н , кА	Уставки							
						L (t=k/I ²)			I				
						I ₁ , xI _н	I ₁ , кА	t ₁ , сек.	on/of f	I ₃ , xI _н	I ₃ , кА	k ⁽³⁾ _ч	k ⁽¹⁾ _ч
QF1	322	Tmax T6	1	TMA	1	0,7	0,7	0,2	on	5	5	2,28	2,33
QF2	353,1	Tmax T5	0,4	TMA	0,4	1	0,4	0,2	on	10	4	2,95	3,01
QF3	353,1	Tmax T5	0,4	TMA	0,4	1	0,4	0,2	on	10	4	2,85	2,91
QF5	53	Tmax T4	0,25	TMA	0,2	0,7	0,14	0,2	on	10	2	5,50	5,58
QF7	58,8	Tmax T2	0,16	TMD	0,08	1	0,08	0,2	on	10	0,8	3,83	3,84
QF8	34,5	Tmax T2	0,16	TMD	0,05	1	0,05	0,2	on	10	0,5	14,3 2	14,4 6
QF9	14,7	Tmax T2	0,16	TMD	0,04	0,7	0,028	0,2	on	10	0,4	24,1 3	25,2 3

QF11	353,1	TmaxT5	0,4	TMA	0,4	1	0,4	0,2	on	10	4	2,96	3,02
QF12	353,1	Tmax T5	0,4	TMA	0,4	1	0,4	0,2	on	10	4	2,96	3,02
QF15	53	Tmax T4	0,25	TMA	0,2	0,7	0,14	0,2	on	10	2	5,50	5,58

Продолжение таблицы 15

QF16	115,9	Tmax T4	0,25	TMA	0,16	0,9	0,144	0,2	on	10	1,6	3,20	3,22
QF20	14,7	Tmax T2	0,16	TMD	0,04	0,7	0,028	0,2	on	10	0,4	24,1 3	25,2 3

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результату выполнения квалификационной работы получено решение важной технической задачи по проведению полной реконструкции системы электроснабжения котельной служебного корпуса Жигулевской ГЭС, заключающееся в следующих положениях:

1. Обоснована необходимость проведения реконструкции электрооборудования РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС.

2. Разработан комплекс технических решений, позволяющих существенно повысить надежность схемы электроснабжения РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС.

3. Произведен расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования и проводников для РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС, отвечающего современным требованиям и нормам проектирования.

4. Достигнута поставленная цель исследования – проведена полная реконструкция оборудования и схемы электроснабжения РУ-0,4кВ КСК ЖГЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ 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. 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.
14. Салтыков В.М. Проектирование электрической части подстанций в энергосистемах : учеб. пособие. Тольятти: ТГУ, 2002. 109 с.
15. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов : учеб пособие. М. : Форум, Инфра-М, 2015.
16. Hein R. Selection of Automatic Protection against Overloading Manual авторы: R.Hein. Издание Мюнхен: LLC Paper and Press, 2011. 523 p.
17. 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.

18. 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.

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

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