

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Разработка проекта электроснабжения потребителей Жигулевской ГЭС напряжением 10 кВ в аварийных ситуациях»

Студент(ка)

С.П. Холопов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Романов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

« » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Темой данной выпускной квалификационной работы является «Разработка проекта электроснабжения потребителей Жигулевская ГЭС напряжением 10 кВ в аварийных ситуациях».

Целью является разработка повышения надежности системы электроснабжения собственных нужд станции, что напрямую связано с выбором и установкой дополнительных источников питания (стационарных дизельных электростанций) с автоматическим запуском для электроснабжения кранов верхнего бьефа, резервных насосов откачки потерны, механизмов управления затворами станционной и водосливной части, а также других механизмов, обеспечивающих безопасность гидротехнического сооружения.

Поводом для разработки данной выпускной квалификационной работы послужила авария на Саяно-Шушенской ГЭС и технологическое нарушение на Жигулевской ГЭС.

Одной из причин, явилось несоответствие комплекса защитных мер в отношении оборудования, в частности:

- отсутствие резервного источника питания и ключа управления на главном щите ЦПУ приводов сброса аварийно - ремонтных затворов напорных водоводов;
- отсутствие схемы автоматического включения резервного питания от резервных источников;
- отсутствие в алгоритме работ гидромеханической колонки регулятора режима закрытия направляющего аппарата при потере электроснабжения;
- применения оборудования и линий питания, связи, управления, контроля и защиты не во влагозащищенном исполнении.

При выполнении работы необходимо решить вопросы повышения устойчивости Жигулевской ГЭС при чрезвычайных ситуациях.

В объем работы входит разработка схемы электроснабжения ответственных потребителей собственных нужд станции от дизель-генераторных установок, расчет токов короткого замыкания, выбор электрических аппаратов и приборов.

Данная выпускная квалификационная работа включает в себя пояснительную записку 59 страниц, 8 рисунков, 6 таблиц, а также 6 чертежа формата А1.

Содержание

Введение.....	6
1 Краткая характеристика Жигулевсой ГЭС.....	8
1.1 Анализ действующих систем осушения ГЭС.....	8
2 Размещение оборудования согласно плану резервного электроснабжения.....	19
2.1 Выбор системы электроснабжения дополнительных насосных Южной и Северной насосных станций и электрооборудования 10кВ.....	10
2.2 Описание процесса деятельности.....	11
2.3 Основные технические решения.....	12
2.4 Решения по режимам функционирования системы.....	12
2.5 Отображение информации.....	13
2.6 Управление исполнительными механизмами.....	13
3 Технические решения.....	14
3.1 Южная насосная станция.....	14
3.2 Северная насосная станция.....	15
4 Выбор дизельной электростанции по заданным критериям.....	17
5 Расчет токов короткого замыкания.....	22
6 Выбор кабелей и электрооборудования.....	28
6.1 Выбор кабелей и электрооборудования на Южной насосной станции.....	28
6.2 Выбор кабелей и электрооборудования на водосливной плотине.....	33
6.3 Выбор электроснабжения 10 кВ на площадка СУС. Дизель-генераторная установка 10 кВ.....	37
6.4 Расчет питающих кабельных линий по допустимому значению тока и потери на напряжение для электроснабжения “Южной” и “Северной” насосных.....	42

7	Выбор КРУН 10 кВ.....	51
8	Выбор средств релейной защиты и автоматики (РЗА).....	52
8.1	Площадка СУС. Дизель - генераторная установка 10кВ.РЗА.....	52
8.2	РЗА ячеек №4 (ввод от ДГУ), №5 (ввод от КРУ-10 кВ в здании ГЭС)№ 6 (ввод от ЗРУ- 10 кВ в здании ППУ-500кВ).....	53
8.3	РЗА ячеек №2,3 отходящих линий к высоковольтным электродвигателям насосов НОП-8, НОП-9.....	53
8.4	РЗА ячейки №1 трансформатора напряжения.....	54
8.5	Общая логическая защита шин (ЛЗШ) КРУН-10 кВ.....	54
8.6	Резервирование отказов выключателей (УРОВ) присоединений КРУН- 10 кВ.....	55
8.7	Защита от дуговых замыканий КРУН-10кВ.....	55
	Заключение.....	57
	Список использованных источников.....	58

Введение

Жигулевская ГЭС находится в г. Жигулевске Самарской области.

Район строительства - г. Жигулевск. Согласно схематической карте климатического районирования СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» отнесен к Пв климатическому району.

Согласно СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия»:

- расчетное значение веса снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли по IV снеговому району равно 2,4 кПа;
- нормативное значение ветрового давления для III ветрового района равно 0,38 кПа;

Средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью:

0,98 - минус 36 °С;

0,92 - минус 30 °С;

Толщина стенки гололеда - IV район;

Количество осадков в год - 505 мм.

На ГЭС установлены 20 вертикальных гидроагрегатов номинальной мощностью по 125,5 МВт (типа ПЛ-587-ВБ-930). Установленная мощность ГЭС составляет 2320 МВт.

Общая длина напорного фронта гидроузла составляет 5500 м, из которых длина земляной плотины - 2800 м, водосливной плотины 981,2 м и здания ГЭС - 600 м. Вдоль напорного фронта по сооружениям ГЭС проходит автомагистраль федерального значения М-5 с шириной проезжей части -13,5м.

Существующая схема электроснабжения ответственных потребителей от системы собственных нужд Жигулевской ГЭС имеет недостаточное резервирование, что не соответствует требованиям надежности современно развитого предприятия. Следовательно перебой или что хуже, полное отключение

оборудования может спровоцировать аварию и есть вероятность затопления большей части основных узлов и здания ГЭС, что приведет к колоссальным финансовым затратам на восстановление.

В данной выпускной квалификационной работе был рассмотрен проект по введению в эксплуатацию дизель генератора для собственных нужд ответственных потребителей Жигулевская ГЭС.

Необходимость введение в работу генератора и питающихся от него насосов, обусловлено повышением уровня надежности и уверенность в том, что помещение мокрой потерне не затопит и не произойдет дальнейшего увеличения уровня воды, затопивая здание ГЭС все выше и выше. Для этого устанавливается 7 погружных насоса.

1 Краткая характеристика Жигулевской ГЭС

Жигулевская ГЭС является шестой ступенью и второй по мощности ГЭС Волжско – Камского каскада. Она играет большую роль в обеспечении достойного качества электроснабжения потребителей. Жигулевская ГЭС участвует в покрытии неравномерной части суточных графиков нагрузки, регулировании частоты и напряжения. Гидрогенераторы станции способны в кратчайший срок выйти в режим полного хода, поскольку достаточно просто открыть задвижки для подачи напора воды на лопасти турбины.

Здание ГЭС – руслового типа, протяженностью 720 метров. Выдача мощности подстанции происходит через 8 трансформаторных групп (ТГ), состоящих из трех однофазных трансформаторов типа ОРЦ и автотрансформаторов типа АОРЦТ, мощностью 135000кВА (2-8ТГ) и 90000кВА (1ТГ) каждый, на трех уровнях напряжения – 110, 220, 500 кВ.

1.1 Анализ действующих систем осушения ГЭС

Осушающие устройства ГЭС предназначены для откачки воды из спиральных камер. Отсасывающие трубы и донные водосбросы в момент введения гидроагрегатов в ремонт, а также в момент протечки воды через шахтные шпоны. Попавшая вода в мокрую потерну через задвижки откачивается с помощью насосов для откачки воды из мокрой потерны в нижний бьеф.

В настоящее время откачка воды производится благодаря 7 насосам, установленных в двух станциях откачки дренажной воды: Южной и Северной.

На южной насосной станции размещается 4 насоса погружного типа KRTK 350-636 Z5006 UNG –K, произведенных фирмой KSB. Мощностью 500кВт, $Q=2800\text{ м}^3$, $U=10\text{ кВ}$

Суммарная мощность насосов 2000 кВт.

В Северной насосной станции установлены 3 насоса погружного исполнения типа KRTK 350-636 Z5006 UNG - K, произведенных фирмой KSB

Мощностью 500кВт, $Q=2800\text{ м}^3$, $U=10\text{ кВ}$

Суммарная мощность насосов 1500 кВт

Схема электроснабжения насосов откачки потерны показана на рисунке 1.1

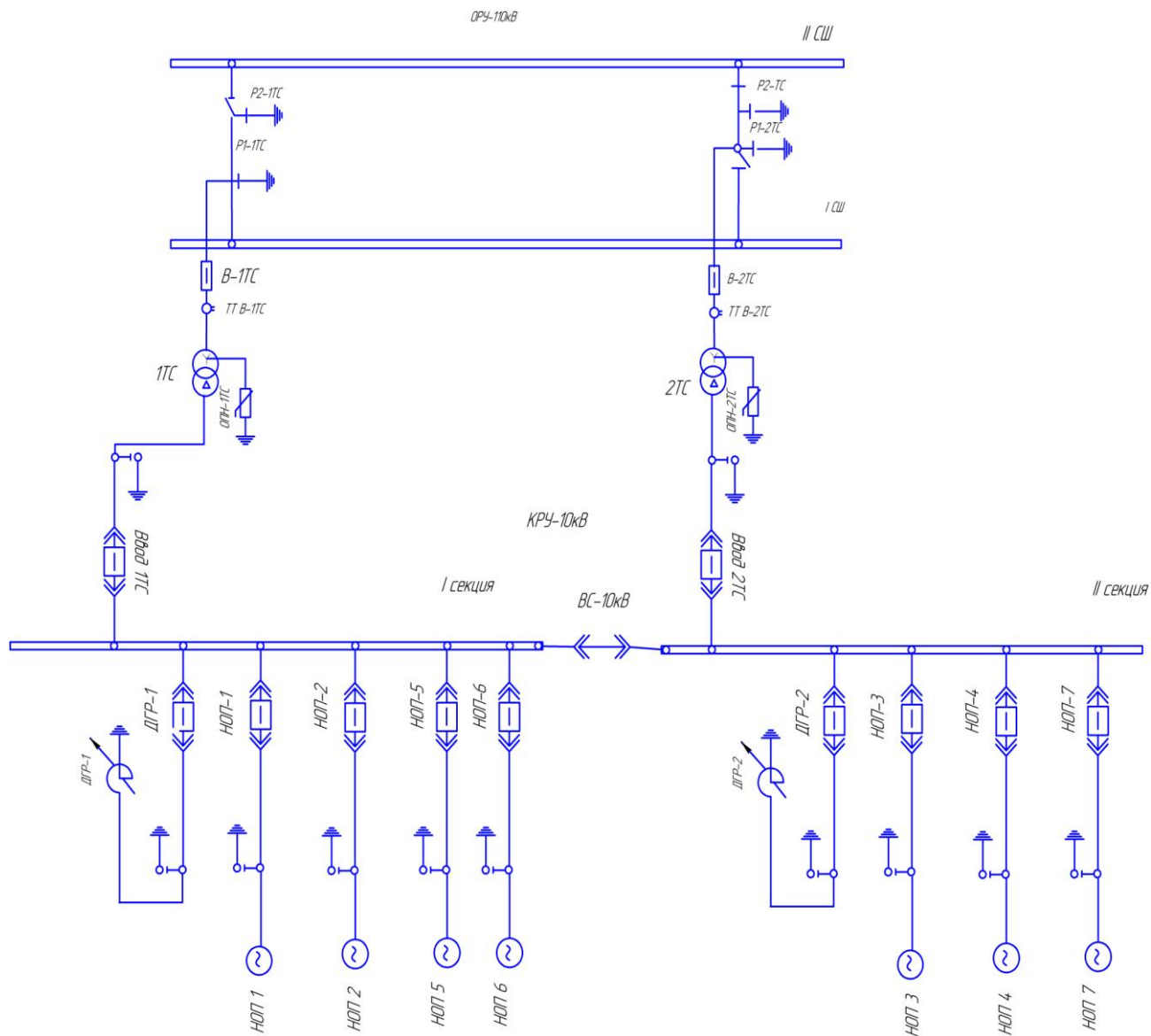


Рисунок 1.1 - Схема электроснабжения насосов откачки потерны

2 Размещение оборудования согласно плану резервного электроснабжения

2.1 Выбор системы электроснабжения дополнительных насосных Южной и Северной насосных станций и электрооборудования 10кВ

На рисунке 2.1 изображена Структурная схема Южной насосной станции. Электрооборудование 10кВ.

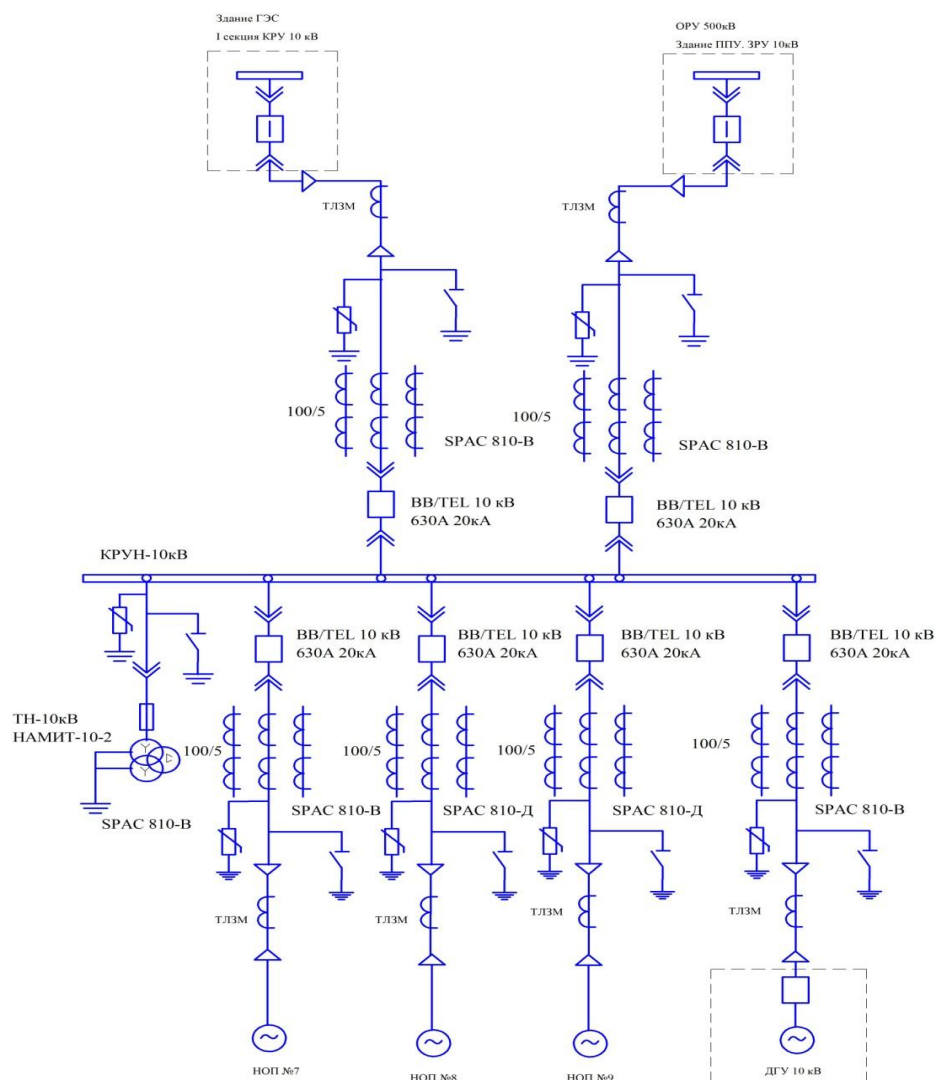


Рисунок 2.1- Южная насосная станции. Электрооборудование 10кВ. Структурная схема.

2.2 Описание процесса деятельности

В объем оборудования СКЗ РН входят:

- резервные насосы откачки потерны типа KSB Amarex KRTK 350-636/Z 500 6 UHG- k (НОП-8, НОП-9);
- резервные погружные насосы типа Grundfos S1 северной и южной насосных (Н1,Н2);
- задвижки с электроприводом резервных насосов НОП-8, НОП-9, Н1, Н2;
- задвижка осушения мокрой потерны.

СКЗ РН предназначена для осуществления контроля, защиты и управления электродвигателями насосов и электроприводами вышеперечисленного оборудования.

Для сбора информации о состоянии электротехнического оборудования используются следующие устройства:

- измерительные преобразователи для измерения токов двигателей насосов;
- контакты коммутационных аппаратов и выходных реле защит насосов;
- контроллеры шкафов управления насосами Н1, Н2.

СКЗ РН строится как самостоятельная система независимая от работы локальной системы контроля и управления технологическим оборудованием «Северной» и «Южной» насосных откачки мокрой потерны (ЛСКУ НОП).

Для создания СКЗ РН в существующие шкафы ЛСКУ НОП устанавливается необходимое количество дополнительных автоматических выключателей, щитовых приборов, светосигнальной арматуры, клеммного и другого оборудования. Управление оборудованием осуществляется в ручном режиме при помощи кулачковых переключателей и кнопок с последующим формированием сигналов управления на пусковое оборудование насосов откачки, резервных погружных насосов, задвижек НОП, задвижек Н1 (ЮП), Н2 (СП), задвижек ОМП и табло сигнализации непосредственно в шкафах СКРН.

2.3 Основные технические решения

СКЗ РН Жигулевской ГЭС представляет собой структуру сбора информации и формирования управляющих воздействий по команде оперативного (обслуживающего) персонала.

СКЗ РН состоит из следующих основных компонентов:

- ключей управления насосами и задвижками в шкафах СКРН;
- кнопок аварийного останова насосов в шкафах СКРН;
- щитовых приборов - амперметров, для контроля тока статора насосов откачки потерны в шкафах СКРН;
- шкафов управления задвижками.

2.4 Решения по режимам функционирования системы

СКЗ РН Жигулевской ГЭС рассчитана на круглосуточный непрерывный режим функционирования.

Предполагаются следующие режимы функционирования:

- штатный режим эксплуатации;
- техническое обслуживание по заранее утвержденному регламенту.

В штатном режиме могут производиться регламентные и профилактические работы по обслуживанию системы, которые не приводят к нарушению функционирования.

В штатном режиме функционирования системой реализуется ручное местное управление.

При ручном местном режиме управление оборудованием системы осуществляется непосредственно с местных ключей управления, расположенных на шкафах СКРН. Управление системой в режиме производится оперативным персоналом согласно должностным инструкциям. При этом обеспечиваются необходимые меры защиты от несанкционированного доступа.

2.5 Отображение информации

В проекте предусмотрено местное отображение оперативной информации на щитовых приборах и лампах сигнализации положения насосов и задвижек, расположенных на шкафах СКРН.

Отображение информации обеспечивает выполнение следующих функций:

- отображение значений токов двигателей насосов откачки потерны (НОП-8,НОП-9) на щитовых приборах;
- индикация состояний насосов и задвижек;
- индикация аварийного состояния насосов.

2.6 Управление исполнительными механизмами

Для обеспечения откачки воды из мокрой и сухой потерны производится управление основным оборудованием.

Таким образом, достигается управление в ручном режиме следующим оборудованием:

- резервные насосы откачки потерны (2 шт.);
- резервные погружные насосы - Н1, Н2;
- задвижки насосов откачки потерны (2 шт.);
- задвижки резервных насосов (4 шт.);

3 Технические решения

3.1 Южная насосная станция

В настоящее время в помещении Южной насосной станции для откачки воды из мокрой потерны на отметке 2.700м. установлено четыре насоса KRTK 350-636/2500 6 UNG-k (НОП-1-НОП-4) производительностью 2800 м³/ч каждый, из которых два рабочих, один резервный, один дренажный и два дренажных артезианских насоса 12НА-22х6.

Откачка воды из мокрой потерны производится в выбросные коллекторы 0720х9 расположенные на отметке 6.700м.

Проектные решения

В связи с тем, что затопление Южной насосной станции при отключении насосов осушения потерны (НОП) начнется раньше, чем Северной, из-за проектной компоновки здания ГЭС, оборудование резервной насосной устанавливается в помещении Южной насосной.

Резервная насосная включает в себя установку двух погружных насосных агрегатов типа KRTK 350-636/2500 6 UNG-k фирмы KSB $C \geq 2800 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=48 \text{ м.в.ст.}$ и одного насоса Grundfos S1.100.200.850.4.70H.H.432.GND.Q=350 м³/ч, $H=48 \text{ м.в.ст.}$ в Южной насосной.

Насосы типа KRTK устанавливаются на отметке 6.700м. в Южной насосной, насос Grundfos S1 в сухой потерне на отметке 3.700м. в пределах секции N1. Откачка воды вновь установленными насосами производится в существующие выбросные коллекторы 0720х9 на отметке 6.700м. Южной насосной. Для этого производится изменение подключения существующих НОП-1 и НОП-3 к выбросным коллекторам. На напорных трубопроводах 0426х7, насосов KRTK, предусмотрена установка обратных клапанов и задвижек с электроприводами. На

напорном трубопроводе 0219х6 насоса Grundfos S1 установлен обратный клапан и две задвижки с электроприводами, одна из которых установлена на входе в выбросной коллектор. Электроприводы задвижек Ду400 обслуживаются на отметке 10.200м. Для установки насосов КРТК и для установки задвижек Ду400 в перекрытии на отметке 10.200м. выполняются проемы. На отметке 10.200м. производится перекладка участка вентиляционного трубопровода Ду 300, попадающего в проем под установку насоса.

Насосы КРТК включаются при заполнении водой до отметки 7.860м., насосы Grundfos S1 при полном погружении в воду.

В проекте предусмотрена замена электропривода Н-В 06 N=3.2 кВт задвижки Ду600 осушения сухой потерны на герметичный поставки фирмы «Schiebel» N=3.0 кВт. Существующая задвижка Ду 600 установлена на отметке 4.100м., привод выведен на отметку 6.700м. помещения Южной насосной.

Предусмотренные в проекте герметичные электроприводы задвижек, поставляются фирмой «Schiebel» (Австрия) с возможностью работы на глубине 30м при затоплении речной водой в течение 30 дней. Управление насосами на основании «Протокола N2010/10» в ручном режиме. Ключи управления размещаются на шкафах СКРН, расположенных на АЩУ 6ГА и 14ГА

3.2 Северная насосная станция

В настоящее время в помещении Северной насосной станции для откачки воды из мокрой потерны на отметке 2.700м. установлены три насоса КРТК 350-636/2500 6 UNG-k (НОП-5-НОП-7) производительностью 2800 м³/ч каждый, из которых два рабочих, один резервный.

Откачка воды из мокрой потерны производится в выбросной коллектор 0920х9 расположенный на отметке 6.700м.

Проектные решения

В дополнение к резервной насосной, устанавливаемой в помещении Южной насосной станции, в помещении Северной насосной установлен один погружной насос Grundfos S 1.100.200.850.4.70H.H.432.GND.

$Q=350\text{ м}^3/\text{ч}$, $H=48\text{ м.в.ст.}$ Насос установлен на отметке 6.700м. Откачка воды осуществляется в существующий выбросной коллектор 0920х9.

На напорном трубопроводе насоса 0219х6 установлены обратный клапан и две задвижки с герметичными электроприводами. Предусмотренные в проекте герметичные электроприводы задвижек, поставляются фирмой «Schiebel» (Австрия) с возможностью работы на глубине 30м. при затоплении речной водой в течении 30 дней. Насос включается при полном погружении в воду.

Управление насосами на основании «Протокола N2010/10» в ручном режиме. Ключи управления размещаются на шкафах СКРН, расположенных на АЩУ 6ГА и 14ГА.

4 Выбор дизельной электростанции по заданным критериям

Выбор дизельной электростанции - ответственный процесс, поскольку неверно выбранная дизельная установка способна значительно ухудшить эффективность работы. Выбирая дизель – генераторы следует определить мощность, режим работы и количество фаз. Затем выбрать уровень шумозащищенности и вариант исполнения дизель генераторов.

Первым условием критерием выбора электростанции является режим ее работы. Необходимо обратить большое внимание на то что, двигатели могут работать непрерывно, а некоторые с перерывом до 30- 60 минут. Все зависит от способа охлаждения двигателя. На качество работы электродвигателя может повлиять также регламент технического обслуживания, высокое качество топлива и моторного масла.

На площадке СУС необходимо принять электростанцию мощностью не менее 1700 кВА на напряжение 10 кВ для питания насосов откачки потерны (НОП). Для кранового хозяйства верхнего и нижнего бьефа, на 49-ой дамбе необходимо принять электроагрегат с полной мощностью не менее 600 кВА на напряжение 0,4 кВ, а на водосливной плотине - не менее 600 кВА на напряжение 0,4 кВ.

Поскольку вся нагрузка имеет трехфазное питание, следовательно и дизельная электростанция также должна обеспечивать подачу трехфазного напряжения.

также дизельная электростанция должна быть оборудована устройством автоматического ввода резерва (АВР), для переключения в случае потери напряжения на потребителе в кратчайшие сроки.

Дизельная электростанция должна отвечать требованиям по уровню шума, вибрации и выбрасываемым отходам в окружающую среду.

Данная электростанция должна быть выполнена контейнерного типа, поскольку специального помещения для нее не предусмотрено конструкцией здания ГЭС.

Исходя из заданных критериев были приняты следующие дизельные электростанции: 2 штуки ONIS VISA P805M - 0,4 кВ мощностью 640 кВт, 1 штуку Engul 2350 DНIT – 10 кВ мощностью 1882 кВт.

Внешний вид дизельная электростанция ONIS Visa P 805M изображена на рисунке 4.1



Рисунок 4.1 - Внешний вид дизельная электростанция ONIS Visa P 805M.

Характеристики дизельной электростанции ONIS Visa P 805M представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1- Характеристики дизельной электростанции ONIS Visa P 805M

Наименование	Ед. измерения	Количественное значение
Основная мощность	кВ	640
Резервная мощность	кВ	725
Напряжение на выходе	кВ	0,4
Частота выходного напряжения	Гц	50
Количество фаз	ф	3
Масса	т	4,23

Основной контейнер ДГУ-СУС 10кВ состоит из:

- 1 – распределительное устройство РУ-10кВ ДГУ-СУС;
- 2 – панель собственных нужд ПСН ДГУ-СУС;
- 3 – рама дизель-генераторной установки – внутри рамы расположен основной топливный бак;
- 4 – насос перекачки топлива из дополнительного топливного бака в основной;
- 5 – генератор;
- 6 – стартерные аккумуляторные батареи;
- 7 – аккумуляторные батареи для электронных блоков управления;
- 8 – двигатель;
- 9 – двухконтурный радиатор охлаждения двигателя;
- 10 – глушители шума выхлопных газов;
- 11 – клеммный ящик ДГУ-СУС кабелей вторичной коммутации.

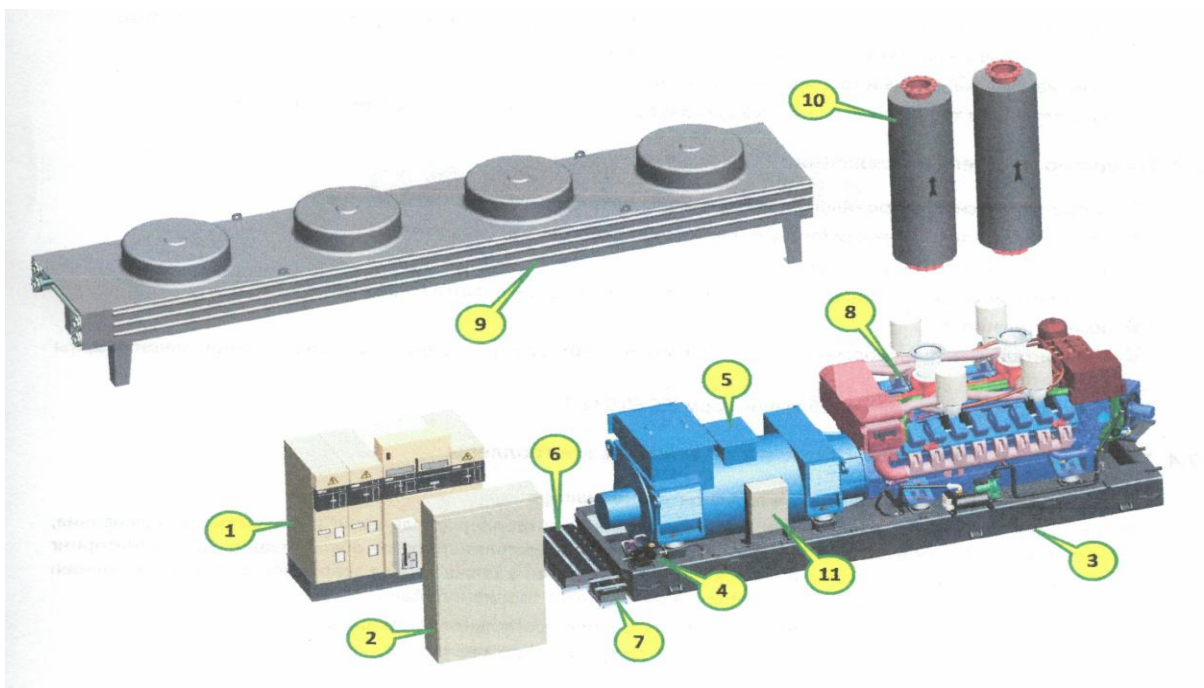


Рисунок 4.2 - Внешний вид дизельная электростанция Engul 2350 DHIT

Характеристики дизельной электростанции Engul 2350 DHIT представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Характеристики дизельной электростанции Engul 2350 DHIT

Наименование	Ед. измерения	Количественное значение
Основная мощность	кВ	1882
Резервная мощность	кВ	1950
Напряжение на выходе	кВ	10
Частота выходного напряжения	Гц	50
Количество фаз	ф	3
Масса	т	12,25

В базовую комплектацию выбранных дизельных электростанций входит: сборно - сварочная рама с демпфирующими подушками, радиатор, защитная решетка на горячие двигателя, глушители - 9 дБ, автоматическое заполнение топливного бака, автоматическая система доливки масла с баком, трансформатор синхронизации, 3-х функциональный регулятор, тропическая пропитка обмоток, аккумуляторные батареи.

На рисунке 4.3 показана схема электроснабжения от секции КРУ-10кВ СН в перспективе.

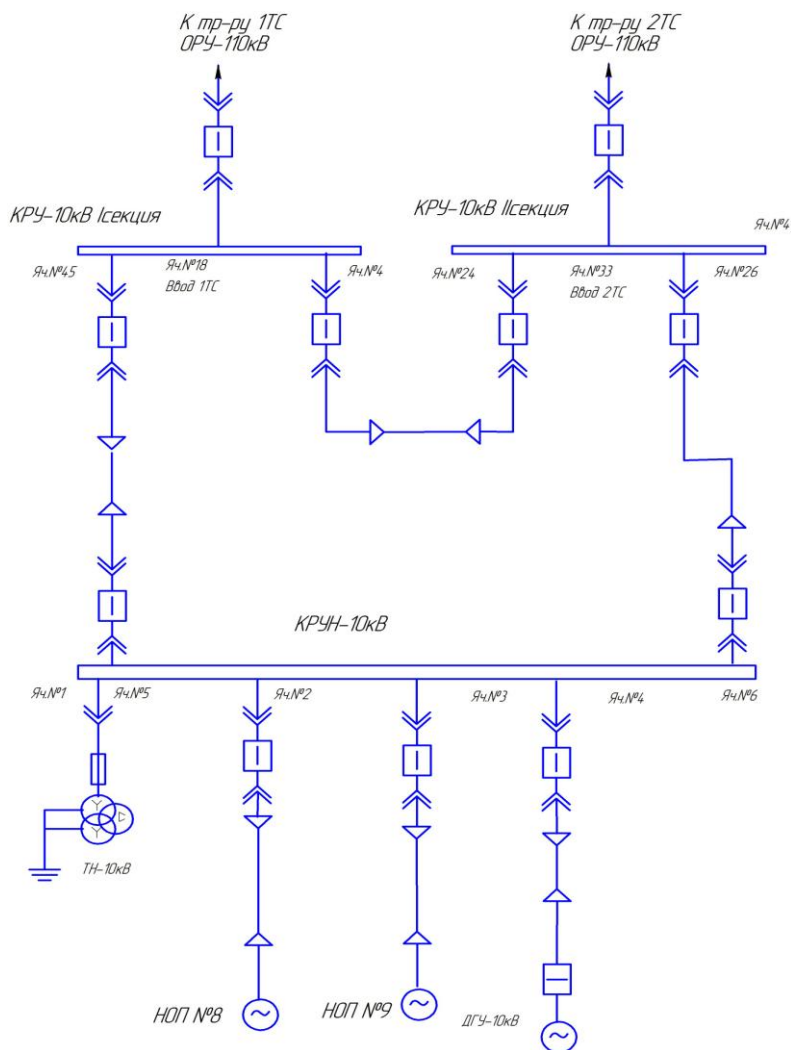


Рисунок 4.3 - Площадка СУС. Главная схема электрических соединений КРУН- 10 кВ.

5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов к.з. необходим для правильного и технически обоснованного выбора электрических аппаратов и проводников схемы. Из последующих расчетов выявим, что с удалением места к.з. от ДГУ - 10 кВ уменьшается значения тока короткого замыкания.

Максимальным током короткого замыкания принимаем ударный ток трехфазного к.з. на шинах КРУН -10 кВ. схема для расчетов тока к.з приведена на рисунке 5.1

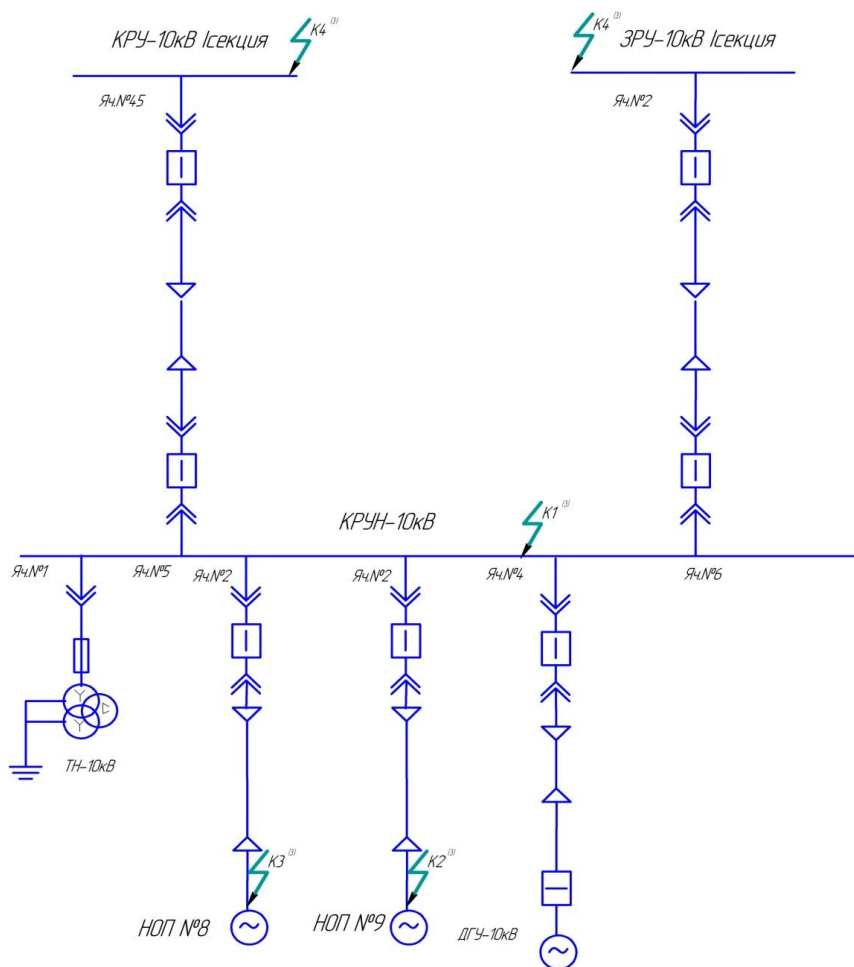


Рисунок 5.1- Электрическая схема для расчетов токов к.з.

Для вычисления токов короткого замыкания в данных точках, схема, путем ряда последовательных преобразований, приводится к эквивалентной, что позволяет определить суммарное эквивалентное сопротивление (X_{Σ})

Эквивалентная схема замещения показана на рисунке 5.2.

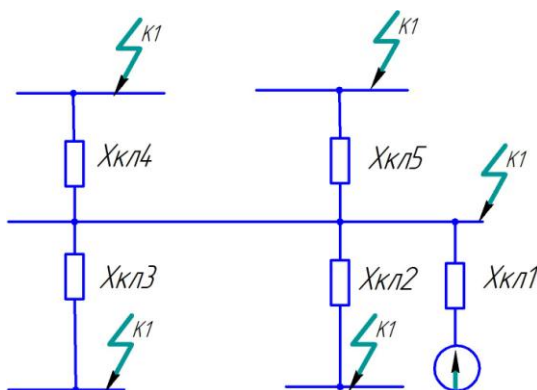


Рисунок 5.2- Эквивалентная схема замещения

При вычислении токов КЗ все параметры схемы принято выражать в относительных единицах (о.е.) при базисных условиях, для удобства расчета.

Исходные данные дизель-генераторной установки (ДГУ) “Engul 2350 DHIT”:

$$P_{ном} = 1885 \text{ кВт};$$

$$S_{ном} = 2352 \text{ кВа};$$

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$\cos \varphi = 0,8;$$

$$X_d = 6,094 \text{ Ом}.$$

Принимаем базисные условия :

$$S_{\delta} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\delta} = 10,5 \text{ кВ};$$

Согласно ПУЭ (7 издание) среднономинальные значения напряжения приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1- средненоминальные значения напряжения

Номинальное напряжение, кВ	220	110	35	10	6	3	0,38
Средненоминальное напряжение, кВ	230	115	37	10,5	6,3	3,15	0,4

Базисная сила тока определяется по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6},$$

Где S_6 - базисная мощность, МВА.

U_6 - средненоминальное напряжение, кВ.

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Определяем сопротивления элементов схемы в относительных единицах для базисных условий.

Сверхпереходное сопротивление генератора определяется по формуле:

$$X_{*d}'' = \frac{X_d \cdot S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{6,094 \cdot 2,352}{10,5^2} \text{ о.е.}$$

Относительное базисное сопротивление генератора определяется по формуле:

$$X_{*d_6}'' = \frac{X_{*d}'' \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = \frac{0,13 \cdot 10,5^2}{2,352} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 5,53 \text{ о.е.}$$

Относительное сопротивление кабельной линии определяется по формуле:

$$X_{*кЛ} = X_0 \cdot L_i \cdot \frac{S_6}{U_6^2},$$

где X_0 - удельное индуктивное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

L_i - длина кабельной линии, км;

S_6 - базисная мощность, МВА;

U_6 - напряжение кабельной линии, МВА;

$$X_{*КЛ1} = 0,103 \cdot 0,015 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,00145 \text{ о.е.}$$

где $L1=15$ м - длина кабельной линии от ДГУ- 10 кВ до ячейки № 4 КРУН – 10 кВ.

$$X_{*КЛ2} = 0,113 \cdot 0,355 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,03638 \text{ о.е.}$$

где $L2=355$ м - длина кабельной линии от ячейки № 3 КРУН – 10кВ до НОП № 9.

$$X_{*КЛ3} = 0,113 \cdot 0,355 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,03638 \text{ о.е.}$$

где $L3=355$ м - длина кабельной линии от ячейки № 2 КРУН – 10кВ до НОП № 8.

$$X_{*КЛ4} = 0,113 \cdot 0,330 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,03382 \text{ о.е.}$$

где $L4=330$ м - длина кабельной линии от ячейки № 5 КРУН – 10кВ до ячейки № 45 КРУН- 10 кВ.

$$X_{*КЛ5} = 0,103 \cdot 0,680 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,06352 \text{ о.е.}$$

где $L5=680$ м - длина кабельной линии от ячейки № 6 КРУН – 10кВ до ячейки № 2 ЗРУ- 10 кВ.

Следовательно, полное сопротивление $X_{*6\Sigma}$ определяется по формуле:

$$X_{*6\Sigma} = X_{*d_6}'' + X_{*КЛi} ,$$

где X_{*d_6}'' - относительное базисное сопротивление генератора, о.е.;

$X_{*КЛi}$ - относительное сопротивление кабельной линии, о.е.;

$$X_{*\Sigma_{KЛ1}} = 5,53 + 0,00145 = 5,53145 \text{ о.е.};$$

$$X_{*\Sigma_{KЛ2}} = 5,53 + 0,03638 = 5,56638 \text{ о.е.};$$

$$X_{*\Sigma_{KЛ3}} = 5,53 + 0,03638 = 5,56638 \text{ о.е.};$$

$$X_{*\Sigma_{KЛ4}} = 5,53 + 0,03382 = 5,56382 \text{ о.е.};$$

$$X_{*\Sigma_{KЛ5}} = 5,53 + 0,06352 = 5,59352 \text{ о.е.};$$

Сверхпереходная ЭДС генератора в о.е. к его номинальным параметрам определяется по формуле :

$$E_{*\text{НОМ}}'' = \sqrt{(U_{*\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi)^2 + (U_{*\text{НОМ}} \cdot \sin \varphi + I_{*\text{НОМ}} \cdot X_{*d}'')^2};$$

$$E_{*\text{НОМ}}'' = \sqrt{(1 \cdot 0,8)^2 + (1 \cdot 0,6 + 1 \cdot 0,13)^2} = 1 \text{ о.е.};$$

Сила тока трехфазного короткого замыкания $I_{*ki}^{(3)}$ в относительных единицах (о.е.) определяется по формуле:

$$I_{*ki}^{(3)} = \frac{E_{*\text{НОМ}}''}{X_{*\Sigma_{ki}}},$$

где $E_{*\text{НОМ}}''$ - значение ЭДС генератора, о.е.;

$X_{*\Sigma_{ki}}$ - полное сопротивление в i -точке, о.е.

$$I_{*k1}^{(3)} = \frac{1}{5,53145} = 0,1807 \text{ о.е.};$$

$$I_{*k2}^{(3)} = \frac{1}{5,56638} = 0,1796 \text{ о.е.};$$

$$I_{*k3}^{(3)} = \frac{1}{5,56638} = 0,1796 \text{ о.е.};$$

$$I_{*k4}^{(3)} = \frac{1}{5,56382} = 0,1797 \text{ о.е.};$$

$$I_{*k5}^{(3)} = \frac{1}{5,59352} = 0,1788 \text{ о.е.}$$

Сила тока трехфазного короткого замыкания $I_k^{(3)}$ в именованных единицах определяется по формуле :

$$I_k^{(3)} = I_{ki}^{(3)} \cdot I_{\sigma},$$

где $I_{ki}^{(3)}$ - сила тока трехфазного замыкания в i -точке, о.е.;

I_{σ} - базисная сила тока, кА.

$$I_{k1}^{(3)} = 0,1807 \cdot 5,5 = 0,994 \text{ кА};$$

$$I_{k2}^{(3)} = 0,1796 \cdot 5,5 = 0,988 \text{ кА};$$

$$I_{k3}^{(3)} = 0,1796 \cdot 5,5 = 0,988 \text{ кА};$$

$$I_{k4}^{(3)} = 0,1797 \cdot 5,5 = 0,988 \text{ кА};$$

$$I_{k5}^{(3)} = 0,1788 \cdot 5,5 = 0,983 \text{ кА}.$$

6 Выбор кабелей и электрооборудования

6.1 Выбор кабелей и электрооборудования на Южной насосной станции

В проекте решены вопросы:

Электропитания насоса 0,4кВ - HI Grundfos S1, задвижек Z1...Z4, шкафа управления двумя насосами 10кВ - тип KSB;

Выбора и установки распределительного шкафа для питания задвижек; прокладки питающих и распределительных кабелей 0,4кВ.

Электроснабжение насоса 0,4кВ, задвижек и шкафа управления насосами 10кВ запроектировано от КРУ-0,4-1Б, II секции.

Расчётная нагрузка:

- 85,0кВт - насос HI Grundfos S1 ;
- 21,75кВт - задвижки Z1...Z4;
- 5кВт - шкаф управления двумя насосами KSB 10кВ.

Шкафы питания и управления насосами и задвижками устанавливаются на незатопляемой отметке (отметка+41,300м) монтажной площадки в техническом помещении.

Шкафы питания и управления насосами 0,4кВ и 10кВ поставляются комплектно с насосами.

Шкафы питания и управления задвижками учтены в проекте фирмы ООО НВФ "СМС".

Шкаф распределительный ПРЗ (для задвижек) выбран настенного исполнения серии G фирмы АВВ. Высота установки от уровня чистого пола до низа шкафов - 1,2м.

Для электропитания выбраны:

- кабель из силанольносшитого полиэтилена ПвБбШнг(А)-LS, прокладываемый на незатопляемой отметке;

- кабель в подводном исполнении Н07RN-F АТ, прокладываемый на затопляемой отметке.

Проверка силового кабеля 2Н1Б-ШН10 отходящего от КРУ-0,4-1Б на термическую стойкость и на невозгорание.

Исходные данные.

Тип кабеля	ПвБбШнг(А)-LS 5x35 мм ²
Длительно-допустимый ток	164А (взято из каталога на кабель)
Максимально допустимая рабочая температура кабеля	90°С (взято из каталога на кабель)
Максимально допустимая температура кабеля при К.З.	400°С (взято из каталога на кабель)
Максимальный ток нагрузки	9А
Фактическая температура окружающей среды	38°С
Способ прокладки	в воздухе
Поправочный коэф-т на t°ОКр.ср.	0,8 (взято из ПУЭ гл.1.3)
Уставка времени основных защит	0,01с
Уставка времени резервных защит	0,07с
Ток КЗ на шинах	15,755кА
Ток КЗ в начале кабеля с учетом переходных сопротивлений: шин, болтовых соединений, контактов автоматического выключателя	13,9кА

Проверка кабеля на допустимую температуру нагрева рабочим током.
Значение начальной температуры жилы до КЗ:

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

где Q_0 - фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °С и равна 38°С;

Q_{qq} - значение расчетной длительной температуры жилы, °С, равная для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение до 1кВ- 90°С;

$Q_{окр}$ - значение расчетной температуры окружающей среды (воздух) 25°С;

$I_{раб}$ - значение тока нагрузки, составляет 9А;

I_{qq} - значение расчетного длительно допустимого тока 164А.

Длительно допустимый ток с учетом поправочного коэффициента:

$$I_{qq} = 0.8 \cdot 164 = 131,2 \text{ А}$$

Начальная температура нагрева до КЗ:

$$Q_u = Q_0 + Q_{qq} - Q_{окр} \cdot \frac{I_{раб}}{I_{qq}}^2 = 38 + 90 - 25 \cdot \left(\frac{9}{131,2}\right)^2 = 38,3^\circ\text{С}$$

$$< 90^\circ\text{С}$$

По допустимой температуре нагрева рабочим током кабель проходит.

Определение температуры нагрева жил кабеля током КЗ

Для определения температуры нагрева жил кабеля при действии тока КЗ используем номограмму (циркуляр № Ц-02-98(Э)). Номограмма построена на основании уравнения, выражающего зависимость температуры жилы непосредственно после КЗ от температуры жилы до КЗ, режима КЗ, конструктивных и теплофизических параметров жилы:

$$Q_k = Q_u \cdot e^K + a \cdot e^K - 1 ;$$

где Q_k - температура жилы в конце КЗ;

Q_u - температура жилы до КЗ;

a - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, равная $228\text{ }^{\circ}\text{C}$

$$K = \frac{v \cdot B_{тер}}{S^2}$$

где v - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для меди $19,58\text{мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$

$B_{тер}$ - тепловой импульс от тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ($B_{тер} = I_{кз} \cdot I_{кз} \cdot t$, где $I_{кз}$ - ток КЗ, t - время действия тока КЗ)

S - сечение жилы, мм^2

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:

$$K = \frac{v \cdot B_{тер}}{S^2} = \frac{19,58 \cdot 17,39}{35^2} = 0,278;$$

Тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_{тер} = I_{кз}^2 \cdot t_{в.отк} + T_a = 13,9^2 \cdot 0,07 + 0,02 = 17,39\text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

T_a - эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ от удалённых источников, равная $0,02\text{с}$ для сети $0,4\text{кВ}$;

Конечная температура нагрева:

$$Q_K = Q_u \cdot e^K + a \cdot e^K - 1 = 38,3 \cdot e^{0,278} + 228 \cdot e^{0,278} - 1 = 123,63\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Значения расчетных температур токопроводящих жил кабелей при проверке на возгорание не должны превышать $400\text{ }^{\circ}\text{C}$.

По условиям невозгорания от тока КЗ. кабель проходит. Кроме того, выбранный кабель проходит и по условиям пригодности к эксплуатации после действия тока КЗ, т.к. допустимая температура нагрева кабеля с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена при определении пригодности к дальнейшей эксплуатации составляет $250\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Вывод: Сечение жил кабеля марки ПвБбШнг(А)-LS 5x35мм², отходящего от КРУ-0,4-1Б, проходит на термическую стойкость и на невозгорание.

Сечения кабелей 0,4кВ выбраны исходя из расчетной мощности нагрузки и допустимых потерь напряжения в сети, которые не должны превышать 5%.

При выборе сечения кабелей учтены требования Циркуляра Ц-02-98(Ц) департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» от 16.03.1998г. «О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания».

Спуски и подъемы кабелей по стенам здания на высоту до 2-х метров защитить стальной водогазопроводной трубой. Проходы сквозь стены в помещения выполнить в отрезках водогазопроводных труб с уплотнением согласно ПУЭ.

Для заземления использовать РЕ-проводник кабеля, начиная от панели КРУ-0,4-1Б. Все металлические, в нормальном режиме не находящиеся под напряжением, части электрооборудования должны быть заземлены в соответствии с ПУЭ (система TN- C-S).

При этом нулевые рабочие (N) и нулевые защитные (PE) проводники не допускается подключать под общие зажимы.

Заземление шкафов питания и управления насосами и задвижками предусматривается стальной полосой 40x4мм, ГОСТЮЗ-2006, присоединённой к существующему контуру заземления здания по месту.

6.2 Выбор кабелей и электрооборудования на водосливной платформе

Дизель – генераторная установка 0,4 кВ

Данный проект включает в себя:

- установка дизель- генераторной установки ONIS Visa P805M-0,4 кВ (ДГУ ВСП) для питания кронов ВСП;
- выбор и установку вводной панели 0,4 кВ на п/ст. “Северная”;

- выбор и установку на шинах 0,4 кВ п/ст. “Северная” реле контроля напряжения;

- заземление ДГУ.

Электроснабжение шкафа собственных нужд ДГУ предусматривается от 2-ой секции РУ-0,4 кВ п/ст. “Северная”.

Расчетная нагрузка:

- 440,0 кВт – два крана ВСП;

- 5 кВт – собственные нужды ДГУ.

ДГУ ONIS Visa P805M – 0,4 кВ мощностью 640 кВт устанавливается на незатопляемой отметке рядом с п/ст. “Северная”.

ONIS Visa P805M – 0,4 кВ поставляется комплектно со шкафом ВРУ с АВР, изготовитель компания VISA S.p.A., Италия, и устанавливается в металлический контейнер типа К-6.

Для питания кранов ВСП в чрезвычайных условиях в РУ- 0,4 кВ на 2-ой секции п/ст. “Северная ” устанавливается вводная панель, аналогично существующим вводным панелям. При пропадании напряжения на шинах 0,4 кВ п/ст. “Северная” , которое фиксируется реле контроля напряжения, запускается ДГУ и подается электропитание на вновь установленную вводную панель п/ст. “Северная”.

Проверка силового кабеля 2Н1Б-ШРZ отходящего от КРУ -0,4-1Б на термическую стойкость и на невозгорание

Исходные данные.

Тип кабеля ПвБбШнг(А)-LS 5x70мм²

Длительно-допустимый ток 262А (взято из каталога на кабель)

Максимально допустимая рабочая

температура кабеля 90°С (взято из каталога на кабель)

Максимально допустимая

температура кабеля при КЗ.	400°С (взято из каталога на кабель)
Максимальный ток нагрузки	154А
Фактическая температура окружающей среды	38°С
Способ прокладки	в воздухе
Поправочный коэффициент на t°Окр.ср.	0,8 (взято из ПУЭ гл.1.3)
Уставка времени основных защит	0,01с
Уставка времени резервных защит	0,07с
Ток КЗ на шинах	15,755кА
Ток КЗ в начале кабеля с учетом переходных сопротивлений: шин, болтовых соединений, контактов автоматического выключателя	13,9кА

Проверка кабеля на допустимую температуру нагрева рабочим током.

Значение начальной температуры жилы до КЗ:

$$Q_u = Q_o + (Q_{qq} - Q_{окр}) \cdot \left(\frac{I_{раб}}{I_{qq}}\right)^2$$

где Q_o - фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °С и равна 38°С;

Q_{qq} - значение расчетной длительной температуры жилы, °С, равная для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение до 1кВ- 90°С;

$Q_{окр}$ - значение расчетной температуры окружающей среды (воздух) 25°С;

$I_{раб}$ - значение тока нагрузки, составляет 154А;

I_{qq} - значение расчетного длительно допустимого тока 262А.

Длительно допустимый ток с учетом поправочного коэффициента:

$$I_{qq} = 0.8 \cdot 262 = 209,6 \text{ А}$$

Начальная температура нагрева до КЗ:

$$Q_u = Q_0 + Q_{\text{qq}} - Q_{\text{окр}} \cdot \frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{qq}}} = 38 + 90 - 25 \cdot \left(\frac{154}{209,6}\right)^2 = 73^\circ\text{C} < 90^\circ\text{C}$$

По допустимой температуре нагрева рабочим током кабель проходит.

Проверка кабеля на возгорание :

Для определения температуры нагрева жил кабеля при действии тока КЗ используем номограмму (циркуляр № Ц-02-98(Э)). Номограмма построена на основании уравнения, выражающего зависимость температуры жилы непосредственно после КЗ от температуры жилы до КЗ, режима КЗ, конструктивных и теплофизических параметров жилы:

$$Q_k = Q_u \cdot e^K + a \cdot e^K - 1 ;$$

где Q_k - температура жилы в конце КЗ;

Q_u - температура жилы до КЗ;

a - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C , равная 228°C

$$K = \frac{v \cdot B_{\text{тер}}}{S^2}$$

где v - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для меди $19,58\text{мм}^4/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$

$B_{\text{тер}}$ - тепловой импульс от тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ($B_{\text{тер}} = I_{\text{кз}} \cdot I_{\text{кз}} \cdot t$, где $I_{\text{кз}}$ -ток КЗ, t - время действия тока КЗ)

S - сечение жилы, мм^2

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:

$$K = \frac{v \cdot B_{\text{тер}}}{S^2} = \frac{19,58 \cdot 17,39}{70^2} = 0,07;$$

Тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_{тер} = I_{кз}^2 \cdot t_{в.отк} + T_a = 13,9^2 \cdot 0,07 + 0,02 = 17,39 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

T_a - эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ от удалённых источников, равная 0,02с для сети 0,4кВ;

Конечная температура нагрева:

$$Q_K = Q_u \cdot e^K + a \cdot e^K - 1 = 73 \cdot e^{0,07} + 228 \cdot e^{0,07} - 1 = 94,75^\circ\text{C}$$

Значения расчетных температур токопроводящих жил кабелей при проверке на возгорание не должны превышать 400 °С. По условиям возгорания от тока К.З. кабель проходит. Кроме того, выбранный кабель проходит и по условиям пригодности к эксплуатации после действия тока КЗ, т.к. допустимая температура нагрева кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена при определении пригодности к дальнейшей эксплуатации составляет 250 °С.

Вывод: Сечение жил кабеля марки ПвБбШнг(А)-LS 5x70мм², отходящего от КРУ-0,4-1Б, проходит на термическую стойкость и на возгорание.

Для электропитания выбраны:

- Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена с бронёй, огнестойкий N2ХНВН FE180, изготовитель – фирма NEXANS.

- Сечения кабелей 0,4 кВ выбраны исходя из расчетной мощности нагрузки и допустимых потерь напряжения в сети, которые не должны превышать 5%.

В проекте предусмотрен наружный контур заземления ДГУ с сопротивлением растекания менее 4 Ом. Требуемому сопротивлению необходимо соответствие в любое время года.

Все металлические, в нормальном режиме не находящиеся под напряжением, части электрооборудования заземлены и выполнено уравнение потенциалов в соответствии с ПУЭ.

Таблица 6.2 – потребность кабелей и проводов на ВСП

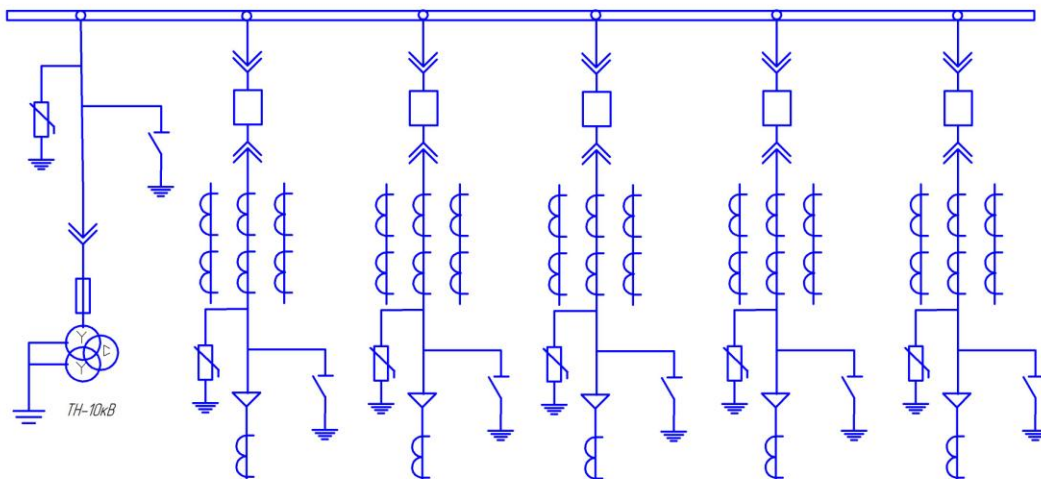
Число и сечение жил, напряжение	Марка
4x185 мм ² , 1кВ	171 м
4x25 мм ² , 1кВ	60 м
4x2,5 мм ² , 1кВ	57 м

6.3 Выбор электроснабжения 10 кВ на площадка СУС. Дизель-генераторная установка 10 кВ

По постоянной схеме повышения устойчивости предусмотрено подключение в схему собственных нужд ГЭС автономной дизель-генераторной установки Engul 2350 DНIT 1882 кВт, устанавливаемой на площадке СУС ГЭС. На площадке СУС также устанавливаются контейнер с дополнительным топливным баком для ДГУ-10 кВ, комплектное распределительное устройство наружной установки КРУН-10 кВ типа КРУ СЭЩ-59 производства ОАО «Самарский завод «Электроцит» и отдельностоящий молниеотвод МС-31,7 высотой 31,74м.

На рисунке 6.3 представлена схема КРУН-10кВ.

КРУН – 10кВ



Название шкафа	ТН4-10кВ	НОП №8	НОП №9	ДГУ 10кВ 1,8 МВт	КРУ-10кВ Iс.	ЗРУ 10кВ ППУ-500кВ
Выключатель ВВ/TEL	---	10кВ, 630А 20кА	10кВ, 630А 20кА	10кВ, 630А 20кА	10кВ, 630А 20кА	10кВ, 630А 20кА
Трансформатор тока ТОЛ СЭЩ-10	---	10кВ 100/5 0,5/10Р	10кВ 100/5 0,5/10Р	10кВ 100/5 0,5/10Р	10кВ 100/5 0,5/10Р	10кВ 100/5 0,5/10Р
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	---	---	---	---	---
ОПН	КС/ТЕЛ-10/10,5	КС/ТЕЛ-10/10,5	КС/ТЕЛ-10/10,5	КС/ТЕЛ-10/10,5	КС/ТЕЛ-10/10,5	КС/ТЕЛ-10/10,5
№ схемы КРУ СЭЩ-59	24-10	08В-630	08В-630	08В-630	08В-630	08В-630
Порядковый номер шкафа	1	2	3	4	5	6

Рисунок 6.3- схема КРУН – 10кВ

Электрическое подключение КРУН-10 кВ от ДГУ-10 кВ 1,8 МВт выполнено кабелем Nexans N2XSEN-3x70 RM/16 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Двигатели насосов НОП-8, НОП-9 запитываются от ячеек NN2,3 КРУН 10 кВ, I секция КРУ-10 кВ здания ГЭС - от ячейки N5 КРУН-10 кВ кабелями (F) Mediastrip RGH 3x70 RM/35 10 кВ с изоляцией из этиленпропиленовой резины, не распространяющей горение и не содержащей галогенов. Прокладка кабелей осуществляется по кабельной трассе до кабельной шахты входа в туннель кабелей 220 кВ Сызрань, далее по вновь устанавливаемым кабельным конструкциям по трассе до насосов на отм. 10,200. Кабель, проложенный от ячейки N5 КРУН 10 кВ, у НОП- соединяется кабельной муфтой с кабелем 45-Н8 и запитывает ячейку N45 I секции КРУ-10 кВ здания ГЭС. Ячейка N2 ЗРУ-10 кВ ППУ ОРУ 500 кВ запитывается от ячейки КРУН-10 кВ кабелем N2XSEN-3x70 RM/16 10 кВ с

изоляция из сшитого полиэтилена, проложенным в траншее, а затем в кабельном туннеле до ОРУ 500 кВ по вновь прокладываемым кабельным конструкциям ОВО Bettermann.

Кабели 10 кВ сечением 3x70 мм с изоляцией из сшитого полиэтилена выбраны по максимальному току нагрузки и проверены по условию невозгорания при коротком замыкании.

Электроснабжение 0,4 кВ щитка собственных нужд ДГУ 10 кВ предусматривается от 1-ой и 2-ой секции существующего щита РУ-0,4, установленного в здании пожарного депо, от существующих резервных автоматических выключателей. Расчетная нагрузка 0,4 кВ-20,0 кВт, из них:

- 10,0 кВт - собственные нужды контейнера с ДГУ 10 кВ;

- 5,0 кВт - собственные нужды КРУН-10 кВ;

- 5,0 кВт - собственные нужды контейнера с дополнительным топливным баком. Щитки собственных нужд (ЩСН) поставляются комплектно с контейнерами.

Для электропитания 0,4 кВ выбраны:

- кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена с броней огнестойкой N2XНВН FE180. Изготовитель - фирма Nexans.

Кабели прокладываются:

- скрыто в стальных трубах с креплением скобами к строительным основаниям;

- скрыто в земле в асбестоцементных трубах в траншее;

открыто в существующем лотке по кабельным конструкциям, выполненным в бетонном фундаменте под контейнеры.

Сечения кабелей 0,4 кВ выбраны исходя из расчетной мощности нагрузки и допустимых потерь напряжения в сети, которые не должны превышать 5%.

Для разделки и соединения кабелей 10 кВ и 0,4 кВ используются концевые и соединительные кабельные муфты фирмы Tycso Electronics Raychem GmbH.

Спуски и подъемы кабелей по стенам здания на высоту до двух метров защитить стальной водогазопроводной трубой. Проходы через стены и перекрытия предусмотреть в стальных трубах. Заделка проходов предусмотрена с использованием системы огнестойких кабельных проходок производства ОВО Bettermann согласно ПУЭ.

Заземляющее устройство ДГУ 10 кВ и КРУН-10 кВ выполнено с соблюдением требований к сопротивлению, величина которого в любое время года не должна быть более 0,5 Ом и выполняется электродами из круглой стали, соединенных стальной полосой 4x40 мм и соединяется с контуром заземления ГЭС. Молниезащита ДГУ 10 кВ и КРУН-10 кВ выполнена отдельностоящим молниеотводом МС-31,7 высотой 31,74 согласно ПУЭ и инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-87.

ДГУ 10 кВ, КРУН-10 кВ, кабели, кабельные металлоконструкции, молниеотвод МС- 31,7 соединить с существующим контуром заземления ГЭС, монтажной площадки и площадки СУС стальной полосой 4x40 мм сваркой. Электромонтажные работы выполнить согласно требованиям ПУЭ, ПТБ, СНиП 85.

Таблица 6.3 – потребность кабелей и проводов на площадке СУС

Число и сечение жил, напряжение	марка		
	N2XSEN	(F) MEDIAstrip RGH	N2XHBH FE 180
3x70/16мм ² , 10кВ	15 м		
3x70/ 16мм ² ,10 кВ	680 м		
30x70/35мм ² , 10 кВ		335 м	

30x70/35 мм ² , 10 кВ		335 м	
5x70/35 мм ² , 10 кВ		330 м	
5x25 мм ² , 1 кВ			70 м
5x25 мм ² , 1 кВ			70 м
5x25 мм ² , 1 кВ			25 м
5x25 мм ² , 1 кВ			25 м
5x25 мм ² , 1 кВ			25 м
5x6 мм ² , 1 кВ			35 м

6.4 Расчет питающих кабельных линий по допустимому значению тока и потери на напряжение для электроснабжения “Южной” и “Северной” насосных

Исходные данные:

- номинальная мощность трансформаторов СН - $P_T=630$ кВА;
- номинальная мощность электродвигателей предполагаемых к установке задвижек Shiebel для трубопроводов НОП - $P_z=9$ кВт;
- номинальная мощность электродвигателей предполагаемых к установке задвижек деаэрационных труб - $P_{zdt}=1,5$ кВт;
- номинальная мощность электродвигателей вентиляторов НОП - $P_v=1,5$ кВт;
- номинальная мощность электродвигателей предполагаемых к установке задвижек Н1 ЮП (2 шт.), Н2 СП (2 шт.), ОМП - $P_n=3$ кВт.

Общий порядок выбора сечений проводов и кабелей:

- определяются расчетные токи линии длительные и кратковременные (например,

при пуске двигателей);

- по величине расчетных токов линии производится выбор максимальной токовой защиты (автоматических выключателей);
- производится выбор сечений проводников по величине расчетных токов линии;
- проверяется надежность действия защитных аппаратов при к.з. в наиболее удаленной точке сети.

Расчетный длительный ток для трехфазного электроприемника определяется через его мощность

$$I_{\text{дл}} = \frac{1000 \cdot P}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi}$$

Для шкафа ввода питания южной потерны расчетный длительный ток определяем через суммарную мощность подключенных потребителей с учетом коэффициента одновременной работы механизмов $k_{\text{и}}=0,5$.

$$I_{\text{швп}} = \frac{1000 \cdot P_{\text{швп}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi} k_{\text{и}} + I_{\text{бп}} = \frac{1000 \cdot (9 \cdot 6 + 1,5 \cdot 8 + 3 \cdot 3)}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,8} \cdot 0,5 = 71,30 \text{ А.}$$

Соответственно для электродвигателей задвижек НОП

$$I_{\text{з}} = \frac{1000 \cdot P}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi} = \frac{1000 \cdot 9}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,8} = 17,11 \text{ А.}$$

Для электродвигателей задвижек ДТ и вентиляторов НОП

$$I_{\text{зdt}} = I_{\text{в}} = \frac{1000 \cdot P}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi} = \frac{1000 \cdot 1,5}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,8} = 2,85 \text{ А.}$$

Для электродвигателей задвижек Z1, Z2, Z5

$$I_{\text{зdt}} = I_{\text{в}} = \frac{1000 \cdot P}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi} = \frac{1000 \cdot 3}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,8} = 5,70 \text{ А.}$$

Для защиты электрооборудования и кабельных линий насосных предполагается использование автоматических выключателей серии С60N и С120N Schneider Electric.

Предварительно по расчетному длительному току и учитывая, что нагрузка в основном состоит из электродвигателей, а также закладывая небольшой запас по отношению к расчетам, принимаем по номенклатурному перечню автоматов Schneider Electric:

- номинальный ток автоматических выключателей щита собственных нужд 1Б $I_{асн}=125\text{А}$ с кратностью токовой отсечки $7\div 10 I_{нв}$ (C120N, характеристика C);

- номинальный ток вводных автоматических выключателей шкафа ввода питания $I_{ашвп} = 80 \text{ А}$ (C120N, характеристика C);

- номинальный ток автоматических выключателей задвижек НОП - $I_{аз} = 25\text{А}$ (C60N, характеристика C);

- номинальный ток автоматических выключателей задвижек ДТ, Z1, Z2, Z5 и вентиляторов НОП - $I_{аздт} = I_{ав} = 10 \text{ А}$ (характеристика C).

Сечение проводов и кабелей напряжением до 1 кВ по условию нагрева определяется по таблицам 1.3.1÷1.3.18 допустимых токовых длительных нагрузок, приведенных в ПУЭ издание 7 или по паспортным данным производителя. При этом расчетное значение допустимой нагрузки на провод или кабель при нормальных условиях прокладки выбирается из соотношения

$$I_{\text{ном.дл}} \geq \frac{I_{\text{дл}}}{K_{\text{п}}},$$

где $I_{\text{дл}}$ - длительный расчетный ток линии, А;

$K_{\text{п}}$ - поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей.

Значение поправочного коэффициента $K_{\text{п}}$, учитывающего условия прокладки проводов и кабелей, состоит из:

а) Поправки на температуру окружающей среды. Если фактическая температура окружающей среды отличается от нормальной, вводится поправочный коэффициент $K_{\text{п1}}$, величина которого определяется по табл. 1.3.3

ПУЭ (издание 7) в зависимости от допустимой максимальной температуры проводника и фактической температуры среды.

б) Поправки на число кабелей, проложенных в одной траншее или коробе.

При прокладке в общей траншее или коробе более одного кабеля вводится поправочный коэффициент $K_{п2}$, определяемый по табл. 1.3.12 ПУЭ (изд.7). Ненагруженные резервные кабели при этом не должны учитываться.

в) Поправки на повторно-кратковременный и кратковременный режим работы.

Проводники с повторно-кратковременным режимом работы допускают увеличение нагрузки, учитываемое поправочным коэффициентом $K_{п3}$, который определяется по формуле:

$$k_{п3} = 0,875 \sqrt{\frac{t_p}{t_{ц}}},$$

где t_p - длительность рабочего периода; $t_{ц}$ - общая длительность цикла.

Данный коэффициент, учитывающий увеличение допустимой нагрузки на проводник, может быть применен лишь при следующих условиях:

- продолжительность рабочего периода цикла повторно-кратковременного режима работы не превышает 4 мин, а продолжительность отключения не менее 6 мин;

- сечение медных проводников не ниже 10 мм² и сечение алюминиевых проводников не ниже 16 мм².

Поправка на повторно-кратковременный и кратковременный режим работы в данных расчетах не принимается.

Если условия работы проводки требуют введения нескольких поправок, то общий поправочный коэффициент определяется перемножением отдельных коэффициентов.

Выбранные защитные аппараты и сечения проводов и во всех случаях должны удовлетворять еще одному условию, а именно защитные аппараты должны надежно отключать короткое замыкание, происшедшее в наиболее удаленных точках сети.

Ток однофазного КЗ определяется по формуле

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф}}}{\frac{Z_{\text{т}}^{(1)}}{3} + z_{\text{пт}}},$$

где $U_{\text{ф}}$ - фазное напряжение сети (230 В);

$z_{\text{т}}^{(1)}/3$ - сопротивление петли фаза-нуль трансформатора;

$z_{\text{пт}}$ - полное сопротивление петли фаза-нуль от трансформатора до точки КЗ, определяемое по формуле

$$z_{\text{пт}} = z_{\text{пт.уд1}}l_1 + z_{\text{пт.уд2}}l_2 + \dots + z_{\text{пт.удn}}l_{n1} \text{ или } z_{\text{пт}} = z_1 + z_2 + \dots +$$

z_n , Ом .

Значения удельного сопротивления петли фаза-нуль для проводников и трансформаторов определяется по справочным данным.

Чувствительность отсечки автоматического выключателя проверяется по минимальному значению токов однофазного КЗ при повреждении на зажимах удаленного потребителя защищаемого участка сети.

Значение коэффициента чувствительности при указанном повреждении должно быть не менее

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{с.о}}} \geq 1,1k_{\text{р}} = 1,27,$$

где $I_{\text{к}}^{(1)}$ - токи протекающие через автомат при однофазном КЗ;

$k_{\text{р}}$ - коэффициент разброса для автоматов Schneider Electric 1,15.

Если автомат не проходит по чувствительности, рекомендуется увеличить сечение питающего кабеля.

Определим сечение питающего кабеля (от ШСН-1Б до шкафа ввода питания южной НОП), приняв значение $K_{п1}=0,85$ в зависимости от температуры окружающего воздуха (до $+40^{\circ}\text{C}$) по таблице 1.3.3 ПУЭ (издание 7) и $K_{п2}=1$ в зависимости от способа прокладки кабеля (многослойно и пучками до 10 многожильных кабелей и с электроприемниками с коэффициент использования более 0,7) по таблице 1.3.12 ПУЭ (издание 7).

По условию нагрева длительным расчетным током линии

$$I_{\text{ном.дл}} = \frac{I_{\text{дл}}}{k_{п1} + k_{п2}} = \frac{71,30}{0,85} = 83,88 \text{ А} .$$

По таблице 1.3.6 ПУЭ (издание 7) предварительно выбираем сечение медного четырехжильного кабеля, проложенного в воздухе - 25 мм^2 (допустимый длительный ток при прокладке в воздухе 95 А).

В этом случае ток однофазного металлического КЗ на вводе в шкаф ШВП при длине питающей линии 70 м и удельном сопротивлении медной кабельной линии сечением $25 \text{ мм}^2 - 1,73 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{км}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{т}}^{(1)}}{3} + z_{\text{пт.уд1}} l_1} = \frac{230}{0,002 + 1,73 \cdot 0,07} = 1868,4 \text{ А} .$$

где - $Z_{\text{пт}}$ складывается из сопротивлений петли фаза-ноль трансформатора, ВЛ-0,4 кВ и питающего кабеля.

Значение коэффициента чувствительности автоматических выключателей щита СН 1Б

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{с.о}}} = \frac{1868,4}{1250} = 1,49,$$

что удовлетворяет условиям.

Определим сечение кабелей для питания задвижек НОП (от ШВП до задвижки), приняв те же значения $K_{п1}=0,85$ и $K_{п2}=1$.

По условию нагрева длительным расчетным током линии

$$I_{\text{ном.дл}} \geq \frac{I_{\text{дл}}}{k_{\text{п1}} + k_{\text{п2}}} = \frac{17,11}{0,85} = 20,13 \text{ А} .$$

По таблице 1.3.6 ПУЭ (издание 7) предварительно выбираем сечение медного четырехжильного кабеля, проложенного в воздухе – 2,5мм² (допустимый длительный ток при прокладке в воздухе 25 А). Но учитывая номинальный ток отсечки автомата защиты – 250 А предлагается выполнить кабельную линию от ШВП до промклеммника 0,4 кВ на отметке 6,7 сечением 10 мм² (длина 70 м), а от ПК до электродвигателя сечением 2,5 мм² (длина 10 м).

В этом случае ток однофазного металлического КЗ в конце линии при удельных сопротивлениях медных кабельных линий сечением 2,5 мм² – 17,37 Ом/км и сечением 10 мм² – 4,34 Ом/км

$$I_{\text{км}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\Gamma}^{(1)}}{3} + z_{\text{пт.уд1}}l_1 + z_{\text{пт.уд2}}l_2} =$$

$$= \frac{230}{0,002 + 1,73 \cdot 0,07 + (4,34 \cdot 0,07) + (17,37 \cdot 0,01)} = 382,8 \text{ А} .$$

Где $Z_{\text{пт}}$ складывается из сопротивлений петли фаза-ноль трансформатора, ВЛ-0,4 кВ и питающего кабеля до ШВП и кабеля до электродвигателя задвижки.

Значение коэффициента чувствительности автоматических выключателей питания электродвигателей задвижек

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{с.о}}} = \frac{382,8}{250} = 1,53,$$

что удовлетворяет условиям.

Для кабелей питания задвижек ДТ, Z1, Z2, Z5 и вентиляторов, основываясь на предыдущих расчетах, принимаем сечение медного четырехжильного кабеля, проложенного в воздухе – 2,5мм². В этом случае ток однофазного металлического КЗ в конце линии:

$$I_{\text{км}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{\text{т}}^{(1)}}{3} + z_{\text{пт.уд1}}l_1 + z_{\text{пт.уд2}}l_2} = \frac{230}{0,002 + 1,73 \cdot 0,07 + (17,37 \cdot 0,08)} = 152,05 \text{ А .}$$

В этом случае значение коэффициента чувствительности автоматических выключателей:

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{с.о}}} = \frac{152,05}{100} = 1,52,$$

что удовлетворяет условиям.

При заданном сечении проводников потеря напряжения в линии, %, определяется по формуле для трехфазной линии переменного тока

$$\Delta U = \frac{1}{10\gamma U_{\text{н}}^2} \cdot \frac{\sum PL}{S} \text{ или } \Delta U = \frac{1,73}{10\gamma U_{\text{н}}} \cdot \frac{\sum Pl}{S},$$

где γ - удельная проводимость материала проводов, м/(Ом·мм²), для меди $\gamma=57,1$ м/Ом мм², для алюминия $\gamma=35,7$ м/Ом мм².

$U_{\text{н}}$ - номинальное напряжение сети, кВ (для трехфазной сети $U_{\text{н}}$ - междуфазное напряжение);

S - сечение проводников, мм²;

$\sum PL$ – сумма произведений нагрузок, протекающих по участкам линии, на длину этих участков, кВт*м;

$\sum I L$ – сумма произведений активной составляющих токов, протекающих по участкам линии, на длину этих участков, А·м.

Сумма произведений нагрузок (или токов) на длины участков должна быть подсчитана на протяжении всей линии.

Для электродвигателей задвижек НОП при полной нагрузке на ШВП

$$\Delta U = \frac{1}{10\gamma_{\text{м}} U_{\text{н}}^2} \cdot \frac{Pl_{\text{кл1}}}{S_1} + \frac{Pl_{\text{кл2}}}{S_2} + \frac{Pl_{\text{кл3}}}{S_3} =$$

$$= \frac{1}{10 \cdot 57,1 \cdot 0,38^2} \cdot \frac{37,50 \cdot 70}{25} + \frac{9 \cdot 70}{10} + \frac{9 \cdot 10}{2,5} = 2,47\% \leq 5\%.$$

Для электродвигателей задвижек ДТ и вентиляторов НОП

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{1}{10\gamma_M U_H^2} \cdot \frac{P_{\text{кл1}}}{S_1} + \frac{P_{\text{кл2}}}{S_2} = \\ &= \frac{1}{10 \cdot 57,1 \cdot 0,38^2} \cdot \frac{37,50 \cdot 70}{25} + \frac{1,5 \cdot 80}{2,5} = 1,86\% \leq 5\%, \end{aligned}$$

что удовлетворяет условиям.

Для электродвигателей задвижек Z1, Z2, Z5

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{1}{10\gamma_M U_H^2} \cdot \frac{P_{\text{кл1}}}{S_1} + \frac{P_{\text{кл2}}}{S_2} = \\ &= \frac{1}{10 \cdot 57,1 \cdot 0,38^2} \cdot \frac{37,50 \cdot 70}{25} + \frac{3 \cdot 80}{2,5} = 2,44\% \leq 5\%, \end{aligned}$$

что удовлетворяет условиям.

Для унификации используемого оборудования для северной насосной принимаются такие же номинальные значения автоматических выключателей и сечения кабелей.

7 Выбор КРУН – 10 кВ

КРУН – 10 кВ входит в состав поставляемого оборудования к ДГУ – 10 кВ, поэтому в данном проекте необходимо выбрать только количество ячеек в КРУН. Было выбрано 6 ячеек типа К- 59. В том числе одна ячейка предусмотрена для установки ТН – 10 кВ. На рисунок 6.1 представлен внешний вид КРУН- 10 кВ.



Рисунок 7.1- Внешний вид КРУН- 10 кВ

8 Выбор средств релейной защиты и автоматики (РЗА)

8.1 Площадка СУС. Дизель- генераторная установка 10 кВ. РЗА

Технические решения по РЗА КРУН- 10 кВ:

Релейная защита и автоматика элементов КРУН-10 кВ выполнена на базе терминалов SPAC серии 810. Терминалы располагаются в релейных шкафах ячеек КРУН-10 кВ серии КРУ СЭЦ-59 (К59) Самарского завода «Электроцит». Терминалы серии SPAC обеспечивают следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
 - задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
 - ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также контроль исправности его цепей управления;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
 - блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
 - получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях КРУ

8.2 РЗА ячеек №4 (ввод от ДГУ), 5 (ввод от КРУ-10 кВ в здании ГЭС) 6 (ввод от ЗРУ- 10 кВ в здании ППУ-500кВ)

Защита выполняется на базе терминала SPAC-810-B, который обеспечивает выполнение следующих функций защиты и автоматики:

- Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем фазных токов;
- Защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);
- Защита минимального напряжения;
- Логическая защита шин;
- Операции отключения и включения выключателя по внешним командам.;
- Отключение выключателя по входу УРОВ от нижестоящих выключателей.

8.3 РЗА ячеек №2,3 отходящих линий к высоковольтным электродвигателям насосов НОП-8, НОП-9

Защита выполняется на базе терминала SPAC-810-Д, который обеспечивает выполнение следующих функций защиты и автоматики:

- Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов;
- Защита от перегрева электродвигателя;
- Защита от затянутого пуска;
- Защита от блокировки ротора;
- Защита минимального напряжения (ЗМН);
- Защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);
- Защита от однофазных замыканий на землю (033);
- Операции отключения и включения выключателя по внешним командам (в том числе и при отключении от технологических защит насосов);
- Формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;
- АПВ после срабатывания ЗМН;

- Формирование сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин.

8.4 РЗА ячейки №1 трансформатора напряжения

Защита трансформатора напряжения выполнена на базе терминала SPAC-810-Н, который обеспечивает выполнение следующих функций:

- Трехступенчатая защита минимального напряжения (ЗМН-1, ЗМН-2 и ЗМН-3) от понижения (пропадания) напряжения с контролем трех линейных напряжений;

- Защита от повышения напряжения;

- Защита от однофазных замыканий на землю по напряжению нулевой последовательности;

- Формирование сигнала разрешения пуска МТЗ (вольтметровая блокировка или комбинированный пуск по напряжению) для разрешения срабатывания дуговой защиты;

- Контроль состояния трансформатора напряжения (ТН);

- Формирование сигналов наличия и отсутствия напряжения на секции.

8.5 Общая логическая защита шин (ЛЗШ) КРУН-10 кВ

Логическая защита реализуется с помощью устройств, стоящих на выключателях ячеек №4, 5, 6 (ввода на секцию) и на выключателях ячеек №2, 3 (линии к двигателям). Функция ЛЗШ реализует быстрое отключение выключателей вводов (откуда на момент повреждение осуществляется питание секции) при возникновении повреждения на шинах методом «от противного», то есть КЗ на шинах фиксируется при наличии аварийного тока при отсутствии пуска защит, установленных на всех отходящих присоединениях.

Функция ЛЗШ представляет собой дополнительную ступень токовой защиты, пуск которой можно заблокировать внешним сигналом. В качестве

сигнала для блокировки ступени ЛЗШ используется выходной контакт «Пуск МТЗ» фидерных защит.

Реализуется схема ЛЗШ с параллельным соединением выходных блокирующих сигналов от фидерных защит. Это достигается использованием замыкающих контактов реле «Пуск МТЗ» МП УРЗА отходящих присоединений и заданием соответствующей уставки в вышестоящих защитах вводов.

8.6 Резервирование отказов выключателей (УРОВ) присоединений КРУН- 10 кВ

Пуск функции «УРОВ-выход» МП УРЗА осуществляется при срабатывании любой из защит (внутренних и внешних), кроме ЗМН. При действии ЗМН и при командных отключениях (от ключа управления, от телемеханики, от линии связи) сигнал пуска УРОВ не формируется.

Обязательным условием пуска УРОВ является протекание тока (максимального из трех фаз), превышающего значение минимальной уставки МТЗ, работающей на отключение.

Входные дискретные сигналы «Внешнее отключение» МП УРЗА вводов подключаются через дополнительно установленные промреле к устройствам защиты, установленным на отходящих присоединениях, и вызывают немедленное отключение выключателя откуда на момент повреждения осуществляется питание секции.

8.7 Защита от дуговых замыканий КРУН-10кВ

В соответствии с «Техническими требованиями на устройство защиты от дуговых замыканий в шкафах КРУ-6-10кВ» 3274тм-1 1994г., утвержденными РАО «ЕЭС России», при дуговых замыканиях в любом отсеке шкафов отходящих присоединений КРУ ЗДЗ действует на отключение вводов. При дуговом замыкании в отсеках высоковольтного оборудования и ввода/вывода ячеек вводов

ЗДЗ действует на отключение вышестоящих выключателей. При возникновении дугового замыкания внутри шкафа КРУН, в зависимости от места его обнаружения, схема ЗДЗ без выдержки времени выдает сигналы типа «сухой контакт» на отключение секции или вышестоящих выключателей. После отключения аварийного участка обслуживающий персонал имеет возможность определить место возникновения дугового замыкания.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены мероприятия по разработке систем электроснабжения собственных нужд Жигулевская ГЭС в чрезвычайных ситуациях.

Основным мероприятием является выбор и установка дизельной, стационарной электростанции, для обеспечения электропитания насосов по откачке воды из потерны и кранового хозяйства , установка КРУН - 10 кВ и выбор количества ячеек необходимых для использования при внедрение новой схемы.

Было установлено, что разработка системы электроснабжения собственных нужд Жигулевской ГЭС для чрезвычайных ситуаций выгодна как с технической стороны, так и с экономической, что делает ее очевидной и необходимой.

Разработанные схемы электроснабжения резервных насосов обеспечивают защиту здания ГЭС от затопления, а также работу кранов на водосливной плотине, щитовых отделений верхнего и нижнего бьефов.

При разработке проекта были учтены результаты аварии на Саяно-Шушенской ГЭС.

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы 6 и 7 изд., изм. И доп. По состоянию на 1 февраля 2015 г.-7-е изд., Литтерра, 2015.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей – М.: Омега-Л,2015.
3. Рожин, А.Н. Внутрицеховое электроснабжение: учеб. Пособие для выполнения курсового и дипломного проектов /А.Н. Рожин, Н.С. Бакшаева; Вятский гос. Ун-т, Электротех. Фак., Каф. электроснабжения. - Гриф УМО; ВУЗ/изд. – Киров : ИЗД-во ВятГУ, 2006.-259 с.
4. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий/ В.В. Вахнина; ТГУ. - Гриф УМО; ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011.
5. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.- метод. пособие для практ. занятий и курсового проектирования/ В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007.
6. Шлыков, С.В. Потребители электрической энергии :Учебное пособие / С.В. Шлыков, В.А. Шаповалов, Н.А. Шаповалова; ТГУ ; Электротехн. фак; каф. “Электроснабжение и электротехника”. – ТГУ. – Тольятти: ТГУ, 2011.- 91с.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
8. Макаров, Е.Ф. справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150кВ/ Е.Ф. Макаров.- Москва, 2005г.
9. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34,0-20,527-98 / [науч. Ред. Б.Н. Неклепаев]. – М. : Изд-во НИЦ ЭНАС, 2006. – 143 с.
10. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1

кВ [Текст]. – Введ. 2008-07-02. – М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, МЭИ, 2008. – 54 с.

11. ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания [Текст]. –Введ. 2007-07-12. – М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, МЭИ, 2007. – 44 с.

12. ГОСТ 12.1.038 – 2001. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [Текст]. –Введ. 1984-07-01. –М. : ИПК Издательство стандартов, 2001. –8 с.

13. Крючков, И.П. расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования [Текст]: Учеб. пособие для студ. высш. учебн. Заведений/ под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. –М.: Изд-во “Академия”, 2006. - 416с.

14. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети: учеб. пособие / А.В. Лыкин. – Гриф УМО. - М. : Логос,2008. – 253 с

15. СП 18.13330.2011. Генеральные планы промышленных предприятий [Текст]. – Введ. 2011-20-05. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2011. - 30 с.

16. ПУЭ СО153-34.20.120-2003. Правила Устройства Электроустановок 7 издание [Текст]. – Введ. 08.07.2002. - М.: Утверждены приказом Минэнерго России № 204. 2002.- 461с.

17. СТО 17330282.27.140.011-2008. Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования. [Текст]. - Введ. 2003-30-06.-М.: НП "Гидроэнергетика России" 2008.-238с.

18. Электротехнический справочник : В 4 т. Т. 3 / Под общ.ред. В.Г. Герасимова и др. - 8-е изд., испр. и доп. - М. : Изд-во МЭИ, 2002.

19. Ополева, Г.Н.Схемы и подстанции электроснабжения : справочник: учеб.пособие / Г.Н. Ополева; [сост. С.К. Кротов и др.]. - М. : ФОРУМ - ИНФРА-М, 2009.

20. Parfomak, Paul W. Physical Security of the U.S. Power Grid: High-Voltage Transformer Substations. [Электронный документ] / Specialist in Energy and Infrastructure Policy. - 2014. Congressional Research Service (<https://fas.org/sgp/crs/homesec/R43604.pdf>) (дата обращения 9.04.2016).
21. Sen, S. Design of 132/33KV Substation / A. Chatterjee, D. Sarkar. [Электронный документ] / West Bengal University of Technology, India. - 2013. International Journal of Computational Engineering Research (http://www.ijceronline.com/papers/Vol3_issue7/Part3) (дата обращения 9.04.2016).
22. Elmakias, D. New Computational Methods in Power System Reliability. [Text] / D. Elmakias, Israil, Haifa, 1996. – 416 p (дата обращения 9.04.2016).
23. Cardoso, A.A virtual reality system for real time control of electric substations / A. Cardoso.- 2013 IEEE Virtual Reality, 2013, pp. 165-166 (дата обращения 9.04.2016).
24. Messalti, S. Design of Mv/Lv Substation Transformer / F. Zitouni, I. Griche. [Электронный документ] / University of M'sila, Faculty of Technology, M'sila , Algeria. - 2013. Published Online January 2013 (<http://file.scirp.org/Html/26596.html>) (дата обращения 9.04.2016).