

Заказчик – Филиал ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»

Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 4. Релейная защита и автоматика

Книга 1. Пояснительная записка

П1200-81-ИОС 5.1.4.1

Том 13

Изм.	№ док.	Подпись	Дата

Заказчик – Филиал ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»

Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 4. Релейная защита и автоматика

Книга 1. Пояснительная записка

П1200-81-ИОС 5.1.4.1

Том 13

Генеральный директор

Д. С. Фомичев

Главный инженер проекта

В. О. Мансуров

Изм.	№ док.	Подпись	Дата

Заказчик – Филиал ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»

Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 4. Релейная защита и автоматика

Книга 1. Пояснительная записка

П1200-81-ИОС 5.1.4.1

Том 13

Технический директор



С. В. Иванов

Главный инженер проекта



А. В. Евдокимов

Изм.	№ док.	Подпись	Дата
1	03-28		27.03.23
2	03-34		23.06.23

**Список исполнителей**

ГИП	Евдокимов А.В.		06.2023
Руководитель проекта	Могонов А. А.		06.2023
Руководитель проекта	Садулин А. А.		06.2023
Руководитель проекта	Горланов М. Л.		06.2023
Ведущий инженер-проектировщик	Настина Т. М.		06.2023
Ведущий инженер-проектировщик	Долгов С. И.		06.2023
Ведущий инженер-проектировщик	Гурылев Д. Л.		06.2023
Нормоконтроль	Евдокимов А.В.		06.2023



Состав проектной документации

Титул: «Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС». Состав проектной документации приведён в томе П1200-81-СП «Состав проектной документации».



Содержание

Общие сведения	5
1 Краткая характеристика объекта.....	7
2 Технические требования к устройствам РЗА	9
3 Основные проектные решения РЗА и АУВ присоединений 13, 8 кВ СН ГЭС	29
3.1 Краткое описание существующей РЗА и АУВ 13,8 кВ	29
3.2 Объем замены РЗА и АУВ 13,8 кВ	29
3.3 Релейная защита ТСН ТВ1 (ТВ2).....	30
3.4 Релейная защита трансформатора агрегатных собственных нужд ТГ4 (ТГ6)	35
3.5 Основные проектные решения в части АРНТ СН ГЭС	36
4 Основные проектные решения РЗА и АУВ элементов 6,3 кВ СН ГЭС	41
4.1 Краткое описание и объем замены существующей РЗА и АУВ 6,3 кВ	41
4.2 Релейная защита и АУВ присоединений ГРУ - 6,3 кВ	41
4.3 Релейная защита и АУВ присоединений КРУН - 6,3 кВ	46
5 Основные проектные решения цепей сигнализации СН ГЭС	51
5.1 Сигнализация шкафов РЗА и АУВ ТСН ТВ1 и ТВ2 13,8/6,3 кВ	51
5.2 Сигнализация шкафов КРУ 6,3 кВ.....	51
6 Расчет вторичных токовых цепей устройств РЗА и выбор сечения жил контрольных кабелей.....	53
Приложение А. Оперативная схема Рыбинской ГЭС.....	57
Приложение Б. Проверка трансформаторов тока 13,8 и 6,3 кВ на 10% погрешность, предельно допустимую токовую погрешность и максимальное напряжение во вторичной обмотке.....	58
Приложение В. Расчет времени до насыщения трансформаторов тока	60
Приложение Г. Информационные письма производителей устройств РЗА о минимально необходимом времени до насыщения ТТ	83



Общие сведения

Проектная документация является собственностью филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС». Передача третьей стороне или иное разглашение проектной документации требует предварительного письменного согласования Заказчика (филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»). Документация не может быть использована для техперевооружения без утверждения.

Основанием для проектирования являются:

- Программа ТПиР Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»;
- Договор №1200-81-2022 от 05.05.2022г. «Разработка проекта технического перевооружения собственных нужд Рыбинской ГЭС»;
- Техническое задание на разработку документации по титулу «Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС»;
- Технические требования «Разработка проекта технического перевооружения собственных нужд Рыбинской ГЭС»

Перечень титулов, работ и программ, с которыми требуется координация решений разрабатываемой проектной документации:

- «Техническое перевооружение Рыбинской ГЭС. Пневмохозяйство ВД и НД». Шифр проекта 1867.01;
- «Техническое перевооружение Рыбинской ГЭС. Система осушения проточного тракта гидротурбин и дренажная насосная здания ГЭС». Шифр проекта 1867.02;
- «Верхний уровень автоматизированной системы управления технологическими процессами КВВГЭС - Рыбинская ГЭС». Шифр проекта 10996791.28.99.39.190.174.

Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации:

- Постановление Правительства РФ № 87 от 16 февраля 2008 года «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Постановление правительства РФ №1044 от 21 декабря 2009 года «О внесении изменения в Положение о составе разделов проектной документации и требованиям к их содержанию»;
- Постановление правительства РФ №235 от 13 апреля 2010 года «О внесении изменений в Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Национальный стандарт Российской Федерации. «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации». ГОСТ Р 21.1101-2020;
- Правила Устройства Электроустановок 7-е издание;
- Техническая политика Группы РусГидро;
- Стандарт организации ОАО «РусГидро» «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования». СТО РусГидро 01.01.78-2012
- Стандарт организации ОАО «РусГидро» «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования». СТО 17330282.27.140.020 -2008;
- Стандарт организации ОАО «РусГидро» «Системы питания собственных нужд



ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»;

- Стандарт организации ОАО «РусГидро» «Гидроэлектростанции. Системы оперативного постоянного тока. Технические требования, типовые технические решения». СТО РусГидро 02.02.105-2013;

- Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, утвержденные приказом Минэнерго России от 30 июня 2003г. №285. СО 153-34.20.161-2003;

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003г. №229. СО 153-34.20.501-2003 (РД 34.20.501-95);

- Ц-02-98(Э) «О проверке кабелей на не возгорание при воздействии тока короткого замыкания»;

- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №97 от 13 февраля 2019 года «Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики»;

- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №546 от 10 июня 2020 года «Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. №80, от 13 февраля 2019 г. №100, от 13 февраля 2019 г. №101»;

- Правила взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100;

- Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556;

- ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях».

Согласно п.28 Приказа Министерства энергетики РФ №556 от 13 июля 2020 года разработанная проектная документация в части РЗА содержит:

- технические решения по созданию и модернизации существующих РЗА, расчеты технических характеристик трансформаторов тока, функциональные блок-схемы устройств РЗА (см. том П1200-81-ИОС 5.1.4.2), расчеты токов короткого замыкания и расчеты уставок РЗА (см. том П1200-81-ИОС 5.1.5);

- на основании утвержденного Технического задания на техническое перевооружение СН ГЭС в проектную документацию не включены расчеты режимов и устойчивости сети, технические решения по регистрации аварийных режимов.



1 Краткая характеристика объекта

Гидротехнические сооружения Рыбинского г/у расположены в двух створах: Волжском и Шекснинском, на территории Ярославской области РФ, вблизи города Рыбинск. Входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, являясь его третьей ступенью. Вместе с Угличской ГЭС входит в состав филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС».

Установленная мощность ГЭС составляет 386,4 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии – 935 млн. кВт*ч. В здании ГЭС установлены 6 поворотно-лопастных гидроагрегатов, работающих при расчетном напоре 13,4 м: 4 гидроагрегата мощностью по 65 МВт, 2 гидроагрегата мощностью 63,2 МВт.

Оборудование собственных нужд ГЭС введено в эксплуатацию в 1941 году и выполнено на напряжении 3,15 кВ по следующему схемному решению:

- закрытое распределительное устройство напряжением 3 кВ с двумя системами шин и шиносоединительным выключателем для обеспечения электроснабжения общестанционных систем и резервирования агрегатных нужд. Питание ЗРУ 3 кВ выполнено от трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 напряжением 13,8/3.15 типа ТДНС-10000/35 У1 с РПН типа SCY3 на стороне ВН, присоединенных к шинам 13,8 кВ генераторного напряжения;

- распределительное устройство 0,4 кВ для энергоснабжения потребителей общестанционных нужд (ОСН) и резервирования агрегатных СН 0,4 кВ;

- агрегатные распределительные устройства 0,4 кВ (АСН) для обеспечения энергоснабжения вспомогательных механизмов гидроагрегатов на классе напряжения 0,4 кВ.

В период с 1998 по 2021 гг. заменены гидроагрегаты станции. Электроснабжение агрегатных нужд которых осуществляется от индивидуальных трансформаторов типа ТСЗЛ-400/13,8/0,4 кВ, присоединенных к шинам 13,8 кВ генераторного напряжения. Резервирование выполнено от РУ общестанционных нужд.

В настоящее время произведена замена трансформаторов собственных нужд ТСН 1Г, ТСН 2Г, ТСН 3Г, ТСН 5Г типа ТСЗЛ 400 кВА и двухсекционных распределительных устройств РУ 0,4 кВ СН ГА собственных нужд гидроагрегатов 1Г, 2Г, 3Г, 5Г.

Распределительные устройства собственных нужд гидроагрегатов РУ 0,4 кВ СН ГА установлены в помещении РУ 0,4 кВ ГА на отметке 101,5. РУ 0,4 кВ СН ГА питается от ТСН гидрогенератора и по КЛ от шин секции 0,4 кВ соответствующего питпункта.

Трансформаторы ТСН 1Г, ТСН 2Г, ТСН 3Г и ТСН 5Г типа ТСЗЛ 400/13,8/0,4 установлены в помещении РУ 13,8 кВ 1-6Г на отм. 96,5 м.

РУ 380 В ОСН состоит из трех секций:

- секция осветительной нагрузки с питанием от трансформатора Л1Т, состоит из пяти ячеек (№№ 1-5);

- секция моторной нагрузки с питанием от трансформатора М11Т, состоит из пяти ячеек (№№ 1-5);

- секция моторной нагрузки с питанием от трансформатора М12Т, состоит из шести ячеек (№№ 6-11).

От ячеек №№ 1-11 секций трансформаторов М11Т и М12Т получают питание электрооборудование общестанционных нужд: компрессоров, пожарных насосов,



механической мастерской, вентиляции, сборок временных подключений, дренажных насосов потерны, подзарядные агрегаты щита постоянного тока, силовые сборки трансформаторов 1Т-6Т, резерв питания РУ 0,4 кВ ТМХ, оборудование связи, бытовые помещения отм. 96,5 здания ГЭС, помещения административно-бытового корпуса здания ГЭС, ЩСН РЗ ОРУ.

Электроснабжение удаленных объектов, расположенных на территории ГЭС (здание управления, база дирекции, база ОМТС) осуществляется от распределительного пункта 3/6 кВ. Питание РП 3/6 кВ осуществляется по кабельной линии от ячейки №2 РУ 3 кВ ОСН.

Оперативный ток Рыбинской ГЭС – постоянный. Реализован проект замены оборудования постоянного тока.

Оперативная схема Рыбинской ГЭС приведена в Приложении А.

Согласно требованиям к проектным решениям, электрическая сеть СН выполняется с двумя ступенями напряжения - 6,3 кВ и 0,4 кВ. В качестве источников питания СН принимаются шины генераторного напряжения 13,8 кВ блоков генератор-трансформатор 1Т-6Т и обмотки низкого напряжения 6,3 кВ автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2, установленных на ОРУ-220/110 кВ.

Для обеспечения питанием потребителей переменного тока 220/380 В гидроагрегатов предусматривается двухсекционное РУ-0,4 кВ (АСН), секции которого питаются: одна от понижающего трансформатора 13,8/0,4 кВ, подключенного непосредственно на шины генераторного напряжения, а вторая - от секций щита ОСН-2, питающегося от трансформаторов 6/0,4 кВ, подключенных к обмоткам 6,3 кВ АТ-1, АТ-2 через КРУН-6,3 кВ.

Для электроснабжения собственных нужд ГЭС в аварийной ситуации при полной потере питания предусматривается установка ДЭС мощностью 500 кВА с подключением к щиту ОСН-2.

РУ 0,4 кВ АСН и щит ОСН-2 располагаются на отметке 101,5. Трансформаторы 13,8/0,4 кВ на отметке 96,5 ГЭС. КРУН-6,3 кВ располагается на ОРУ 220 кВ.

Для обеспечения питанием общестанционных нужд предусматриваются щиты ОСН-1, 3, 4, секции которых питаются от трансформаторов 6/0,4 кВ. Распределение питания потребителей 6 кВ предусматривается от ГРУ-6,3 кВ. Питание секций ГРУ-6,3 кВ организуется от двух масляных трансформаторов ТВ-1 и ТВ-2 мощностью 4000 кВА с устройством РПН, подключенных на шины генераторного напряжения 13,8 кВ через элегазовые разъединители.

Щиты ОСН-1, 3 располагаются на отметке 101,5. Трансформаторы 6/0,4 кВ щитов ОСН-1,3, ГРУ-6,3 кВ, элегазовые разъединители 13,8 кВ располагаются на отметке 96,5. Трансформаторы 13,8/6,3 кВ щитов ГРУ 6,3 кВ размещаются на открытой трансформаторной площадке на отметке 96,5. ОСН-4 выполняется в виде КТПБ на месте демонтируемого РП 3/6 кВ.

Также предусматривается замена существующих трансформаторов 3/0,4 кВ базы ОМТС и трансформаторной мастерской на трансформаторы 6/0,4 кВ с питанием от шин ГРУ-6,3 кВ.

Схема электрическая принципиальная питания собственных нужд ГЭС приведена в томе П1200-81-ИОС 5.1.1.2.1 лист 7.

2 Технические требования к устройствам РЗА

К микропроцессорным устройствам релейной защиты и автоматики (РЗА) предъявляются следующие требования:

Таблица 2.1 – Основные номинальные параметры МП УРЗА

Наименование параметра	Значение
1. Номинальный переменный вторичный ток, А	1; 5(Iф)
2. Номинальная частота, Гц	50
3. Номинальное переменное вторичное напряжение, В	100/ $\sqrt{3}$ (Uф)
4. Номинальное напряжение оперативного постоянного тока, В	220

Таблица 2.2 – Требования к конструктивному исполнению

Наименование показателя	Значение
1. Конструктивное исполнение МП УРЗА	Модульное, неразборное
2. Охлаждение устройства	Естественная вентиляция
3. Режим работы	Непрерывный
4. Степень защиты оболочек по ГОСТ 14254 шкафа РЗА - от проникновения пыли - от проникновения воды Степень защиты оболочек для устройств, устанавливаемых в шкаф со степенью защиты IP54, размещённых в отапливаемых и неотапливаемых помещениях капитальных строительных конструкций: - от проникновения пыли - от проникновения воды Степень защиты шкафов преобразователей аналоговых и дискретных сигналов наружной установки	5X X4 2X X0 IP 55
5. Индикация питания	Наличие на лицевой стороне терминала световой индикации наличия электропитания
6. Защитное заземление	Наличие клеммы защитного заземления
7. Маркировка	маркировка в соответствии с документом Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 004/2011



Наименование показателя	Значение
Требования к конструктивному исполнению шкафов	
8. Габариты шкафа: - высота с цоколем, мм - ширина, мм - глубина, мм Шкаф для наружной установки, устанавливаемый на ОРУ - высота с цоколем, мм - ширина, мм - глубина, мм	2200 600, 800, 1200 600, 800 1500 800 500
9. Крепление аппаратуры	С помощью: - монтажных панелей; - комплекта крепежа
10. Требования к удобству обслуживания	
10.1. На передней части шкафа расположены:	общешкафная лампа сигнализации «Вызов». При необходимости количество ламп может быть изменено
10.2. Обслуживание шкафа	двухстороннее для шкафов 1 и 2 архитектур и одностороннее для шкафов 3 архитектуры
10.3. Расположение и вид дверей	- металлические или стеклянные двери, должны запираться на стандартные замки; - фиксаторы для передних дверей с углом раскрытия не менее 110° - смотровое окно на металлической двери для визуального контроля за состоянием всего установленного оборудования - для шкафов двухстороннего обслуживания шириной 800 и 1200 мм задняя дверь должна быть выполнена двустворчатой
10.4. Способ крепления шкафа к полу	С помощью болтовых соединений, сварка запрещена



Наименование показателя	Значение
10.5. Наличие мест для надписей, указывающих назначение шкафа в соответствии с диспетчерскими наименованиями	На лицевой и оборотной сторонах шкафа
11. Материал корпуса	Листовая оцинкованная сталь. Лакокрасочное покрытие должно наноситься только после изготовления технологических отверстий. Класс лакокрасочных покрытий внутренних поверхностей корпуса шкафа должен соответствовать VI классу по ГОСТ 9.032. Внешний вид лакокрасочного покрытия поверхностей корпуса шкафа должен соответствовать IV классу по ГОСТ 9.032. Испытания покрытия должны производиться по ГОСТ 9.302. Типовой цвет окраски RAL-7035
12. Меры для снижения электромагнитных воздействий в шкафах РЗА	Применение кабельных вводов с уплотнителем, экранирующей шины (или специальной конструкции), плоских полосовых заземлителей, клемм заземления
13. Требования к компоновке шкафа	
13.1 Размещение аппаратуры в шкафу	По монтажным единицам
13.2 Обозначение номера МЕ	Арабскими двухзначными цифрами
13.3 Расположение МЕ	Слева направо по возрастанию номеров по виду со стороны фасада
13.4 Обозначение номера общешкафной лампы сигнализации	00



Наименование показателя	Значение
13.5 Нумерация клемм ряда зажимов	Начинается с клеммы 1 и имеет нумерацию в пределах одной МЕ
13.6 Обозначение аппарата	Позиционное буквенно-цифровое
13.7 Нумерация аппаратов	Слева направо и сверху вниз со стороны монтажа сквозными шкафными номерами независимо от принадлежности к монтажным единицам арабскими цифрами от 1 до 999, а также номером МЕ, к которой относится аппарат
13.8 Обозначения аппарата на фасаде двери	Установка таблички с позиционным обозначением аппарата и оперативной надписью в рамке-кармашке
13.9 Расположение рамки-кармашка	Со стороны фасада под зоной аппарата по центру вертикальной оси
13.10 Размещение аппаратов в шкафу	Соблюдение рядности
13.11 Размер зоны расположения аппарата	Дополнительно к габариту аппарата по 30 мм со сторон присоединения проводов и по 10 мм с других сторон
13.12 Высота установки приборов и аппаратов от уровня пола, мм - аппараты ручного оперативного управления (переключатели, кнопки, ключи)	700-1700
14. Требования к монтажу внутри шкафа	
14.1 Прокладка проводов и жил кабелей	В кабель-каналах и (или) жгутах
14.2 Сечение проводов внутри шкафа должно быть не менее, мм ²	Токовые цепи: 2,5; Цепи напряжение: 0,75; Оперативные цепи: 0,75. Остальные цепи: 0,5 Цепи освещения и питания розеток шкафа: 1,5 мм ²



Наименование показателя	Значение
14.3 Крепление проводников (жгутов) к металлическим элементам конструкции шкафа	- Только с применением дополнительной изоляции – Наличие дополнительной изоляции металлических конструкций в зоне крепления и подключения кабелей (изготавливается в заводских условиях)
14.4 Размер свободной зоны в нижней части шкафа для подвода кабелей	Не менее 250 мм от уровня пола
14.5 Меры предотвращения попадания пыли и влаги внутрь шкафа при проходе кабелей	Уплотняющие устройства
14.6 Расположение рядов зажимов	На боковых панелях шкафа
14.7 Обслуживание рядов зажимов	Обеспечение доступа с задней стороны шкафа
14.8 Формирование рядов зажимов/расчётный ток, А	С помощью наборных зажимов / 16-40
14.9 Снятие и замена зажима	Без разбора ряда
14.10 Количество проводников, присоединяемых к одному зажиму с каждой стороны, не более	2 Одного сечения. Подключение к одному зажиму двух проводников допускается только при допущении такого подключения производителем зажимов
14.11 Типы зажимов - токовые цепи (1 или 5 А) и цепи напряжения (100 В) оперативные цепи;	Клеммы измерительные (испытательные) которые должны предусматривать: - возможность подключения тестовых щупов с внешней стороны; - возможность подключения тестовых щупов с внутренней стороны; - возможность установки перемычки для объединения с соседними клеммами; - наличие предусмотренного



Наименование показателя	Значение
- низковольтные цепи от ЭТТ, ЭТН (до 60 В) - цепи сигнализации и выходные цепи	конструкцией клеммы размыкателя. винтовые, пружинные клеммы, разъёмные контакты; винтовые или пружинные с разборной перемычкой
14.12 Применение маркировочной колодки и нанесение надписи на ней	Наносится номера МЕ и ее буквенный код, наименование МЕ или функциональное назначения цепей; в начале и конце клеммного ряда монтируются концевые фиксаторы. Текст надписи выполняется не более чем в две строки. Количество знаков в каждой строке не более двенадцати. Каждая надпись занимает одну целую колодку
14.13 Границы полезной высоты ряда зажимов от уровня пола, мм	300-2100
14.14 Выполнение нумерации зажимов в пределах одного шкафа (за исключением шкафов с одинаковыми МЕ)	Сквозная, начиная с единицы, считая сверху вниз. Отсчёт клемм начинается с левой боковины



Наименование показателя	Значение
14.15 Разводка цепей в шкафу	- цепи с одинаковыми марками соединяются между собой в шкафу и выводятся на ряд зажимов, если это требуется, от аппарата ближайшего к ряду зажимов; - в шкафах защит, где расположено несколько отдельных защит, питание которых осуществляется от общего «+» и «-», подсоединение каждой защиты к «+» и «-» следует осуществлять через ряд зажимов; - при разводке оперативных цепей необходимо располагать их в ряду зажимов для удобства эксплуатации по возрастанию цифровых марок относительно полюсов цепей оперативного тока; - при использовании в шкафах защитных фильтров по цепям питания, входные цепи оперативного тока должны подключаться сразу к входным зажимам фильтра. Цепи питания с выходных зажимов фильтра должны подводиться непосредственно к входам питания устройств, установленных в шкафах



Наименование показателя	Значение
14.16 Предотвращение ложных операций при случайном переключении клемм	Разделение цепей разного функционального назначения свободными клеммами для предотвращения включения или отключения присоединения, коротких замыканий в цепях оперативного тока при случайном соединении зажимов (клемм)
14.17 Порядок следования цепей в рядах зажимов	- токовые цепи (фазы А, В, С, N) в пределах каждой группы трансформаторов тока; - цепи напряжения (фазы А, В, С, N, Н, U, К, F) в пределах каждого трансформатора напряжения; - цепи оперативного тока: «+», плюсовые промежуточные цепи, цепь включения, цепь отключения, минусовые промежуточные цепи «-»; - цепи сигнализации: «+», вспомогательные шинки, промежуточные цепи сигнализации, «-»; - цепи телемеханики; - выходные контакты; - транзитные цепи (транзит токовых цепей выполняется через соединительные зажимы)

Таблица 2.3 – Требования устойчивости МП УРЗА к климатическим воздействиям

Наименование показателя	Значение
1. Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ; О

Наименование показателя	Значение
2. Категория размещения по ГОСТ 15150: - Для шкафов с МП терминалами внутренней установки в отапливаемых помещениях – 110 кВ и выше. - Для шкафов с МП терминалами – 110 кВ и выше и КРУ 6-35 с установкой в неотапливаемом помещении. - Для отдельных МП терминалов для установки в различных конструкциях (ячейки КРУН 6-35 кВ) и шкафов с аппаратурой для установки под навесом или в аналогичных помещениях	4 3; 3.1 2.1
3. Верхнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С - исполнение УХЛ 1; 2.1; 3; 3.1; 4 - исполнение О4	+45 +55
4. Нижнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С - исполнение УХЛ 2.1; 3 - исполнение УХЛ 3.1 - исполнение УХЛ 4; О4	-70 -25 +1
5. Тип атмосферы по ГОСТ 15150	II
6. Верхнее рабочее значение относительной влажности, % - исполнение УХЛ 2.1; 3; 3.1 - исполнение УХЛ 4 - исполнение О4	98 при 25 °С 80 при 25 °С 98 при 35 °С
7. Максимальная высота над уровнем моря, м	2000
8. Условия хранения в неотапливаемых хранилищах по ГОСТ 15150, п. 10 - исполнение УХЛ3, УХЛ3.1, УХЛ2.1, О4 - исполнение УХЛ 4	3 (-50 - +50) °С 2 (-50 - +40) °С
9. Условия транспортирования в закрытом транспорте по ГОСТ 15150 - исполнения УХЛ4, УХЛ3.1, УХЛ3, УХЛ2.1 - исполнение О4	5 (-60 - +50) °С 6 (-60 - +60) °С

Таблица 2.4 – Требования устойчивости МП УРЗА к механическим воздействиям

Наименование показателя	Значение
1. Группа механического исполнения: - без рядом расположенных коммутационных аппаратов, вызывающих ударные воздействия - в комплектных распределительных устройствах с коммутационными аппаратами	M40 M43

Наименование показателя	Значение
2. Виброустойчивость, частота, Гц, /амплитуда ускорения, м/с ² - без рядом расположенных коммутационных аппаратов - в комплектных распределительных устройствах с коммутационными аппаратами	0,5-100/5 1,0-100/10
3. Удары одиночного действия, пиковое ускорение, м/с ² /длительность действия ударного ускорения, мс -без рядом расположенных коммутационных аппаратов -в комплектных распределительных устройствах с коммутационными аппаратами	30/2-20 100/2-20
4. Сейсмостойкость по ГОСТ 30546.1, баллов, не хуже При уровне установки над нулевой отметкой, м	9 0-10
5. Условия транспортирования по ГОСТ 23216	С

Таблица 2.5 – Требования к диэлектрическим свойствам МП УРЗА

Наименование показателя	Значение
1. Сопротивление изоляции между независимыми цепями и каждой независимой цепью и корпусом, при напряжении 500 В, не менее, МОм	100
2. Сопротивление изоляции цепей с напряжением не более 24 В, не менее, кОм / при напряжении, не более, В	1000/15
3. Электрическая прочность изоляции измерительных цепей, цепей питания оперативного тока и цепей сигнализации с рабочим напряжением более 60 В	2000 В действующего значения, 50 Гц, 1 мин
4. Электрическая прочность изоляции цепей с рабочим напряжением не более 60 В	500 В действующего значения, 50 Гц, 1 мин
5. Испытание импульсным напряжением токовых цепей и цепей с рабочим напряжением более 60 В	3 импульса амплитудой 5 кВ положительной и 3 отрицательной полярности с шириной переднего фронта 1,2 мкс и шириной заднего фронта – 50 мкс и интервалом повторения 5с
6. Испытание импульсным напряжением для цепей с рабочим напряжением менее 60 В	3 импульса амплитудой 1 кВ положительной и 3 отрицательной полярности с шириной переднего фронта 1,2 мкс и шириной заднего фронта – 50 мкс и интервалом повторения 5с

Таблица 2.6 – Требования к электромагнитной совместимости МП УРЗА

Наименование показателя	Значение
1. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты по ГОСТ Р 50648, порт корпуса: - степень жёсткости - напряжённость непрерывного МППЧ, А/м - напряжённостью кратковременного (1 с) МППЧ, А/м	СЖ 5 100 1000
2. Устойчивость к импульсному магнитному полю по ГОСТ 30336, порт корпуса: - степень жёсткости - напряжённостью ИМП (пиковое значение), А/м	СЖ 4 300
3. Устойчивость к затухающему колебательному магнитному полю по ГОСТ Р 50652, порт корпуса: - степень жёсткости - напряжённость ЗКМП (пиковое значение), А/м	СЖ 5 100
4. Устойчивость к электростатическим разрядам по ГОСТ 30804.4.2, порт корпуса: - степень жёсткости - контактный: испытательное напряжение, кВ - воздушный: испытательное напряжение, кВ	СЖ 3 6 8
5. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю по ГОСТ 30804.4.3, порт корпуса: - степень жёсткости - напряжённостью испытательного поля, В/м - полоса частот немодулированного сигнала, МГц	СЖ 3 10 80-1000 и 1400-6000
6. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам по ГОСТ 30804.4.4, порты электропитания переменного и постоянного тока; порт функционального заземления: - степень жёсткости - амплитуда импульсов, кВ сигнальные порты соединения с высоковольтным оборудованием и линиями связи: - степень жёсткости - амплитуда импульсов, кВ сигнальные порты локального соединения: - степень жёсткости - амплитуда импульсов, кВ сигнальные порты полевого соединения: - степень жёсткости - амплитуда импульсов, кВ	СЖ 4 4 СЖ X 4 СЖ3 1 СЖ 4 2
7. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии по ГОСТ 51317.4.5, сигнальные порты соединения с высоковольтным оборудованием и линиями связи; порты электропитания переменного тока: по схеме «провод - провод»:	



Наименование показателя	Значение
- степень жёсткости - амплитуда импульсов, кВ - по схеме «провод - земля»: - степень жёсткости - амплитуда импульсов, кВ - сигнальные порты локального соединения: - по схеме «провод - провод»: - степень жёсткости - амплитуда импульсов, кВ - по схеме «провод - земля»: - степень жёсткости - амплитуда импульсов, кВ - сигнальные порты полевого соединения; порты электропитания постоянного тока: - по схеме «провод - провод»: - степень жёсткости - амплитуда импульсов, кВ - по схеме «провод - земля»: - степень жёсткости - амплитуда импульсов, кВ	СЖ 3 2 СЖ 4 4 СЖ 1 0,5 СЖ 2 1 СЖ 2 1 СЖ3 2
8. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведённым радиочастотными электромагнитными полями по ГОСТ 51317.4.6, все сигнальные порты; порты электропитания переменного и постоянного тока; порт функционального заземления: - степень жёсткости - испытательное напряжение, В	СЖ 3 10
9. Устойчивость к звенящей волне по ГОСТ IEC 61000-4-12, сигнальные порты соединения с высоковольтным оборудованием и линиями связи; порты электропитания переменного и постоянного тока: - степень жёсткости - по схеме «провод-провод»: испытательное напряжение, кВ - по схеме «провод-земля»: испытательное напряжение, кВ - сигнальные порты полевого соединения: - степень жёсткости - по схеме «провод-провод»: испытательное напряжение, кВ - по схеме «провод-земля»: испытательное напряжение, кВ	СЖ 4 2 4 СЖ 2 0,5 1

Наименование показателя	Значение
10. Устойчивость к затухающей колебательной волне ГОСТ ИЕС 61000-4-18: сигнальные порты соединения с высоковольтным оборудованием и линиями связи; порты электропитания переменного и постоянного тока: - степень жёсткости - частота колебаний, МГц - по схеме «провод-провод»: испытательное напряжение, кВ - по схеме «провод-земля»: испытательное напряжение, кВ сигнальные порты полевого соединения - степень жёсткости - частота колебаний, МГц - по схеме «провод-провод»: испытательное напряжение, кВ - по схеме «провод-земля»: испытательное напряжение, кВ	СЖ3 1 1 2,5 СЖ 2 1 0,5 1
11. Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц по ГОСТ 51317.4.16, сигнальные порты (кроме локальных соединений); порты электропитания постоянного тока: - частота, Гц - степень жёсткости - длительная помеха, испытательное напряжение, В - кратковременная (1 с) помеха, испытательное напряжение, В	50 СЖ 4 30 100
12. Эмиссия радиопомех по ГОСТ 30805.22, порт электропитания: - класс устройства - полоса частот порт корпуса: - класс устройства - полоса частот	А 0.15-30 МГц А 30 МГц – 1 ГГц, 1 – 6 ГГц

Таблица 2.7 – Требования к электропитанию постоянным оперативным током МП УРЗА

Наименование показателя	Значение
1. Номинальное напряжение, В	220
2. Допустимые длительные отклонения напряжения, %	-20 ... +10
3. Допустимый уровень (размах) пульсаций, %	6
4. Провалы напряжения электропитания с остаточным напряжением - в течение 1,0 с, % от номинального	70
5. Допустимый перерыв питания (обеспечение выполнения заданных функций устройства РЗА со срабатыванием выходных реле после полного пропадания оперативного питания) без перезагрузки, не менее, с	0,5

Наименование показателя	Значение
6. Наличие защиты от подачи напряжения питания обратной полярности	+
7. Период от подачи питания оперативного тока на МП устройство до начала выполнения им основных функций (время готовности устройства РЗА к срабатыванию), не более, с: - для УРЗА присоединений 6-35 кВ	1

Таблица 2.8 – Требования к аналоговым входам МП УРЗА

Наименование показателя	Значение
1. Рабочая область значений переменного напряжения – для фазных входов – для входа «разомкнутый треугольник»	0 – 120 0 – 200
2. Диапазон измерений действующих значений напряжения переменного тока, В – для фазных входов – для входа «разомкнутый треугольник»	0,05 – 100 5 – 180
3. Относительная погрешность измерения действующего значения напряжения, %, не более	±0,5
4. Перегрузочная способность входов напряжения, В, не менее, длительно: - для фазных входов - для входа «разомкнутый треугольник»	150 250
5. Диапазон измерений действующих значений переменного тока, I _{ном} : - для чувствительных органов тока - для остальных органов	0,04 ÷ 0,1 0,1 ÷ 30
6. Относительная погрешность измерения действующего значения силы тока, %, не более, в диапазонах (0,04 – 0,1) I _{ном} (0,1 – 2,0) I _{ном} (2 – 30) I _{ном}	±1,0 ±0,5 ±2,5
7. Перегрузочная способность токовых входов, не менее, I _{ном} - длительно - кратковременно (1 с)	2 40
8. Допустимая абсолютная погрешность измерения частоты, Гц, не более	± 0,05

Наименование показателя	Значение
9. Каналы тока и напряжения (аналоговые входы устройства) должны обеспечивать гальваническую изоляцию внешних цепей от внутренних цепей МП устройства РЗА	+
10. Мощность, потребляемая по каждому аналоговому входу при номинальном токе и напряжении сигнала, не более - по цепям тока при $I_{ном}$, ВА - по цепям напряжения, ВА	0,5(при $I_{ном}=1,0$ А) 2,0(при $I_{ном}=5,0$ А) 0,5

Таблица 2.9 – Требования к дискретным входам на постоянном оперативном токе

Наименование показателя	Значение
1. Напряжение срабатывания, В	158 – 170
2. Напряжение возврата, В	132 – 154
3. Диапазон регулировки программной задержки срабатывания, мс	0 - 20
4. Шаг регулировки программной задержки срабатывания, не более, мс	1
5. Аппаратная задержка срабатывания должна находиться в диапазоне, мс	3-5
6. Входное сопротивление при закрытом рабочем состоянии дискретного входа (допустимый диапазон), кОм	8-60
7. Отсутствие срабатывания ДВ при подведении напряжения обратной полярности	+
8. Количество электричества импульса режекции, в течение аппаратной задержки, не менее, мкКл	200
9. Количество дискретных входов, (в зависимости типа первичного оборудования, для которого предназначено устройство РЗА), порядка	10-70

Таблица 2.10 – Требования к выходным контактам устройства в цепях сигнализации постоянного тока напряжением 220 В, $\tau=20$ мс

Наименование показателя	Значение
1. Длительно допустимый ток, А	1
2. Коммутационная способность, Вт	30
3. Коммутационная износостойкость контактов, циклов, не менее	10000

4. Количество сигнальных дискретных выходов, не менее, шт. - для УРЗА присоединений 6-35 кВ - для УРЗА присоединений 110 кВ и выше	6 30
--	---------

Таблица 2.11 – Требования к выходным контактным устройствам в цепях управления выключателем постоянного тока напряжением 220 В, $\tau=50$ мс

Наименование показателя	Значение
1. Длительно допустимый ток А, не менее	5
2. Коммутационная способность контактов на замыкание (согласно ГОСТ 16022): - при токе до 10 А в течение, с - при токе до 15 А в течение, с - при токе до 30 А в течение, с - при токе до 40 А в течение, с	1,0 0,3 0,2 0,03
3. Коммутационная способность контактов на размыкание, А, не менее	0,25
4. Коммутационная износостойкость контактов, циклов, при выполнении пунктов 2 и 3, не менее	2000
5. Действующее значение испытательного напряжения между разомкнутыми контактами выходных реле должно составлять (переменного тока, частотой 50 Гц), В	1000
6. Количество дискретных выходов, (в зависимости типа первичного оборудования, для которого предназначено устройство РЗА), порядка	10-20

Таблица 2.12 – Требования к надёжности МП УРЗА

Наименование показателя	Значение
1. Среднее время наработки на отказ сменного элемента, час, не менее	125000
2. Срок службы, лет, не менее	25
3. Режим работы системы самодиагностики	при включении; фоновый, постоянно
4. Память для хранения констант, кода программ и данных саморегистрации	энергонезависимая
5. Гарантийное сопровождение с момента ввода в эксплуатацию, лет, не менее	3
6. Срок поставки запасных частей для оборудования в течение всего его срока службы с момента подписания договора на их покупку, мес., не более	3

7. Неисправность памяти, используемой для регистрации аварийных событий, каналов связи с ПК, АСУ ТП ПС, местного пульта управления, не должны приводить к потере работоспособности МП УРЗА	+
--	---

Таблица 2.13 – Требования электробезопасности МП УРЗА

Наименование показателя	Значение
1. Значение сопротивления между заземляющим болтом (винтом, шпилькой) и каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью устройства, которая может оказаться под напряжением, Ом, не более	0,1
2. Класс (по способу защиты человека от поражения электрическим током)	0I

Таблица 2.14 – Требования к интерфейсу Человек-машина терминала и прикладного программного обеспечения

Наименование показателя	Значение
1. Управление устройством	местный пульт; переносной ПК
2. Язык	русский
3. Возможность конфигурирования параметров с помощью внешнего ПК с установленным ПО	+
4. Функции ИЧМ (по выбору пользователя)	- ввод, изменение (с обязательным подтверждением паролем) и отображение уставок и других параметров настройки; - отображение текущих действующих значений входных аналоговых величин, частоты, активной и реактивной мощности и в зависимости от функционала расчётных величин, используемых в алгоритме (например, дифференциальный и тормозной ток, угол между напряжениями при АПВ с КС); - отображение результатов саморегистрации функционирования МП РЗА;

Наименование показателя	Значение
	- ввод в действие и вывод из действия отдельных функций РЗА, входящих в состав МП РЗА; - корректировку календаря и часов службы времени МП РЗА (если таковая предусмотрена); - вывод значений моментов времени трёх последних срабатываний каждой из функций, входящих в состав МП РЗА; - вывод информации о расстоянии до места повреждения (если функция ОМП предусмотрена); - вывод кода неисправности, выявленной средствами внутренней диагностики, чтение (просмотр) журнала событий.
5. Переключение управления устройством с дистанционного на местное	должно быть доступно только на местном уровне
6. Файл параметров настройки терминала РЗА должен включать данные о дате и времени последнего изменения	+
7. Каждая последующая версия прикладного программного обеспечения МП РЗА должна полнофункционально поддерживать работу с предыдущими версиями ПО данных МП РЗА	+

Таблица 2.15 – Требования к синхронизации времени МП УРЗА

Наименование показателя	Значение
1. Требования к синхронизации времени, наличие протоколов	1. RFC 5905 NTPv4 (SNTPv4) для 1 и 2 архитектур 2. IEEE 1588v2 Precision Time Protocol (PTP) программная поддержка для 1 и 2 архитектур и аппаратная для 3 архитектуры

Наименование показателя	Значение
2. Абсолютная погрешность синхронизации часов МП УРЗА для шкафов всех архитектур построения ПС с системным временем, мс, не более	1,0
3. Абсолютная погрешность синхронизации часов МП УРЗА для шкафов 3-ей архитектуры построения ПС с системным временем, мкс, не более	1,0
4. Автоматическое восстановление точного времени (синхронизация времени) при восстановлении питания оперативным током МП терминала после перерыва в его работе любой длительности (при наличии сигнала точного времени)	+
5. Автоматическое восстановление точного времени (синхронизация времени) после появления внешнего источника синхронизации (системы синхронизация времени или синхронизации от АСУ ТП)	+
6. Внутренние часы устройства РЗА при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мс в течение 10 с	+
7. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение времени не более, с	1

Таблица 2.16 – Требования к регистрации аварийных событий в МП УРЗА

Наименование параметра	Значение
Основные требования к параметрам записи	
1. Возможность чтения журнала событий с помощью внешнего ПК	+
2. Ведение журнала (ов) событий (неисправностей) в энергонезависимой памяти без возможности очищения (стирания, редактирования) данного журнала (ов)	+
3. Длительность записи доаварийного режима, с	0,1 - 0,5
4. Длительность записи послеаварийного режима, с	0 – 0,5
5. Максимальное время записи одной осциллограммы, не менее, с	10
6. Возможность задания пользователем длительностей доаварийного, аварийного и послеаварийного режимов записи, а также значения времени блокировки от длительного пуска	+
7. Блокировка от длительного пуска	+

Наименование параметра	Значение
8. Блокировка от длительного пуска должна автоматически выводить из работы только длительно сработанный пусковой орган.	+
9. Если условия пуска сохраняются, то запись должна продолжаться, но не более времени блокировки от длительного пуска	+
10. Задержка времени пуска от начала аварийного процесса, мс, не более	10
11. Количество сохраняемых осциллограмм, не менее	30
12. Требования к регистрации аварийных событий	только вытеснением новыми записями старых (невозможность выборочного удаления осциллограмм в терминале)
13. Формирование осциллограмм в формате COMTRADE 2013 с поддержкой выдачи осциллограмм по протоколам информационного обмена через АСУ ТП	+
14. Частота дискретизации аналоговых и дискретных сигналов, Гц	Рекомендуемое значение 1200
15. Наличие метки времени, соответствующей шкале Московского времени	+
Рекомендуемые условия пуска	
– по срабатыванию заданного логического (внутреннего) сигнала; – по срабатыванию заданного дискретного (внешнего) сигнала; – при действии на отключение вне зависимости от заданных условий пуска – фазное напряжение (UA, UB или UC) по повышению и понижению напряжения; – напряжение прямой последовательности (U1) по понижению; – напряжение обратной последовательности (U2) по повышению; – утроенное напряжение нулевой последовательности (3U0) по повышению напряжения; – фазный ток (IA, IB или IC) по повышению фазного тока; – ток прямой последовательности (I1) по повышению; – ток обратной последовательности (I2) по повышению; – утроенный ток нулевой последовательности (3I0) по повышению; – при возврате пускового органа при сработавшей блокировке от длительного пуска; – частота переменного тока по повышению и понижению	+

Устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, должны обеспечивать правильную работу в диапазоне частот 20,0 – 80,0 Гц.



3 Основные проектные решения РЗА и АУВ присоединений 13,8 кВ СН ГЭС

3.1 Краткое описание существующей РЗА и АУВ 13,8 кВ

На данный момент на Рыбинкой ГЭС установлены существующие защиты и автоматика присоединений 13,8 кВ СН ГЭС, выполненные на электромеханических и микропроцессорных устройствах РЗА и АУВ, а именно:

- защита трансформаторов СН ТСН-1 и ТСН-2 выполнена на базе электромеханических панелей в помещении ЦПУ.
- плечо ДЗТ стороны 13,8 кВ блочных трансформаторов 4Т, 5Т, 6Т выполнено на базе микропроцессорных терминалов ЭКРА 213 0034 в шкафу №3 защит ТБ и ТСН, установленных на АЩЗ 4Г, АЩЗ 5Г и АЩЗ 6Г соответственно;
- защита трансформаторов АСН ТГ4, ТГ6 реализована на базе микропроцессорных терминалов ЭКРА 213 0034 в шкафу №3 защит ТБ и ТСН, установленных на АЩЗ 4Г и АЩЗ 6Г соответственно;
- управление выключателями 13,8 кВ трансформаторов СН ТСН-1 и ТСН-2 осуществляется переключателями на панелях управления в составе щита ОСН 3 кВ в помещении ЦПУ;
- центральная сигнализация реализована на микропроцессорных устройствах в составе шкафов ЦС АО «РАДИУС Автоматика», установленных в помещении ЦПУ, а также на АЩУ 4Г и АЩУ 5Г.

3.2 Объем замены РЗА и АУВ 13,8 кВ

Согласно Техническому заданию на разработку документации по титулу «Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС» в части РЗА и АУВ 13,8 кВ проектом необходимо предусмотреть:

- установку новых шкафов защит и РПН трансформаторов ТВ1 и ТВ2;
- подключение вновь устанавливаемых ТТ 13,8 кВ к цепям существующих защит ТБ и ТСН для ДЗТ и защит трансформатора АСН ТГ4, ТГ6;
- подключение цепей сигнализации защит трансформаторов ТВ1 и ТВ2 к существующим устройствам ЦС на АЩУ 4Г и АЩУ 5Г соответственно.

Вновь устанавливаемые устройства РЗА присоединений 13,8 кВ предполагается разместить на АЩЗ 4Г(5Г) в шкафах стандартных размеров 2000х800х600 мм (ВхШхГ) двухстороннего обслуживания с подключением кабелей снизу с дополнительным цоколем высотой 100 мм. Положение концевых выключателей дверей шкафа (как задней, так и передней) должны заводиться на дискретный вход МП терминала и по информационным каналам передаваться в АСУ ТП.

С фасадной стороны на всех шкафах (в верхней части) должно быть предусмотрено место для нанесения наименования шкафа.

Предлагаемый состав вновь устанавливаемых устройств приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Состав вновь устанавливаемых устройств и шкафов присоединений 13,8 кВ

Наименование устройства (терминала, функции)	Терминал, количество в шкафу	Шкаф, количество
1. Трансформатор собственных нужд ТВ1		
1.1. Защита ТВ1 (Комплект А)	2	1
1.2. Защита ТВ1 (Комплект В)		
1.3. АРНТ	1	1
2. Трансформатор собственных нужд ТВ2		
2.1. Защита ТВ2 (Комплект А)	2	1
2.2. Защита ТВ2 (Комплект В)		
2.3. АРНТ	1	1

Установка новых шкафов РЗА трансформаторов собственных нужд ТВ1 и ТВ2 предусматривается в помещении машинного зала на АЦЗ 4Г и АЦЗ 5Г на резервных местах.

Планы расположения вновь устанавливаемых шкафов РЗА представлены в графической части П1200-81-ИОС 5.1.1.2.1, листы 13, 14.

3.3 Релейная защита ТСН ТВ1 (ТВ2)

Для питания потребителей ГРУ-6,3 кВ при реконструкции собственных нужд Рыбинской ГЭС планируется установка двух силовых трансформаторов мощностью 4000 кВА, напряжением 13,8/6,3 кВ.

Трансформаторы собственных нужд ТВ1, ТВ2 подключаются через разъединители к шинам генераторного напряжения 13,8 кВ и к шинам ГРУ-6,3 кВ через выключатели.

Для защиты трансформатора собственных нужд ТВ1 (ТВ2) используются два взаиморезервируемых комплекта защит «Комплект А» и «Комплект В».

В «Комплекте А» защит трансформатора собственных нужд ТВ1 (ТВ2) должны быть предусмотрены следующие функции:

- дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ);
- максимальная токовая защита стороны ВН трансформатора с пуском по напряжению стороны НН (МТЗ ВН/У);
- газовая защита трансформатора и РПН (ГЗ Т, ГЗ РПН);
- контроль изоляции цепей газовой защиты трансформатора и РПН (РКИ);
- технологические защиты трансформатора (ТЗ Т);
- контроль тока на стороне 13,8 кВ для защиты от дуговых замыканий (ТК ЗДЗ) на вводе ГРУ-6,3 кВ;
- блокировка РПН при перегрузке трансформатора;
- защита от перегрузки трансформатора (ЗП);



- местная предупредительная сигнализация;
- возможность обмена информацией устройства через порты связи АСУ ТП.

Структурно-функциональная схема «Комплекта А» защит трансформатора собственных нужд ТВ1 (ТВ2) приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 8.

В «Комплекте В» защит трансформатора собственных нужд ТВ1 (ТВ2) должны быть предусмотрены следующие функции:

- дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ);
- максимальная токовая защита стороны ВН трансформатора с пуском по напряжению стороны НН (МТЗ ВН/U);
- газовая защита трансформатора и РПН (ГЗ Т, ГЗ РПН);
- контроль изоляции цепей газовой защиты трансформатора и РПН (РКИ);
- технологические защиты трансформатора (ТЗ Т);
- контроль тока на стороне 13,8 кВ для защиты от дуговых замыканий (ТК ЗДЗ) на вводе ГРУ-6,3 кВ;
- блокировки РПН при перегрузке трансформатора;
- защита от перегрузки трансформатора (ЗП);
- местная предупредительная сигнализация;
- возможность обмена информацией устройства через порты связи АСУ ТП.

Структурно-функциональная схема «Комплекта В» защит трансформатора собственных нужд ТВ1 (ТВ2) приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 9.

Вновь устанавливаемые устройства РЗА трансформатора собственных нужд ТВ1 (ТВ2) по цепям питания постоянным оперативным током подключаются к автоматическим выключателям во вновь устанавливаемых шкафах ШРОТ на АЩЗ 4Г (АЩЗ 5Г). При этом питание оперативных цепей и питание устройств РЗА осуществляется от отдельных автоматических выключателей в шкафах ШРОТ. Схема электрическая принципиальная и описание шкафов ШРОТ приведено в томе П1200-81-ИОС 5.1.3.

По цепям тока устройства РЗА трансформатора собственных нужд ТВ1 (ТВ2) требуют подключения к обмоткам трансформаторов тока (ТТ) класса точности 10PR. Комплекты защит А и В присоединения ТВ1 (ТВ2) должны подключаться на разные вторичные обмотки ТТ 13,8 кВ.

На присоединении ТВ1 (ТВ2) по стороне 13,8 кВ дополнительно устанавливается трансформатор тока с двумя вторичными обмотками классом точности 10PR для подключения к существующим микропроцессорным терминалам ЭКРА 213 0034 (Комплект А и Комплект В), установленным в существующем шкафу №3 «ШЭ1113-215UT04(05) защит ТБ и ТСН» в помещении машинного зала ГЭС. В существующих комплектах А и В дополнительно вводится контроль тока по стороне 13,8 кВ присоединения ТСН ТВ1 (ТВ2) для существующей дифференциальной защиты блочного трансформатора 4Т (5Т) соответственно. При этом существующий алгоритм действия дифференциальной защиты блочного трансформатора 4Т (5Т) в комплектах А и В - не изменяется.



Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС присоединений 13,8 кВ ТВ1 (ТВ2), а также присоединений секций ГРУ-6,3 кВ представлена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, листы 6, 7.

3.3.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора (ДЗТ)

По цепям переменного тока дифференциальная токовая защита подключается ко вторичным защитным обмоткам трансформаторов тока 13,8 и 6,3 кВ. Трансформаторы тока, к которым подключается устройство дифференциальной защиты, соединяются по схеме «звезда», при этом выравнивание векторных групп токов и исключение из замеров защиты токов нулевой последовательности осуществляется программным способом. Дифференциальная токовая защита, входящая в состав комплектов А и В защиты трансформатора собственных нужд (ТСН), должна подключаться к разным вторичным защитным обмоткам трансформаторов тока на сторонах 13,8 и 6,3 кВ трансформатора.

ДЗТ должна быть выполнена трехфазной, с торможением от максимального из токов плеч. Также должна быть предусмотрена дифференциальная токовая отсечка, выполненная без торможения. Для отстройки ДЗТ от броска тока намагничивания трансформатора в устройстве должна присутствовать блокировка по второй гармонике.

Орган контроля исправности токовых цепей должен позволять определить обрыв или замыкание вторичных цепей ДЗТ.

ДЗТ должна селективно срабатывать при внутренних повреждениях в защищаемом трансформаторе и всех видах КЗ на его выводах и не срабатывать при внешних замыканиях, бросках тока намагничивания, неполнофазных режимах, качаниях, асинхронном режиме, несинхронных включениях и при оперативных переключениях. ДЗТ при минимальных уставках по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения должна быть отстроена от однополярных бросков тока намагничивания.

ДЗТ действует на отключение:

- выключателя 220 кВ укрупненного блока генератор-трансформатор 3Г-3Т, 4Г-4Т (5Г-5Т, 6Г-6Т);
- выключателя 13,8 кВ генератора 4Г (5Г);
- выключателя 13,8 кВ смежного генератора 3Г (6Г);
- выключателя ввода 6,3 кВ с последующим АВР СВ 6,3 кВ;
- существующего ТСН-2 (только от защиты трансформатора ТВ2).

Отключение выключателя 220 кВ от ДЗТ и других защит трансформатора ТСН ТВ1 (ТВ2) выполняется через первый и второй электромагниты отключения. Также предусматривается воздействие на дискретный вход «Пуск УРОВ от защит» существующего терминала АУВ 220 кВ (терминал АУВ в шкафу ШЭ2607 019). По данному входу выполняется отключение выключателя 220 кВ блока генератор-трансформатор и пуск УРОВ этого выключателя.

Отключение выключателей генераторов 3Г, 4Г (5Г, 6Г) от ДЗТ и других защит трансформатора ТСН ТВ1 (ТВ2) выполняется через первый и второй электромагниты отключения генераторного выключателя. Также предусматривается отключение генераторного выключателя с пуском УРОВ через терминалы комплектов А и В защиты генераторов 3Г, 4Г (5Г, 6Г).



Отключение существующего трансформатора собственных нужд ТСН-2 выполняется через существующую схему защит ТСН-2. Отключение ТСН-2 выполняется только от защиты трансформатора ТВ2 и действует на период реконструкции собственных нужд ГЭС.

3.3.2 Максимальная токовая защита трансформатора (МТЗ ВН/У)

Цепи тока МТЗ подключаются к трансформаторам тока на стороне 13,8 кВ силового трансформатора ТВ1 (ТВ2). Цепи напряжения МТЗ подключаются к шинному ТН 6,3 кВ.

МТЗ трансформатора предусматривается для резервирования дифференциальной защиты трансформатора и резервирования ступени логической защиты шин (ЛЗШ) на вводе 6,3 кВ. Выдержка времени МТЗ отстроена от выдержки времени МТЗ на вводе 6,3 кВ.

Предусмотрен пуск МТЗ по снижению напряжения на шинах 6,3 кВ, а также в режиме холостого хода трансформатора (при отключенном выключателе ввода 6,3 кВ).

МТЗ трансформатора с выдержкой времени действует на отключение:

- выключателя 220 кВ укрупненного блока генератор-трансформатор 3Г-3Т, 4Г-4Т (5Г-5Т, 6Г-6Т);
- выключателя 13,8 кВ генератора 4Г (5Г);
- выключателя 13,8 кВ смежного генератора 3Г (6Г);
- выключателя ввода 6,3 кВ с запретом АВР СВ 6,3 кВ.

Отключение выключателя 220 кВ блока генератор-трансформатор и выключателей генераторов 3Г, 4Г (5Г, 6Г) от МТЗ выполняется аналогично описанному в п.1.3.1.

3.3.3 Газовая защита трансформатора и устройства РПН (ГЗ Т и ГЗ РПН)

Газовая защита является основной защитой трансформатора и устройства РПН.

В соответствии с п.12.7.2 НТП ПС (ред. 2017 г.) и п.62 Приказа №101 газовое реле защиты трансформатора и струйное реле устройства РПН должны иметь по два контакта, причем, у газового реле для каждой ступени (сигнальной и отключающей). Согласно п.62 Приказа №101 в случае установки двух устройств РЗА, в которых реализована функция ДЗТ, газовая защита должна действовать через каждое из вышеуказанных устройств.

Первая ступень ГЗ Т выполняется с действием на сигнал.

ГЗ РПН и вторая ступень ГЗ Т действуют на отключение:

- выключателя 220 кВ укрупненного блока генератор-трансформатор 3Г-3Т, 4Г-4Т (5Г-5Т, 6Г-6Т);
- выключателя 13,8 кВ генератора 4Г (5Г);
- выключателя 13,8 кВ смежного генератора 3Г (6Г);
- выключателя ввода 6,3 кВ с последующим АВР СВ 6,3 кВ;
- существующего ТСН-2 (только от защиты трансформатора ТВ2).

В соответствии с п.12.7.2 НТП ПС (ред. 2017 г.) газовая защита трансформатора и РПН должны иметь устройство контроля изоляции цепей, которое действует в случае неисправности цепей с выдержкой времени на сигнал.

Отключающие ступени газовой защиты должны иметь возможность перевода на сигнал и сигнальные ступени на отключение.

Отключение выключателя 220 кВ блока генератор-трансформатор, выключателей генераторов 3Г, 4Г (5Г, 6Г) и существующего ТСН-2 от газовой защиты выполняется аналогично описанному в п.3.3.1.



3.3.4 Технологические защиты трансформатора (ТЗ Т)

Контакты технологических защит трансформатора (контроль температуры и уровня масла в баке трансформатора, работа предохранительного клапана и т.д.) подключаются к дискретным входам терминала и действуют на сигнал либо отключение трансформатора, а именно:

- срабатывание клапанов, контроль уровня масла в баке трансформатора должно быть предусмотрено с действием на предупредительный сигнал;
- защита от перегрева по температуре масла и (или) температуре обмоток должна действовать:
 - 1 ступень - на сигнал,
 - 2 ступень - на отключение трансформатора.

Цепи оперативного тока технологических защит, действующие на отключение трансформатора, должны иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, действующее в случае неисправности цепей на сигнал.

Для отключающих технологических защит должно предусматриваться действие на отключение:

- выключателя 220 кВ укрупненного блока генератор-трансформатор 3Г-3Т, 4Г-4Т (5Г-5Т, 6Г-6Т);
- выключателя 13,8 кВ генератора 4Г (5Г);
- выключателя 13,8 кВ смежного генератора 3Г (6Г);
- выключателя ввода 6,3 кВ с последующим АВР СВ 6,3 кВ;
- существующего ТСН-2 (только от защиты трансформатора ТВ2).

В соответствии с п.62 Приказа №101 в случае установки двух устройств РЗА, в которых реализована функция ДЗТ, технологические защиты трансформатора должны действовать через каждое из вышеуказанных устройств.

Отключение выключателя 220 кВ блока генератор-трансформатор, выключателей генераторов 3Г, 4Г (5Г, 6Г) и существующего ТСН-2 от технологических защит трансформатора выполняется аналогично описанному в п.3.3.1.

3.3.5 Контроль тока для защиты от дуговых замыканий (ТК ЗДЗ)

При ДЗ в отсеке высоковольтного оборудования или ввода-вывода шкафа выключателя ввода ГРУ-6,3 кВ предусмотрен контроль тока на стороне ВН трансформатора.

3.3.6 Блокировка РПН

Устройство РПН должно блокироваться при повреждениях и неисправностях в трансформаторе, при превышении допустимого тока устройства РПН. Нормальные эксплуатационные, аварийные перегрузки трансформатора (если ток не превышает 200% номинального тока РПН) не могут ограничить работу РПН.

Блокировка РПН выполняется при превышении уставки по току в любой из фаз тока стороны ВН.

Дополнительно должна быть предусмотрена возможность блокировки устройства РПН при появлении сигнала «Низкий уровень масла в баке РПН».



3.3.7 Защита от перегрузки (ЗП)

Защита от перегрузки предназначена для сигнализации при длительном протекании через обмотки трансформатора токов выше длительно допустимого уровня. Защита от перегрузки обмотки ВН трансформатора должна выполняться в трехфазном исполнении и действовать на сигнал с выдержкой времени.

3.3.8 Сигнализация и измерение на присоединении 13,8 кВ

Шкафы защиты трансформатора собственных нужд ТВ1 и ТВ2 предлагается подключить по цепям аварийной и предупредительной сигнализации к панелям сигнализации блоков 2Б и 3Б соответственно.

Предлагается выполнить подключение обобщенного сигнала о срабатывании или неисправности защит к соответствующим световым табло на панелях управления блоков генераторов ГА4 и ГА5 в ЦПУ.

На присоединении ТВ1 (ТВ2) 13,8 кВ установлен трансформатор тока с двумя вторичными обмотками классом точности 0,2S/10PR. К обмотке с классом точности 0,2S подключается многофункциональный измерительный преобразователь, осуществляющий измерение тока и мощности присоединения. Многофункциональные измерительные преобразователи устанавливаются в шкаф АРНТ.

3.4 Релейная защита трансформатора агрегатных собственных нужд TG4 (TG6)

Для питания потребителей РУ 0,4 кВ агрегатных собственных нужд генераторов 4Г (6Г) Рыбинской ГЭС планируется установка двух силовых трансформаторов мощностью 400 кВА, напряжением 13,8/0,4 кВ. Трансформаторы агрегатных собственных нужд TG4, TG6 подключаются «глухо» к шинам генераторного напряжения 13,8 кВ. На сторонах низшего напряжения 0,4 кВ трансформаторы подключаются к шинам РУ 0,4 кВ СН ГА через автоматические выключатели.

Защита трансформатора агрегатных собственных нужд TG4 (TG6) выполнена в существующих микропроцессорных терминалах ЭКРА 213 0034 (Комплект А и В), установленных в существующем шкафу №3 «ШЭ1113-215UT04(06) защит ТБ и ТСН» в помещении машинного зала ГЭС.

В двух взаиморезервируемых существующих комплектах (А и В) для защиты трансформатора агрегатных собственных нужд предусмотрены следующие функции:

- токовая отсечка (ТО);
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- защита от перегрузки (ЗП);
- технологические защиты трансформатора (ТЗ Т) – контроль температуры, с действием на сигнал;
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) 0,4 кВ, с действием на отключение вводного выключателя РУ 0,4 кВ СН ГА.

Для подключения существующих устройств РЗА трансформатора агрегатных собственных нужд TG4 (TG6) по цепям тока предусмотрены трансформаторы тока (ТТ) класса точности 10PR. Комплекты защит А и В присоединения TG4 (TG6) подключаются на разные вторичные обмотки ТТ 13,8 кВ и ТТ в нейтрали 0,4 кВ.



Существующий алгоритм действия токовых защит трансформатора агрегатных собственных нужд в существующих микропроцессорных терминалах ЭКРА 213 0034 (Комплект А и В) - не изменяется.

Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС присоединений 13,8 кВ TG4 (TG6) представлена П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 6.

На присоединении TG4 (TG6) 13,8 кВ установлен трансформатор тока с двумя вторичными обмотками классом точности 0,2S/10PR. К обмотке с классом точности 0,2S подключается многофункциональный измерительный преобразователь, осуществляющий измерение тока и мощности присоединения. Многофункциональные измерительные преобразователи устанавливаются в помещении осциллографов серверной АСУ ТП ЦПУ, в существующем шкафу автоматизации №1 системы ТМиС.

3.5 Основные проектные решения в части АРНТ СН ГЭС

Для питания потребителей ГРУ-6,3 кВ при реконструкции собственных нужд Рыбинской ГЭС предусматривается установка двух масляных силовых трансформаторов ТВ1 и ТВ2 мощностью 4000 кВА, напряжением 13,8/6,3 кВ с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Применение устройства РПН обусловлено возможными колебаниями напряжения в сети 220 кВ при работе генераторов ГЭС в режиме синхронных компенсаторов и необходимостью поддержания напряжения на шинах СН РГЭС в диапазоне от 100%Uном в минимальном режиме до 105 % Uном в максимальном режиме.

Для питания потребителей КРУН-6,3 кВ при реконструкции собственных нужд Рыбинской ГЭС предусматривается установка двух сухих силовых трансформаторов TN2.1 и TN2.2 мощностью 1000 кВА, напряжением 6,3/0,4 кВ с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Применение устройства РПН обусловлено изменением напряжения на шинах 6,3 кВ в пределах от 0,96Uном до 1,1Uном при колебаниях напряжения в сети 220 кВ и необходимостью поддержания напряжения на шинах СН РГЭС в диапазоне от 100%Uном в минимальном режиме до 105 % Uном в максимальном режиме.

3.5.1 АРНТ трансформатора ТСН 13,8/6,3 кВ

Для регулирования напряжения трансформаторов собственных нужд ТВ1 (ТВ2) используется комплект с терминалом автоматического регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой.

Комплект АРНТ должен обеспечивать управление приводом переключателя устройства РПН трансформатора, индикацию положения и неисправности привода.

Комплект должен позволять реализовать следующие функции автоматики:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах (автоматическое регулирование коэффициента трансформации (АРНТ));
- ручное или дистанционное регулирование напряжения;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках по току;
- блокировку РПН при превышении $3U_0$;
- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;

- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания;
- формирование импульсных команд управления электроприводом РПН;
- контроль исправности цепей регулирования приводного механизма.

Комплект должен предусматривать три режима регулирования напряжения:

- автоматический;
- местный (со шкафа РПН);
- дистанционный (от команд АСУ ТП «сухими» контактами).

Выбор режима управления осуществляется с помощью оперативного переключателя «Режим управления РПН», устанавливаемого в шкафу РПН.

Автоматическое регулирование напряжения осуществляется терминалом автоматического регулирования коэффициента трансформации при отсутствии сигналов «Запрет автоматического регулирования» и «Телеуправление».

В автоматическом режиме терминал обеспечивает поддержание заданного уровня напряжения на секции шин при отклонениях в первичной сети. Производится автоматическая компенсация падения напряжения в зависимости от тока нагрузки, для более точного поддержания уровня напряжения у потребителя.

Работа РПН в автоматическом режиме блокируется при:

- перегрузке по току трансформатора;
- перенапряжении;
- пониженном напряжении;
- возникновении однофазных замыканий на землю;
- наличии внешних сигналов блокировки (перегрузки РПН по току или понижении уровня масла в баке РПН, снижении температуры масла в баке РПН ниже минус 25°C, неисправности цепей привода РПН);
- достижении начальной или конечной ступени РПН.

При наличии блокировки срабатывает выходное реле «Блокировка АРНТ».

Реле «Неисправность» срабатывает при возникновении внешней неисправности РПН:

- обнаружении неисправности привода РПН (переключение не началось, переключение не завершилось, самопроизвольное переключение);
- переводе терминала в режим тестирования;
- выводе терминала из работы.

В случае возникновения самопроизвольного переключения терминал формирует сигнал для отключения приводного механизма через выходное реле «Отключение питания ПМ» после снятия сигнала с дискретного входа «Переключение».

В местном режиме регулирование напряжения осуществляется ключом со шкафа РПН, устанавливаемого на АЦЗ 4Г(5Г). Команды от ключа воздействуют на дискретные входы терминала «Прибавить», «Убавить» (при наличии сигнала на входе «Запрет автоматического регулирования» и отсутствии сигнала на входе «Телеуправление») и на реле-повторители команд «Прибавить», «Убавить».

В дистанционном режиме регулирование осуществляется «сухими» контактами от системы АСУ ТП через дискретные входы терминала «Прибавить по ТУ», «Убавить по ТУ» (при наличии сигнала на входе «Телеуправление») и реле-повторители команд «Прибавить», «Убавить».



Для любого режима управления в комплекте АРНТ должны предусматриваться блокировки, не позволяющие производить переключение устройства при токе, превышающем допустимый ток для данного переключающего устройства, низком уровне масла в баке РПН и при понижении температуры масла в баке контактора РПН ниже минус 25°C.

Блокирование работы терминала осуществляется переводом оперативного переключателя «Режим управления РПН» в положение «Запрет управления».

В комплекте должна быть организована звуковая и световая сигнализация неисправности РПН трансформатора ТВ1 (ТВ2):

- «Неисправность цепей регулирования»;
- «Неисправность терминала АРНТ или РПН трансформатора ТВ1 (ТВ2)» с выходом на звуковую и световую сигнализацию в шкаф ЦС.

На лицевой панели терминала АРНТ должны быть установлены светодиоды сигнализации работы, блокировки или неисправности РПН. Снятие светодиодной сигнализации с терминала осуществляется нажатием кнопки «Сброс сигнализации», воздействующей на вход «Сброс».

В АСУ ТП предусматриваются сигналы отказа терминала АРНТ, крайних ступеней РПН, положений переключателя «Режим управления РПН», переключения РПН и блокировки регулирования.

В шкафу РПН должны быть установлены:

- цифровой указатель положения РПН для индикации положения ступени РПН т-ра ТВ1 (ТВ2);
- лампы «Переключение РПН», «Регулирование заблокировано».

Структурно-функциональная схема автоматики регулирования напряжения трансформатора собственных нужд ТВ1 (ТВ2) приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 10.

3.5.2 АРНТ трансформатора 6,3/0,4 кВ АСН

Для регулирования напряжения трансформатора АСН TN2.1 (TN2.2) используется комплект с терминалом автоматического регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой.

Комплект АРНТ должен обеспечивать управление приводом переключателя устройства РПН трансформатора, индикацию положения и неисправности привода.

Комплект должен позволять реализовать следующие функции автоматики:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах (автоматическое регулирование коэффициента трансформации (АРНТ));
- ручное или дистанционное регулирование напряжения;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках по току;
- появлении напряжения обратной последовательности;
- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания;
- формирование импульсных команд управления электроприводом РПН;

- контроль исправности цепей регулирования приводного механизма.

Комплект должен предусматривать три режима регулирования напряжения:

- автоматический;
- местный (со шкафа АРНТ);
- дистанционный (от команд АСУ ТП «сухими» контактами).

Выбор режима управления осуществляется с помощью оперативного переключателя «Режим управления РПН», установленного в шкафу АРНТ.

Автоматическое регулирование напряжения осуществляется терминалом автоматического регулирования коэффициента трансформации при отсутствии сигналов «Запрет автоматического регулирования» и «Телеуправление».

В автоматическом режиме терминал обеспечивает поддержание заданного уровня напряжения на секции шин при отклонениях в первичной сети. Производится автоматическая компенсация падения напряжения в зависимости от тока нагрузки, для более точного поддержания уровня напряжения у потребителя.

Работа РПН в автоматическом режиме блокируется при:

- перегрузке по току трансформатора;
- перенапряжении;
- пониженном напряжении;
- появлении напряжения обратной последовательности;
- наличии внешних сигналов блокировки (перегрузки РПН по току, неисправности цепей привода РПН);
- достижении начальной или конечной ступени РПН.

При наличии блокировки срабатывает выходное реле «Блокировка АРНТ».

Реле «Неисправность» срабатывает при возникновении внешней неисправности РПН:

- обнаружении неисправности привода РПН (переключение не началось, переключение не завершилось, самопроизвольное переключение);
- переводе терминала в режим тестирования;
- выводе терминала из работы.

В случае возникновения самопроизвольного переключения терминал формирует сигнал для отключения приводного механизма через выходное реле «Отключение питания ПМ» после снятия сигнала с дискретного входа «Переключение».

В местном режиме регулирование напряжения осуществляется ключом установленным в шкафу АРНТ. Команды от ключа воздействуют на дискретные входы терминала «Прибавить», «Убавить» (при наличии сигнала на входе «Запрет автоматического регулирования» и отсутствии сигнала на входе «Телеуправление») и на реле-повторители команд «Прибавить», «Убавить».

В дистанционном режиме регулирование осуществляется «сухими» контактами от системы АСУ ТП через дискретные входы терминала «Прибавить по ТУ», «Убавить по ТУ» (при наличии сигнала на входе «Телеуправление») и реле-повторители команд «Прибавить», «Убавить».

Для любого режима управления в комплекте АРНТ должны предусматриваться блокировки, не позволяющие производить переключение устройства при токе, превышающем допустимый ток для данного переключающего устройства.

Блокирование работы терминала осуществляется переводом оперативного переключателя «Режим управления РПН» в положение «Запрет управления».



В комплекте должна быть организована звуковая и световая сигнализация неисправности РПН трансформатора АСН TN2.1 (TN2.2):

- «Неисправность цепей регулирования»;
- «Неисправность терминала АРНТ или РПН трансформатора АСН TN2.1 (TN2.2)» с выходом на звуковую и световую сигнализацию в шкаф ЦС.

На лицевой панели терминала АРНТ должны быть установлены светодиоды сигнализации работы, блокировки или неисправности РПН. Снятие светодиодной сигнализации с терминала осуществляется нажатием кнопки «Сброс сигнализации», воздействующей на вход «Сброс».

В АСУ ТП предусматриваются сигналы отказа терминала АРНТ, крайних ступеней РПН, положений переключателя «Режим управления РПН», переключения РПН и блокировки регулирования.

В шкафу АРНТ должны быть установлены:

- цифровой указатель положения РПН для индикации положения ступени РПН трансформатора АСН TN2.1 (TN2.2);
- лампы «Переключение РПН», «Регулирование заблокировано».

Структурно-функциональная схема автоматики регулирования напряжения трансформатора АСН TN2.1 (TN2.2) приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 11.



4 Основные проектные решения РЗА и АУВ элементов 6,3 кВ СН ГЭС

4.1 Краткое описание и объем замены существующей РЗА и АУВ 6,3 кВ

Согласно требованиям к проектным решениям, электрическая сеть СН должна быть выполнена классом напряжения 6,3 кВ. В связи с этим проектом предусматривается замена существующего закрытого распределительного устройства напряжением 3,15 кВ с двумя системами шин и шиносоединительным выключателем на ГРУ-6,3 кВ, а также установка нового КРУН-6,3 кВ с питанием от обмотки низкого напряжения 6,3 кВ автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2. РЗА существующих элементов 3,15 кВ выполнена на электромеханических реле и подлежит демонтажу.

Согласно Техническому заданию на разработку документации по титулу «Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС» в части РЗА ГРУ-6,3 кВ и КРУН-6,3 кВ предусматривается:

- выполнение РЗА на базе современных микропроцессорных устройств;
- управление выключателями 6,3 кВ по месту из шкафа КРУ 6 кВ и по цепям АСУ ТП;
- система сигнализации на базе современных микропроцессорных устройств с размещением в ячейках СР 6,3 кВ с передачей обобщённых сигналов в шкаф центральной сигнализации на ЦПУ

В части АСУ ТП предусматривается телеизмерение тока и напряжения 6,3 кВ с передачей в систему АСУ ТП станции при помощи измерительных приборов, устанавливаемых в шкафах 6,3 кВ ГРУ и КРУН 6,3 кВ.

4.2 Релейная защита и АУВ присоединений ГРУ- 6,3 кВ

4.2.1 Релейная защита и автоматика управления выключателем ввода 6,3 кВ от трансформатора собственных нужд 13,8/6,3 кВ

Для защиты и управления выключателем ввода 6,3 кВ от трансформатора собственных нужд (ТСН) предусматривается терминал РЗА, позволяющий реализовать следующие функции РЗА и АУВ:

- ЛЗШ с блокировкой от МТЗ отходящих линий 6,3 кВ и МТЗ СВ 6,3 кВ с действием на отключение;
- ступень ненаправленной МТЗ с выдержкой времени (резервная ступень к МТЗ СВ 6,3 кВ и МТЗ отходящих линий 6,3 кВ) с действием на отключение, с возможностью пуска по напряжению;
- ускорение МТЗ при включении выключателя;
- контроль напряжения на секции шин 6,3 кВ;
- контроль исправности цепей напряжения;
- отключение вводного выключателя 6,3 кВ от защит ТСН. Отключение предусматривается как через дискретные входы терминала РЗА и АУВ ввода 6,3 кВ, так и через модуль управления выключателем ввода 6,3 кВ (через промреле отключения);
- отключение вводного выключателя 6,3 кВ при снижении напряжения на шинах 6,3 кВ с последующим АВР СВ 6,3 кВ с контролем напряжения на смежной секции;



- отключение вводного выключателя 6,3 кВ от УРОВ СВ 6,3 кВ и УРОВ отходящих линий 6,3 кВ с запретом АВР СВ 6,3 кВ;
- отключение вводного выключателя 6,3 кВ от ЗДЗ секции 6,3 кВ с запретом АВР СВ 6,3 кВ;
- формирование сигнала УРОВ при отказе вводного выключателя 6,3 кВ с действием на отключение:
 - 1) выключателя 220 кВ укрупненного блока генератор-трансформатор 3Г-3Т, 4Г-4Т (5Г-5Т, 6Г-6Т);
 - 2) выключателя 13,8 кВ генератора 4Г (5Г);
 - 3) выключателя 13,8 кВ смежного генератора 3Г (6Г);
 - 4) существующего ТСН-2 (только для ввода 6,3 кВ от т-ра ТВ2).
- автоматику управления выключателем 6,3 кВ;
- диагностику ресурса выключателя;
- местную, предупредительную и аварийную сигнализацию;
- возможность обмена информацией устройства через порты связи АСУ ТП.

Отключение выключателя 220 кВ от УРОВ ввода 6,3 кВ выполняется через первый и второй электромагниты отключения. Также предусматривается воздействие на дискретный вход «Пуск УРОВ от защит» существующего терминала АУВ 220 кВ (терминал АУВ в шкафу ШЭ2607 019). По данному входу выполняется отключение выключателя 220 кВ блока генератор-трансформатор и пуск УРОВ этого выключателя.

Отключение выключателей 13,8 кВ генераторов 3Г, 4Г (5Г, 6Г) от УРОВ ввода 6,3 кВ выполняется через первый и второй электромагниты отключения генераторных выключателей. Также предусматривается отключение генераторных выключателей с пуском УРОВ через терминалы комплектов А и В защиты генераторов 3Г, 4Г (5Г, 6Г).

Структурно-функциональная схема РЗА и АУВ ввода 6,3 кВ ТСН приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 12.

4.2.2 Релейная защита и автоматика управления СВ 6,3 кВ

Для защиты и управления секционным выключателем 6,3 кВ предусматривается терминал РЗА, позволяющий реализовать следующие функции РЗА и АУВ:

- ЛЗШ 6,3 кВ с блокировкой от МТЗ отходящих линий 6,3 кВ смежных секций с действием на отключение;
- ступень ненаправленной МТЗ с выдержкой времени (резервная ступень к МТЗ отходящих линий 6,3 кВ) с действием на отключение, с возможностью пуска по напряжению;
- ускорение МТЗ при включении выключателя;
- контроль напряжения на секции шин 6,3 кВ;
- контроль исправности цепей напряжения;
- включение СВ 6,3 кВ при отключении ввода 6,3 кВ от защиты по снижению напряжения на секции 6,3 кВ или от защит ТСН с последующим АВР;
- отключение СВ 6,3 кВ от УРОВ отходящих линий 6,3 кВ смежных секций;
- отключение СВ 6,3 кВ от ЗДЗ смежных секций 6,3 кВ;
- формирование сигнала УРОВ на отключение выключателей вводов 6,3 кВ от ТСН смежных секций при отказе секционного выключателя 6,3 кВ;

- выдачу сигнала пуска МТЗ для блокировки ЛЗШ вводов 6,3 кВ от ТСН смежных секций;
- автоматику управления выключателем 6,3 кВ;
- диагностику ресурса выключателя;
- местную, предупредительную и аварийную сигнализацию;
- возможность обмена информацией устройства через порты связи АСУ ТП.

Структурно-функциональная схема РЗА и АУВ СВ 6,3 кВ приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 13.

4.2.3 Релейная защита и автоматика управления выключателем отходящей линии 6,3 кВ к трансформатору 6,3/0,4 кВ

Для защиты и управления выключателем отходящей линии 6,3 кВ к трансформатору 6,3/0,4 кВ предусматривается терминал РЗА, позволяющий реализовать следующие функции РЗА и АУВ:

- ступень токовой отсечки с действием на отключение;
- ступень ненаправленной МТЗ с выдержкой времени с действием на отключение;
- ступень перегрузки по току с действием на сигнал;
- ускорение МТЗ при включении выключателя;
- защиту от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал;
- выдачу сигнала пуска МТЗ для блокировки ЛЗШ ввода 6,3 кВ от ТСН и СВ 6,3 кВ;
- формирование сигнала УРОВ на отключение выключателя ввода 6,3 кВ от ТСН и СВ 6,3 кВ при отказе своего выключателя;
- отключение от ЗДЗ при ДЗ в отсеке ввода/вывода шкафа отходящей линии 6,3 кВ с контролем по току питающих элементов секции 6,3 кВ;
- сигнализацию от технологических защит трансформатора 6,3/0,4 кВ (термодатчики);
- автоматику управления выключателем 6,3 кВ;
- диагностику ресурса выключателя;
- местную, предупредительную и аварийную сигнализацию;
- возможность обмена информацией устройства через порты связи АСУ ТП.

Структурно-функциональная схема РЗА и АУВ отходящей линии 6,3 кВ к ТСН приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 14.

4.2.4 Релейная защита шинного ТН 6,3 кВ

Для релейной защиты шинного трансформатора напряжения 6,3 кВ используется терминал, позволяющий реализовать следующие функции:

- контроль напряжения секции шин 6,3 кВ;
- контроль исправности цепей напряжения;
- защиту от замыканий на землю по напряжению нулевой последовательности с действием на сигнал;
- контроль положения автоматов: цепей напряжения, внешних цепей (например, ЗДЗ);
- местную, предупредительную сигнализацию;
- возможность обмена информацией устройства через порты связи АСУ ТП.

Структурно-функциональная схема защиты шинного ТН 6,3 кВ приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 15.

4.2.5 Логическая защита шин 6,3 кВ (ЛЗШ)

Для быстрого отключения повреждения на шинах 6,3 кВ используется логическая защита шин, реализуемая на базе устройств РЗА отходящих линий 6,3 кВ, вводного выключателя 6,3 кВ и СВ 6,3 кВ.

При КЗ на отходящих линиях 6,3 кВ выдается сигнал пуска МТЗ от терминалов РЗА линий на блокировку ЛЗШ, при этом отключение ввода 6,3 кВ или СВ 6,3 кВ от ЛЗШ блокируется. При возникновении КЗ на шинах 6,3 кВ и отсутствии пуска токовых защит на отходящих линиях 6,3 кВ выполняется отключение вводного выключателя 6,3 кВ или СВ 6,3 кВ от ЛЗШ с выдержкой времени порядка 0,1-0,2 с.

Предлагается схемное решение с параллельным соединением выходных нормально разомкнутых контактов реле пуска МТЗ отходящих линий 6,3 кВ с формированием шинок блокировки ЛЗШ ввода 6,3 кВ и СВ 6,3 кВ.

4.2.6 Автоматика управления выключателем 6,3 кВ

В шкафах ГРУ-6,3 кВ предусмотрена установка вакуумных выключателей с модулем управления. Модуль управления обеспечивает выполнение функций управления выключателем и сигнализации с идентификацией типа неисправности.

Предусматривается управление выключателем 6,3 кВ:

- от ключа управления в шкафу ГРУ 6,3 кВ;
- от команды АСУ ТП «сухими» контактами.

Выбор режима управления осуществляется переключателем «М/АСУ», расположенным в шкафу ГРУ 6,3 кВ.

Команды управления поступают на дискретные входы терминала защиты и АУВ в шкафу ГРУ-6,3 кВ. Кроме того, отключение от ключа управления и от АСУ ТП выполняется через модуль управления выключателем. Согласно рекомендациям производителей выключателей с модулем управления, цепи управления, выходящие за пределы распроектированного устройства, следует подключать к модулю управления через установленное рядом промреле.

Автоматика управления выключателем 6,3 кВ должна обеспечивать:

- включение выключателя от ключа управления или от команды АСУ ТП («сухими» контактами);
- отключение выключателя от ключа управления или от команды АСУ ТП («сухими» контактами), а также от защит, действующих на отключение, и УРОВ;
- отключение выключателя при включении на КЗ с блокировкой цепи включения на все время присутствия сигналов на включение (блокировка от «прыгания»);
- блокировку включения при неготовности модуля управления;
- формирование сигнала о неисправности цепей управления;
- сигнализацию при исчезновении оперативного тока модуля управления или неисправности модуля управления;
- сигнализацию неисправности коммутационного модуля.



4.2.7 Защита от дуговых замыканий секции 6,3 кВ

Согласно требованиям Технической политики Группы РусГидро (п.3.9.4.16) в шкафах секций ГРУ- 6,3 кВ предусматривается защита от дуговых замыканий (ЗДЗ).

Устройство ЗДЗ должно иметь волоконно-оптические датчики дуги, устанавливаемые в контролируемых отсеках шкафа ГРУ-6,3 кВ для фиксации появления дугового замыкания, а также выходные реле для подключения к исполнительным органам.

Устройство должно обеспечивать:

- фиксацию возникновения световой вспышки от электрической дуги в отсеках шкафа ГРУ- 6,3 кВ;
- прием дискретного сигнала разрешения от токовых защит питающих элементов секции 6,3 кВ (ввода 6,3 кВ, СВ 6,3 кВ, ТСН 13,8/6,3 кВ на стороне ВН);
- выдачу управляющих сигналов в цепи релейной защиты и автоматики для отключения аварийного участка;
- организацию выходных сигналов УРОВ и запрета АВР;
- сигнализацию срабатывания или неисправности регистратора дугового замыкания и волоконно-оптических датчиков.

Защита от дуговых замыканий секции 6,3 кВ предусматривает:

- a) отключение ввода 6,3 кВ от ТСН 13,8/6,3 кВ при ДЗ на сборных шинах секции, в отсеках высоковольтного оборудования шкафов отходящих линий 6,3 кВ секции и СВ 6,3 кВ, в отсеках шкафов шинного ТН 6,3 кВ и СР 6,3 кВ (для секции со шкафом СР) с контролем по току ввода 6,3 кВ и запретом АВР СВ 6,3 кВ;
- b) отключение СВ 6,3 кВ: при ДЗ на сборных шинах секции 6,3 кВ, в отсеках высоковольтного оборудования шкафов отходящей линии 6,3 кВ и ввода 6,3 кВ от ТСН, в отсеках шкафов шинного ТН 6,3 кВ и СР 6,3 кВ с контролем по току СВ 6,3 кВ.

Отключение СВ 6,3 кВ при ДЗ в отсеке ввода-вывода шкафа СВ 6,3 кВ (для секции, которой принадлежит СВ 6,3 кВ) с контролем по току питающего ввода 6,3 кВ;

- c) отключение выключателя отходящей линии 6,3 кВ при ДЗ в отсеке ввода-вывода шкафа линии с контролем по току питающих элементов секции 6,3 кВ;
- d) отключение:
 - выключателя 220 кВ укрупненного блока генератор-трансформатор 3Г-3Т, 4Г-4Т (5Г-5Т, 6Г-6Т);
 - выключателя 13,8 кВ генератора 4Г (5Г);
 - выключателя 13,8 кВ смежного генератора 3Г (6Г);
 - существующего ТСН-2 (только для ввода 6,3 кВ т-ра ТВ2)

при ДЗ в отсеке высоковольтного оборудования или ввода-вывода шкафа выключателя ввода 6,3 кВ с контролем по току на стороне 13,8 кВ.

Отключение выключателя 220 кВ выполняется через первый и второй электромагниты отключения. Также предусматривается воздействие на дискретный вход «Пуск УРОВ от защит» существующего терминала АУВ 220 кВ (терминал АУВ в шкафу ШЭ2607 019). По данному входу выполняется отключение выключателя 220 кВ блока генератор-трансформатор и пуск УРОВ этого выключателя.

Отключение выключателей 13,8 кВ генераторов 3Г, 4Г (5Г, 6Г) от УРОВ ввода 6,3 кВ выполняется через первый и второй электромагниты отключения генераторных



выключателей. Также предусматривается отключение генераторных выключателей с пуском УРОВ через терминалы комплектов А и В защиты генераторов 3Г, 4Г (5Г, 6Г).

4.3 Релейная защита и АУВ присоединений КРУН - 6,3 кВ

4.3.1 Релейная защита и автоматика управления выключателем ввода 6,3 кВ от автотрансформатора

Для защиты и управления выключателем ввода 6,3 кВ от автотрансформатора (АТ) предусматривается терминал РЗА, позволяющий реализовать следующие функции РЗА и АУВ:

- ЛЗШ с блокировкой от МТЗ отходящей линии 6,3 кВ и МТЗ СВ 6,3 кВ с действием на отключение;
- ступень ненаправленной МТЗ с выдержкой времени (резервная ступень к МТЗ СВ 6,3 кВ и МТЗ отходящих линий 6,3 кВ) с действием на отключение, с возможностью пуска по напряжению;
- ускорение МТЗ при включении выключателя;
- контроль напряжения на секции шин 6,3 кВ;
- контроль исправности цепей напряжения;
- отключение вводного выключателя 6,3 кВ от основной защиты АТ, резервной защиты стороны ВН и СН АТ, ДЗО НН с последующим АВР СВ 6,3 кВ. Отключение предусматривается как через дискретные входы терминала РЗА и АУВ ввода 6,3 кВ, так и через модуль управления выключателем ввода 6,3 кВ (через промреле отключения);
- отключение вводного выключателя 6,3 кВ при снижении напряжения на шинах 6,3 кВ с последующим АВР СВ 6,3 кВ с контролем встречного напряжения на смежной секции 6,3 кВ;
- отключение вводного выключателя 6,3 кВ от ЗДЗ секции 6,3 кВ с запретом АВР СВ 6,3 кВ;
- отключение вводного выключателя 6,3 кВ от УРОВ СВ 6,3 кВ и УРОВ отходящих линий 6,3 кВ с запретом АВР СВ 6,3 кВ;
- формирование сигнала УРОВ на отключение выключателей на сторонах ВН и СН АТ при отказе вводного выключателя 6,3 кВ. Отключение от УРОВ ввода 6,3 кВ предполагается выполнить через существующие 1-ый и 2-ой комплекты основной защиты АТ (комплекты 042 в составе существующих шкафов ШЭ2607 042 и ШЭ2607 042043);
- автоматику управления выключателем 6,3 кВ;
- диагностику ресурса выключателя;
- местную, предупредительную и аварийную сигнализацию;
- возможность обмена информацией устройства через порты связи АСУ ТП.

Структурно-функциональная схема РЗА и АУВ ввода 6,3 кВ от автотрансформатора приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 17.

4.3.2 Релейная защита и автоматика управления СВ 6,3 кВ

Для защиты и управления секционным выключателем 6,3 кВ предусматривается терминал РЗА, позволяющий реализовать следующие функции РЗА и АУВ:



- ЛЗШ 6,3 кВ с блокировкой от МТЗ отходящих линий 6,3 кВ смежных секций с действием на отключение;
- ступень ненаправленной МТЗ с выдержкой времени (резервная ступень к МТЗ отходящих линий 6,3 кВ) с действием на отключение, с возможностью пуска по напряжению;
- ускорение МТЗ при включении выключателя;
- контроль напряжения на секции шин 6,3 кВ;
- контроль исправности цепей напряжения;
- включение СВ 6,3 кВ при отключении ввода 6,3 кВ от защиты по снижению напряжения на секции 6,3 кВ или от защит АТ либо ДЗО НН с последующим АВР;
- отключение СВ 6,3 кВ от УРОВ отходящих линий 6,3 кВ смежных секций;
- отключение СВ 6,3 кВ от ЗДЗ смежных секций 6,3 кВ;
- формирование сигнала УРОВ на отключение выключателей вводов 6,3 кВ от АТ смежных секций при отказе секционного выключателя 6,3 кВ;
- выдачу сигнала пуска МТЗ для блокировки ЛЗШ вводов 6,3 кВ от АТ смежных секций;
- автоматику управления выключателем 6,3 кВ;
- диагностику ресурса выключателя;
- местную, предупредительную и аварийную сигнализацию;
- возможность обмена информацией устройства через порты связи АСУ ТП.

Структурно-функциональная схема РЗА и АУВ СВ 6,3 кВ приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 18.

4.3.3 Релейная защита и автоматика управления выключателем линии 6,3 кВ к трансформатору 6,3/0,4 кВ

Для защиты и управления выключателем линии 6,3 кВ к трансформатору 6,3/0,4 кВ предусматривается терминал РЗА, позволяющий реализовать следующие функции РЗА и АУВ:

- ступень токовой отсечки с действием на отключение;
- ступень ненаправленной МТЗ с выдержкой времени с действием на отключение;
- ступень перегрузки по току с действием на сигнал;
- ускорение МТЗ при включении выключателя;
- защиту от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал;
- выдачу сигнала пуска МТЗ для блокировки ЛЗШ ввода 6,3 кВ от АТ и СВ 6,3 кВ;
- формирование сигнала УРОВ на отключение выключателя ввода 6,3 кВ от АТ и СВ 6,3 кВ при отказе своего выключателя;
- отключение от ЗДЗ при ДЗ в отсеке ввода/вывода шкафа линии 6,3 кВ к трансформатору 6,3/0,4 кВ с контролем по току питающих элементов секции 6,3 кВ;
- сигнализацию от технологических защит трансформатора 6,3/0,4 кВ (термодатчики);
- автоматику управления выключателем 6,3 кВ;
- диагностику ресурса выключателя;
- местную, предупредительную и аварийную сигнализацию;
- возможность обмена информацией устройства через порты связи АСУ ТП.

Структурно-функциональная схема РЗА и АУВ линии 6,3 кВ к ТСН приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 19.

4.3.4 Релейная защита шинного ТН 6,3 кВ

Для релейной защиты шинного трансформатора напряжения 6,3 кВ используется терминал, позволяющий реализовать следующие функции:

- контроль напряжения секции шин 6,3 кВ;
- контроль исправности цепей напряжения;
- защиту от замыканий на землю по напряжению нулевой последовательности с действием на сигнал;
- контроль положения автоматов: цепей напряжения, внешних цепей (например, ЗДЗ);
- местную, предупредительную сигнализацию;
- возможность обмена информацией устройства через порты связи АСУ ТП.

Структурно-функциональная схема защиты шинного ТН 6,3 кВ приведена в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, лист 20.

4.3.5 Дифференциальная защита ошиновки стороны НН (ДЗО НН) автотрансформатора

Подключение вновь устанавливаемых ячеек КРУН-6,3 кВ к стороне НН автотрансформатора предусматривается кабелем ВВГнг(А)-LS-6 (3х240). Для защиты кабельного участка от стороны НН автотрансформатора до вводной ячейки КРУН-6,3 кВ предполагается использовать существующую защиту ДЗО НН (комплект 043 в составе шкафа ШЭ 2607 042043). ДЗО НН является быстродействующей защитой с абсолютной селективностью, с действием без выдержки времени на отключение всех сторон автотрансформатора (ВН, СН и НН).

По токовым цепям ДЗО НН уже подключена к защитной обмотке 10Р трансформатора тока с Ктт=3000/5 на стороны НН автотрансформатора. Со стороны вновь устанавливаемой ячейки ввода КРУН-6,3 кВ предполагается подключение к отдельной защитной обмотке трансформатора тока с Ктт=3000/5.

Отключение всех сторон автотрансформатора от ДЗО НН выполняется через 1-ый и 2-ой комплекты ДЗТ АТ (согласно типовым решениям фирмы ЭКРА). При этом отключение сторон ВН и СН автотрансформатора предусматривается с последующим запретом АПВ, а отключение ввода стороны НН АТ выполняется с последующим АВР СВ 6,3 кВ.

4.3.6 Логическая защита шин 6,3 кВ (ЛЗШ)

Для быстрого отключения повреждения на шинах 6,3 кВ используется логическая защита шин, реализуемая на базе устройств РЗА отходящей линии 6,3 кВ, вводного выключателя 6,3 кВ, СВ 6,3 кВ.

При КЗ на отходящей линии 6,3 кВ выдается сигнал пуска МТЗ от терминала РЗА линии на блокировку ЛЗШ, при этом отключение ввода 6,3 кВ или СВ 6,3 кВ от ЛЗШ блокируется. При возникновении КЗ на шинах 6,3 кВ и отсутствии пуска токовых защит на отходящей линии 6,3 кВ выполняется отключение вводного выключателя 6,3 кВ или СВ 6,3 кВ с выдержкой времени порядка 0,1-0,2 с.



4.3.7 Автоматика управления выключателем 6,3 кВ

В шкафах КРУН-6,3 кВ предусмотрена установка вакуумных выключателей с модулем управления. Модуль управления обеспечивает выполнение функций управления выключателем и сигнализации с идентификацией типа неисправности.

Предусматривается управление выключателем 6,3 кВ:

- от ключа управления;
- от команды АСУ ТП «сухими» контактами.

Выбор режима осуществляется переключателем.

Для СВ 6,3 кВ и выключателей 6,3 кВ отходящих линий ключ управления и ключ выбора режима «М/АСУ» устанавливаются в соответствующих шкафах КРУН-6,3 кВ.

Для выключателя ввода 6,3 кВ от АТ ключ управления и ключ выбора режима «ГЩУ/АСУ» устанавливаются на существующей панели управления АТ в составе ГЩУ в помещении ЦПУ.

Команды управления поступают на дискретные входы терминала защиты и АУВ в шкафу КРУН-6,3 кВ. Кроме того, отключение от ключа управления и от АСУ ТП выполняется через модуль управления выключателем. Согласно рекомендациям производителей выключателей с модулем управления, цепи управления, выходящие за пределы распредустройства, следует подключать к модулю управления через установленное рядом промреле.

Автоматика управления выключателем 6,3 кВ должна обеспечивать:

- включение выключателя от ключа управления или от команды АСУ ТП («сухими» контактами);
- отключение выключателя от ключа управления или от команды АСУ ТП («сухими» контактами);
- отключение выключателя при включении на КЗ с блокировкой цепи включения на все время присутствия сигналов на включение (блокировка от «прыгания»);
- блокировку включения при неготовности модуля управления;
- формирование сигнала о неисправности цепей управления;
- сигнализацию при исчезновении оперативного тока модуля управления или неисправности модуля управления;
- сигнализацию неисправности коммутационного модуля.

4.3.8 Защита от дуговых замыканий секции 6,3 кВ

Согласно требованиям Технической политики Группы РусГидро (п.3.9.4.16) в шкафах секций КРУН-6,3 кВ предусматривается защита от дуговых замыканий (ЗДЗ).

Устройство ЗДЗ должно иметь волоконно-оптические датчики дуги, устанавливаемые в контролируемых отсеках шкафа КРУН-6,3 кВ для фиксации появления дугового замыкания, а также выходные реле для подключения к исполнительным органам.

Устройство должно обеспечивать:

- фиксацию возникновения световой вспышки от электрической дуги в отсеках шкафа КРУН-6,3 кВ;
- прием дискретного сигнала разрешения от токовых защит питающих элементов секции 6,3 кВ (ввода 6,3 кВ, СВ 6,3 кВ, автотрансформатора на стороне НН);
- выдачу управляющих сигналов в цепи релейной защиты и автоматики для отключения аварийного участка;



- организацию выходных сигналов УРОВ и запрета АВР;
- сигнализацию срабатывания или неисправности регистратора дугового замыкания и волоконно-оптических датчиков.

Защита от дуговых замыканий секции 6,3 кВ предусматривает:

- а) отключение ввода 6,3 кВ от АТ при ДЗ на сборных шинах секции, в отсеках высоковольтного оборудования шкафов отходящей линии 6,3 кВ и СВ 6,3 кВ, в отсеках шкафов шинного ТН 6,3 кВ и СР 6,3 кВ (для секции со шкафом СР) с контролем по току ввода 6,3 кВ и запретом АВР СВ 6,3 кВ;
- б) отключение СВ 6,3 кВ: при ДЗ на сборных шинах секции 6,3 кВ, в отсеках высоковольтного оборудования шкафов отходящей линии 6,3 кВ и ввода 6,3 кВ, в отсеках шкафов шинного ТН 6,3 кВ и СР 6,3 кВ с контролем по току СВ 6,3 кВ.
Отключение СВ 6,3 кВ при ДЗ в отсеке ввода-вывода шкафа СВ 6,3 кВ (для секции, которой принадлежит СВ 6,3 кВ) с контролем по току питающего ввода 6,3 кВ;
- с) отключение выключателя отходящей линии 6,3 кВ при ДЗ в отсеке ввода-вывода шкафа линии с контролем по току питающих элементов секции 6,3 кВ;
- д) отключение выключателей на сторонах ВН и СН автотрансформатора при ДЗ в отсеке высоковольтного оборудования или ввода-вывода шкафа выключателя ввода 6,3 кВ от АТ с контролем по току на стороне НН АТ. Отключение сторон ВН и СН автотрансформатора от ЗДЗ предполагается выполнить через существующие 1-ый и 2-ой комплекты основной защиты АТ (комплекты 042 в составе существующих шкафов ШЭ2607 042 и ШЭ2607 042043).



5 Основные проектные решения цепей сигнализации СН ГЭС

На Рыбинской ГЭС в настоящее время реализована центральная сигнализация (ЦС) на микропроцессорных устройствах АО «РАДИУС Автоматика». Вновь устанавливаемые шкафы РЗА присоединений 13,8 кВ ТСН ТВ1, ТВ2 и шкафы КРУ 6,3 кВ помещений ГРУ-6,3 кВ и КРУН-6,3 кВ предполагается подключить к существующей системе центральной сигнализации.

5.1 Сигнализация шкафов РЗА и АУВ ТСН ТВ1 и ТВ2 13,8/6,3 кВ

В шкафах РЗА ТСН 13,8/6,3 кВ ТВ1, ТВ2 следует предусмотреть сигналы срабатывания и неисправности защит, неисправности терминалов и выполнить подключение по цепям аварийной и предупредительной сигнализации к панелям сигнализации с устройствами Сириус-ЦС на АЩУ 4Г и АЩУ 5Г соответственно. На панели ЦС в помещении ЦПУ организован вызов к этим панелям.

Следует также выполнить подключение сигналов о срабатывании или неисправности защит, отказе терминалов шкафов РЗА ТСН 13,8/6,3 кВ ТВ1 и ТВ2 к резервным световым табло на панелях ЦПУ блоков 2Б и 3Б соответственно.

В шкафах ТСН 13,8/6,3 кВ ТВ1, ТВ2 предусматриваются лампы местной световой сигнализации.

Для более детального учета и анализа работы в микропроцессорных терминалах РЗА и АУВ предусмотрена индивидуальная светодиодная индикация (с возможностью конфигурирования) для фиксации срабатывания и неисправности функций терминала, наличия питания, неисправности устройства.

5.2 Сигнализация шкафов КРУ 6,3 кВ

Для организации аварийной и предупредительной сигнализации шкафов КРУ 6,3 кВ помещений ГРУ-6,3 кВ и КРУН-6,3 кВ предполагается использование отдельных устройств сигнализации с установкой в шкафах СР 6,3 кВ. От этих устройств следует организовать вызов в ГРУ-6,3 кВ и КРУН-6,3 кВ на панели ЦС в помещении ЦПУ.

Организация сигнализации в ГРУ-6,3 кВ (КРУН-6,3 кВ) предусматривает:

- организацию одного участка сигнализации с выходом на звуковую и световую сигнализацию;
- возможность приема сигналов на участковые шинки аварийной и предупредительной сигнализации (не менее 30 сигналов одновременно может принять каждая участковая шинка);
- возможность приема индивидуальных сигналов на дискретные входы устройства;
- расшифровку сигналов с помощью светодиодов и алфавитно-цифрового индикатора на передней панели устройства;
- самодиагностику устройства сигнализации с выдачей сигнала «Отказ терминала»;
- возможность контроля исправности участковых шинок аварийной и предупредительной сигнализации;
- сброс звуковой сигнализации, светодиодной сигнализации дискретных входов устройства кнопками на двери шкафа СР 6,3 кВ;



- вывод звуковой сигнализации пакетным переключателем на двери шкафа СР 6,3 кВ;
- формирование сигналов «сухими» контактами в АСУ ТП: «Отказ устройства сигнализации», «Авария в ГРУ-6,3 кВ», «Неисправность в ГРУ-6,3 кВ», («Авария в КРУН-6,3 кВ», «Неисправность в КРУН-6,3 кВ»);
- возможность обмена информацией устройства сигнализации через порты связи АСУ ТП.

Для выключателей ввода 6,3 кВ от АТ1 и АТ2 предусматривается световая сигнализация положения выключателей на существующих панелях управления АТ1 и АТ2 в составе ГЩУ в помещении ЦПУ.

В шкафах КРУ 6,3 кВ также предусматривается местная световая сигнализация: лампы положения выключателя 6,3 кВ, общешкафная лампа.

Для более детального учета и анализа работы в микропроцессорных терминалах РЗА и АУВ предусмотрена индивидуальная светодиодная индикация (с возможностью конфигурирования) для фиксации срабатывания и неисправности функций терминала, наличия питания, неисправности устройства

Структурно-функциональные схемы сигнализации ГРУ-6,3 кВ и КРУН-6,3 кВ приведены в графической части П1200-81-ИОС 5.1.4.2, листы 16 и 21 соответственно.

6 Расчет вторичных токовых цепей устройств РЗА и выбор сечения жил контрольных кабелей

В соответствии с п.3.2.29 ПУЭ трансформаторы тока, предназначенные для питания токовых цепей устройств РЗА, должны удовлетворять следующим требованиям:

- в целях предотвращения излишних срабатываний защиты при КЗ вне защищаемой зоны погрешность трансформаторов тока не должна превышать 10%;
- в целях предотвращения отказов срабатывания защиты при КЗ в начале защищаемой зоны токовая погрешность не должна превышать допустимой для данного типа защиты;
- напряжение на выводах вторичной обмотки трансформатора тока при КЗ в защищаемой зоне не должно превышать значения, допустимого для устройств РЗА.

Расчеты сечений контрольных кабелей в токовых цепях и проверка трансформаторов тока на 10% погрешность для подключения вновь устанавливаемых устройств РЗА выполнены в соответствии с типовой работой № 5916тм-т1 НИИ «Энергосетьпроект». Для расчета использовались кривые и таблицы предельной кратности для трансформаторов тока на сторонах 13,8 и 6,3 кВ.

Результирующие расчетные кратности определены на основе раздела 2 вышеуказанной типовой работы № 5916тм-т1.

При расчетах принимались следующие значения расчетного тока:

- для дифференциальной защиты силового трансформатора либо ошиновки расчетный ток равен наибольшему значению тока при внешнем (сквозном) коротком замыкании;
- для токовых защит с независимой характеристикой выдержки времени расчетный ток равен 1,1 тока уставки.

Расчетным током КЗ для проверки ТТ на максимальную токовую погрешность является максимальный ток в начале зоны действия защиты.

Допустимая кратность при повышенных токовых погрешностях определяется умножением предельных (максимальных) кратностей на повышающий коэффициент А, который является обобщающим параметром. При допустимой токовой погрешности 10% значение коэффициента определяется по зависимости $A=\psi(f)$ (приведена в типовой работе № 5916тм-т1) и принимается равным 1,2.

$$\text{Расчетное значение } A_{\text{расч}} = \frac{K_{\text{макс}}}{K_{10\text{доп}}},$$

где $K_{\text{макс}}$ – максимальная кратность тока КЗ;

$K_{10\text{доп}}$ – максимальная допустимая кратность.

Максимальная кратность тока КЗ вычисляется по формуле:

$$K_{\text{макс}} = \frac{I_{\text{расч.макс}}}{I_{\text{номТТ}}},$$

где $I_{\text{расч.макс}}$ – максимальный ток в зоне действия защиты (ток КЗ в начале защищаемой зоны);

$I_{\text{ном ТТ}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Допустимая максимальная кратность определяется по формуле:

$$K_{10\text{доп}} = \frac{Z_2 + Z_{\text{н.ном}}}{Z_2 + Z_{\text{н.факт}}} * K_{10\text{ном}},$$

где Z_2 – сопротивление вторичной обмотки ТТ;

$Z_{\text{н.ном}}$ – номинальное сопротивление нагрузки;

$Z_{\text{н.факт}}$ – фактическое расчетное сопротивление нагрузки;

$K_{10ном}$ – номинальная предельная кратность.

Проверка по отсутствию опасных перенапряжений выполняется по условию:

$$U_{2расч} < U_{2доп},$$
$$U_{2расч} = \frac{I_{расч.макс}}{K_{ТТ}} * Z_{н.факт},$$

где $K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока

Допустимое значение напряжения в согласно п.3.4.2 ПУЭ не должно превышать 1000 В.

Результаты проверки трансформаторов тока на 10% погрешность, максимальную токовую погрешность и проверки напряжения на выводах вторичных обмоток ТТ приведены в Приложении Б.

В соответствии с письмом Минэнерго России №ЧА-3440/10 от 02.04.2019 «О мерах по недопущению неправильной работы устройств релейной защиты» выполнена проверка трансформаторов тока на правильность работы устройств РЗА при насыщении ТТ во время переходных процессов.

Расчет времени насыщения трансформаторов тока выполнен в соответствии с требованиями действующего ГОСТ Р 58669-2019 «Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» в программном комплексе «ГраНаТТ».

Расчет и результаты расчета трансформаторов тока по насыщению приведены в Приложении В.

Ввиду значительных токов короткого замыкания на шинах 13,8 кВ и 6,3 кВ (в особенности на шинах 13,8 кВ и на шинах КРУН-6,3 кВ), небольших токов нагрузки, а также требований терминалов РЗА ко времени до насыщения ТТ, коэффициенты трансформации защитных обмоток ТТ были завышены относительно токов нагрузки. Требуемые времена до насыщения ТТ составляют (см. Приложение Г):

- для существующих терминалов защиты трансформатора блока фирмы ЭКРА в составе шкафов ШЭ111Х: не менее 10 мс для ДЗТ и не менее 15 мс для токовых защит (ТО, МТЗ);
- для вновь устанавливаемых терминалов РЗА (шкафы защиты и АУВ т-ров ТВ1 и ТВ2, ячейки ГРУ и КРУН 6,3 кВ) время до насыщения может составлять не менее 15 мс (принято за расчетное);
- для существующего терминала ШЭ2607 043 фирмы ЭКРА (дифзащита ошиновки стороны НН АТ) для функции ДЗО требуемое время до насыщения составляет 5 мс.

Еще одной причиной завышения $K_{ТТ}$ (в ряде случаев) стала необходимость выполнения требования (5) вышеуказанного ГОСТ Р 58669-2019, согласно которому параметр режима А должен быть больше единицы ($A > 1$). Невыполнение этого условия означает, что эксплуатация такого ТТ невозможна.

Полученные результаты расчетов для принятых параметров ТТ показали:

а) требуемое время до насыщения достигается для трансформаторов тока на стороне 13,8 кВ трансформаторов ТВ1 и ТВ2 (ТТ для подключения к существующим комплектам защиты трансформаторов блока и ТТ для подключения вновь устанавливаемых комплектов защиты трансформаторов ТВ1 и ТВ2);

б) требуемое время до насыщения достигается для трансформатора тока, устанавливаемого в ячейке ввода КРУН 6,3 кВ, и предназначенного для подключения существующего комплекта ДЗО НН АТ;

в) требуемое время до насыщения достигается для всех трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках ГРУ-6,3 кВ;

г) требуемое время до насыщения достигается для трансформаторов тока на стороне 13,8 кВ трансформаторов агрегатных собственных нужд TG4 и TG6 (для токовой отсечки) только при использовании ТТ 1000/1. Необходимо отметить, что на шинах 13,8 кВ величина тока короткого замыкания очень велика, составляет более 40 кА. Применение трансформатора тока с $K_{ТТ}=400/5$ недопустимо, т.к. при этом не выполняется обязательное требование ГОСТ Р 58669-2019 ($A>1$). Увеличение коэффициента трансформации для ТТ в цепи TG4 и TG6 свыше 800/5 (для снижения максимальной кратности тока) невозможно, т.к. при этом расчетная уставка МТЗ не попадает в диапазон возможных значений для существующего устройства защиты ЭКРА 213 034. Изготовление ТТ со значительно завышенными вторичными параметрами, которые могли бы обеспечить требуемое время до насыщения, по сообщениям заводов-изготовителей невозможно. В связи с этим рекомендуется применение трансформатора тока с $K_{ТТ}=1000/1$, который позволит обеспечить время до насыщения 15 мс, что соответствует требованиям производителя существующей защиты трансформатора блока. Однако данное решение потребует замены платы аналоговых входов, к которой, в том числе, будут подключаться вторичные цепи вновь устанавливаемого ТТ 1000/1. Сейчас плата токовых цепей устройства ЭКРА 213 034 предназначена для подключения токовых цепей с номинальным током 5 А. Возможность замены платы аналоговых входов должно быть подтверждено производителем на момент закупки оборудования по данному проекту.

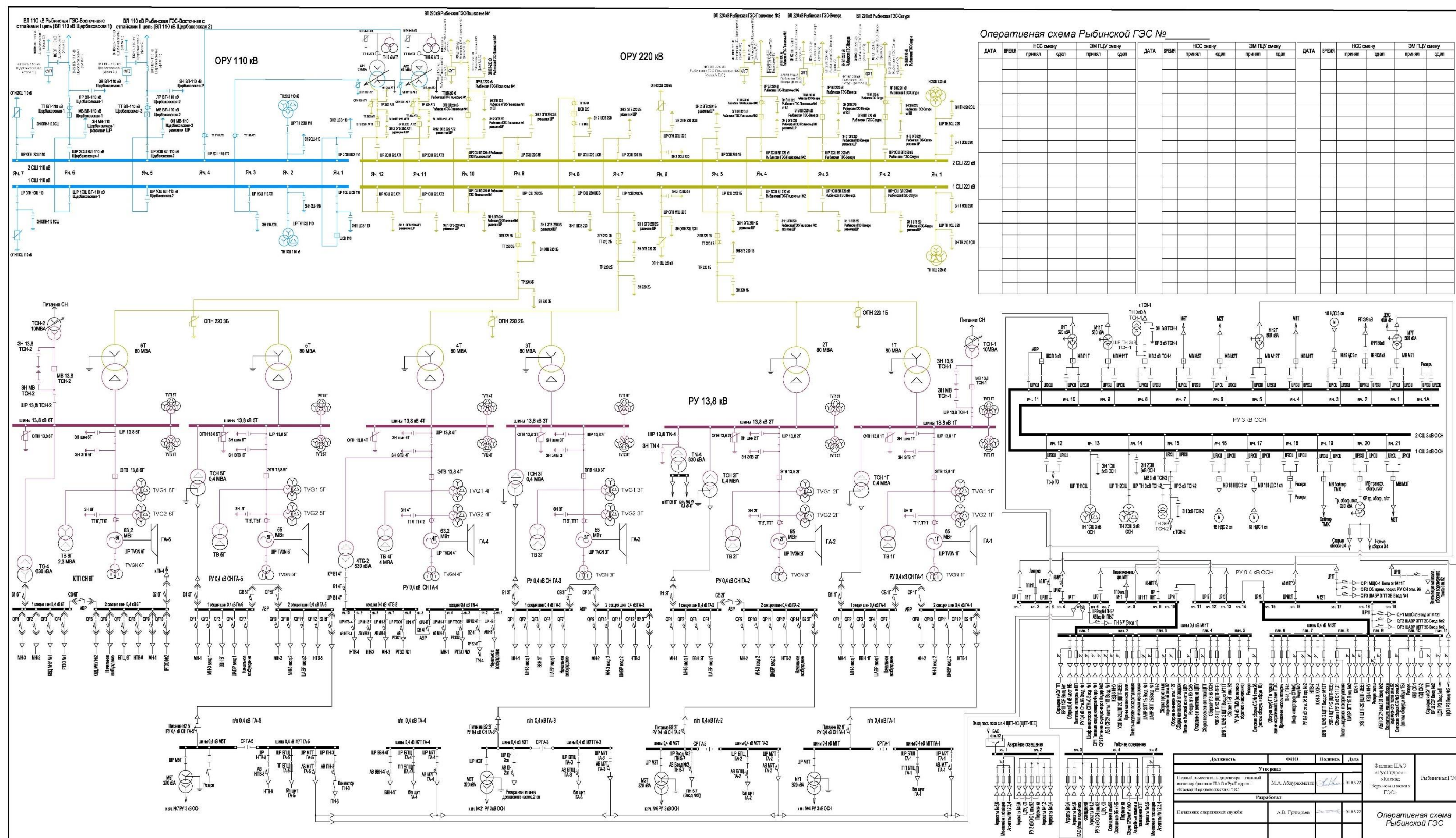
Применение трансформатора тока с минимально допустимым коэффициентом 1000/1 (по обязательному требованию (5) ГОСТ Р 58669-2019) делает невозможным использование ступени перегрузки в существующем терминале защиты ЭКРА 213 034, т.к. расчетное значение уставки перегрузки меньше минимального значения из диапазона уставок. В связи с этим предлагается сигнализацию перегрузки трансформатора TG4 или TG6 (ступень перегрузки) выполнять по стороне 0,4 кВ трансформатора. Для этого в ячейке ввода щита ~0,4 кВ АСН необходимо предусмотреть установку трансформаторов тока, токовых реле типа РТ-40 и реле времени. Срабатывание перегрузки трансформатора должно выполняться с действием на сигнал через устройство центральной сигнализации. Ввиду того, что трансформаторы TG4 и TG6 не перегружаются, согласно выполненным расчетам (см. том П1200-81-ИОС 5.1.2.1), то необходимость выполнения ступени перегрузки должна быть уточнена на этапе выполнения Рабочей документации;

д) требуемое время до насыщения не достигается для трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках КРУН-6,3 кВ (кроме комплекта ТТ, предназначенного для подключения к ДЗО НН АТ). Принятие коэффициента трансформации $K_{ТТ}=400/5$ обусловлено необходимостью выполнения условия (5) ГОСТ Р 58669-2019. При этом возможно замедление действия ступени токовой отсечки. Однако, ложной работы ступени отсечки при внешних КЗ (на стороне 0,4 кВ трансформаторов TN2.1, TN2.2) не будет, т.к. при токах внешнего короткого замыкания трансформатор тока не будет насыщаться.

Необходимо отметить, что на рынке представлены устройства РЗА с меньшим, относительно принятого за расчетное (не менее 15мс), требуемым временем до насыщения ТТ (не менее 5 мс). Применение устройств РЗА с меньшим временем до насыщения решает проблему замедления работы ступени токовой отсечки в случае близких коротких замыканий.

Таблица регистрации изменений

[illegible]





Приложение Б. Проверка трансформаторов тока 13,8 и 6,3 кВ на 10% погрешность, предельно допустимую токовую погрешность и максимальное напряжение во вторичной обмотке

Таблица Б.1 – Расчет сечения кабелей для токовых цепей вновь устанавливаемых устройств РЗА (проверка ТТ на 10% погрешность)

Место установки ТТ, тип ТТ, Ктт	Обмотка ТТ	Расчетная кратность 3-х ф КЗ	Допустимая нагрузка на ТТ при 3-х ф КЗ по кривым предельной кратности Zдоп, Ом	Наименование комплекта защиты	Сопротивление релейной нагрузки в наиболее нагруженной фазе Zф, Ом	Переходное сопротивление контактов Rпер, Ом	Расчетный параметр n=(Zф+Rпер)/Zдоп	Расчетный параметр d	$L_{Б\Delta 3}/Z_{доп} = 143 \cdot (1-n)/d$	Базисная длина кабеля LБΔ3, м $L_{Б\Delta 3} = (L_{Б\Delta 3}/Z_{доп}) \cdot Z_{доп}$	Действит. длина кабеля Lдействит	$L_{действит}/L_{Б\Delta 3}$	Расчетное сечение жил кабеля $S_{расч} = 2,5 \cdot (L_{действит}/L_{Б\Delta 3})$, мм²	Выбранное сечение жил кабеля, мм²
Линия 13,8 кВ к т-ру ТВ1(ТВ2) ТШЛ-20, Ктт=1500/5	ТА21	27	> 2	ДЗТ	0,12	0,05	0,085	1	131	262	65	0,25	0,62	10
	ТА22	27	> 2	ДЗТ	0,12		0,085		131	262	65	0,25	0,62	10
Линия 13,8 кВ к т-ру ТВ1(ТВ2) ТШЛ-20, Ктт=1000/1	ТА23	2,1	> 60	ДЗТ, МТЗ	0,5	0,05	0,009	1	142	8501	60	0,007	0,007	6
	ТА24	2,1	> 60	ДЗТ, МТЗ	0,5		0,009		142	8501	60	0,007	0,007	6
Линия 13,8 кВ к т-ру ТГ4(ТГ6) ТШЛ-20, Ктт=1000/1	ТА17	0,37	> 60	ТО, МТЗ	0,5	0,05	0,009	1	142	8501	80	0,007	0,007	6
	ТА18	0,37	> 60	ТО, МТЗ	0,5		0,009		142	8501	80	0,007	0,007	6
ГРУ-6,3 кВ, ввод 6,3 кВ т-ра ТВ1(ТВ2) ТОЛ-10, Ктт=600/1	ТА4	7,66	> 35	ДЗТ	0,5	0,05	0,016	1	141	4926	75	0,015	0,04	6
	ТА5	7,66	> 35	ДЗТ	0,5		0,016		141	4926	75	0,015	0,04	6
ГРУ-6,3 кВ, ввод 6,3 кВ т-ра ТВ1(ТВ2) ТОЛ-10, Ктт=600/1	ТА4	2,68	> 75	ЛЗШ, МТЗ	0,5	0,05	0,007	1	142	10640	5	0,00047	0,0012	2,5
ГРУ-6,3 кВ, СВ 6,3 кВ ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	4,02	> 60	ЛЗШ, МТЗ	0,5	0,05	0,009	1	142	8500	5	0,00059	0,0015	2,5
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN1.1(TN1.2), ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	4,13	> 60	ТО, МТЗ	0,5	0,05	0,009	1	142	8500	5	0,00059	0,0015	2,5
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN3.1(TN3.2), ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	4,13	> 60	ТО, МТЗ	0,5	0,05	0,009	1	142	8500	5	0,00059	0,0015	2,5
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN4 ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	2,5	> 60	ТО, МТЗ	0,5	0,05	0,009	1	142	8500	5	0,00059	0,0015	2,5
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN5 ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	2,5	> 60	ТО, МТЗ	0,5	0,05	0,009	1	142	8500	5	0,00059	0,0015	2,5
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру M13T ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	6,24	> 50	ТО, МТЗ	0,5	0,05	0,011	1	141	7070	5	0,00071	0,0018	2,5
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN6 ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	2,5	> 60	ТО, МТЗ	0,5	0,05	0,009	1	142	8500	5	0,00059	0,0015	2,5
КРУН-6,3 кВ, ввод 6,3 кВ АТ1(АТ2) ТОЛ-10, Ктт=3000/5	ТА5	6,81	3	ДЗО	0,12	0,05	0,057	1	135	405	350	0,86	2,16	6
КРУН-6,3 кВ, ввод 6,3 кВ АТ1(АТ2) ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	1	> 60	ЛЗШ, МТЗ	0,5	0,05	0,009	1	142	8500	5	0,0006	0,0015	2,5
КРУН-6,3 кВ, СВ 6,3 кВ ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	0,8	> 60	ЛЗШ, МТЗ	0,5	0,05	0,009	1	142	8500	5	0,0006	0,0015	2,5
КРУН-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN2.1(TN2.2), ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	3,2	> 60	ТО, МТЗ	0,5	0,05	0,009	1	142	8500	5	0,00059	0,0015	2,5

Таблица Б.2 – Проверка ТТ на предельно допустимую токовую погрешность при максимальном токе КЗ и проверка на допустимое напряжение на выводах вторичной обмотки

Место установки ТТ, тип ТТ, Ктт	Обмотка ТТ	Наименование комплекта защиты	Длина контрольного кабеля, м	Сечение контрольного кабеля, мм ²	Сопротивление вторичной обмотки Z ₂ , Ом	Номинальная предельная кратность K _{10 ном}	Номинальная вторичная нагрузка ТТ Z _{на.ном} Ом	Максимальная кратность трехфазного тока при близком КЗ в зоне действия защиты	Фактическое расчетное значение нагрузки Z _{н.факт} , Ом	Допустимая предельная кратность	Расчетное значение A _{расч}	Выполнение условия A > A _{расч}	Максимальное напряжения на вторичной обмотке ТТ, В
Линия 13,8 кВ к т-ру ТВ1(ТВ2) ТШЛ-20, Ктт=1000/1	ТА23	ДЗТ, МТЗ	60	6	5	40	30	40,4	0,73	244	0,17	Да	29,3
	ТА24	ДЗТ, МТЗ	60	6				40,4	0,73	244	0,17	Да	29,3
Линия 13,8 кВ к т-ру TG4(TG6) ТШЛ-20, Ктт=1000/1	ТА17	ТО, МТЗ	80	6	5	40	30	40,4	0,78	242	0,17	Да	32
	ТА18	ТО, МТЗ	80	6				40,4	0,78	242	0,17	Да	32
ГРУ-6,3 кВ, ввод 6,3 кВ т-ра ТВ1(ТВ2) ТОЛ-10, Ктт=600/1	ТА3	ЛЗШ, МТЗ	5	2,5	4,3	15	15	7,6	0,59	60	0,13	Да	4,5
ГРУ-6,3 кВ, СВ 6,3 кВ ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	ЛЗШ, МТЗ	5	2,5	5,6	20	20	11,5	0,59	83	0,14	Да	6,7
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN1.1(TN1.2), ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	ТО, МТЗ	5	2,5	5,6	20	20	11,5	0,59	83	0,14	Да	6,7
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN3.1(TN3.2), ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	ТО, МТЗ	5	2,5	5,6	20	20	11,5	0,59	83	0,14	Да	6,7
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN4 ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	ТО, МТЗ	5	2,5	5,6	20	20	11,5	0,59	83	0,14	Да	6,7
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN5 ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	ТО, МТЗ	5	2,5	5,6	20	20	11,5	0,59	83	0,14	Да	6,7
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру M13T ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	ТО, МТЗ	5	2,5	5,6	20	20	11,5	0,59	83	0,14	Да	6,7
ГРУ-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN6 ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	ТО, МТЗ	5	2,5	5,6	20	20	11,5	0,59	83	0,14	Да	6,7
КРУН-6,3 кВ, ввод 6,3 кВ АТ1(АТ2) ТОЛ-10, Ктт=3000/5	ТА3	ДЗО	5	2,5	0,64	15	1	6,8	0,21	29	0,23	Да	7
КРУН-6,3 кВ, ввод 6,3 кВ АТ1(АТ2) ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	ЛЗШ, МТЗ	5	2,5	5,6	20	20	51	0,59	83	0,62	Да	29,9
КРУН-6,3 кВ, СВ 6,3 кВ ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	ЛЗШ, МТЗ	5	2,5	5,6	20	20	51	0,59	83	0,62	Да	29,9
КРУН-6,3 кВ, линия 6,3 кВ к т-ру TN2.1(TN2.2), ТОЛ-10, Ктт=400/1	ТА3	ТО, МТЗ	5	2,5	5,6	20	20	51	0,59	83	0,62	Да	29,9

Приложение В. Расчет времени до насыщения трансформаторов тока

Исходные данные для расчёта

Расчетная модель сети создана на основе оперативной схемы и схемы электрической принципиальной питания собственных нужд Рыбинской ГЭС (РГЭС) на 2022 год в специализированном программном комплексе «ТКЗ++».

Модель обеспечивает выполнение следующих расчетных задач:

- расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме работы;
- расчет постоянной времени затухания апериодической составляющей тока.

Исходные данные трансформаторов тока на шинах 13,8 кВ 4Г приведены в таблице В.1. Тип ТТ – ТШЛ.

Таблица В.1– Трансформаторы тока 13,8 кВ

№	ТТ	Кл.т	Ктт	S _{2ном} , ВА	Кном	Токовые цепи	S _{реле} , ВА	R ₂ , Ом	Состав нагрузки	R _{рел} е, Ом
1	ТА23	10PR	1000/1	30	40	60 м, 6 мм ²	0,5	5	ЭКРА 217 0201 (Защиты ГВ1 (комплект А)): ДЗТ, МТЗ, ТК ЗДЗ, ЗП (ТВ1)	0,5
2	ТА24	10PR	1000/1	30	40	60 м, 6 мм ²	0,5	5	ЭКРА 217 0201 (Защиты ГВ1 (комплект В)): ДЗТ, МТЗ, ТК ЗДЗ, ЗП (ТВ1)	0,5
3	ТА21	10PR	1500/5	40	30	65 м, 10 мм ²	3	0,4	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 4Т комплект А)): ДЗТ 4Т	0,12
4	ТА22	10PR	1500/5	40	30	65 м, 10 мм ²	3	0,4	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 4Т комплект В)): ДЗТ 4Т	0,12
5	ТА17	10PR	1000/1	30	40	80 м, 6 мм ²	0,5	5	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 4Т комплект В)): МТЗ, ТО (TG4)	0,5
6	ТА18	10PR	1000/1	30	40	80 м, 6 мм ²	0,5	5	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 4Т комплект А)): МТЗ, ТО (TG4)	0,5

Расчет аналитическим способом для ТА23/3ТА-ТВ1

Рассматривается расчетная схема, приведенная на рисунке В.1.

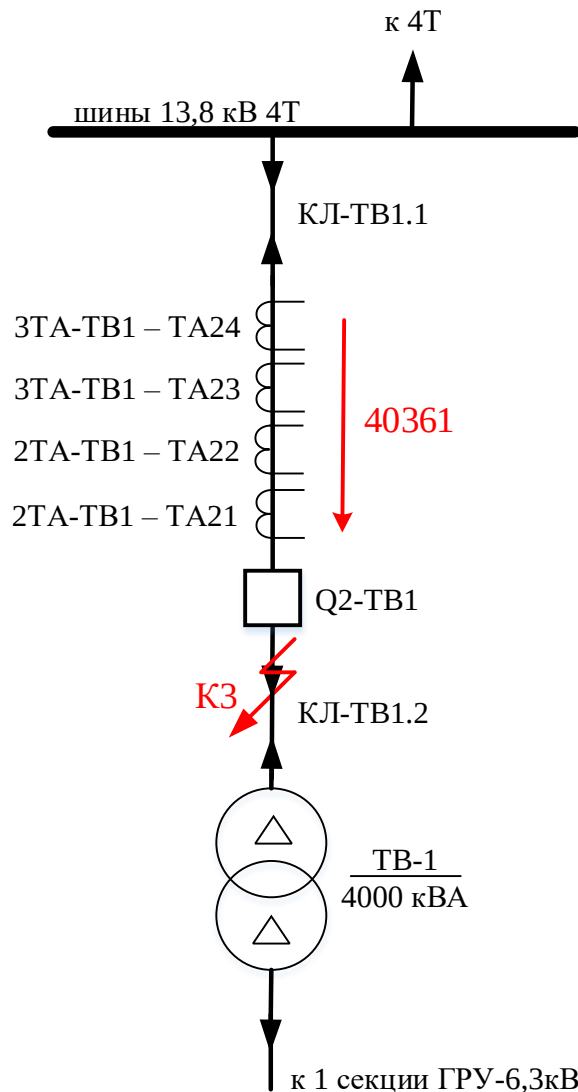


Рисунок В.1 – Часть общей схемы Рыбинской ГЭС – схема ТСН ТВ1 13,8 кВ

Для расчета принимаются следующие значения токов в первичных обмотках ТТ:

- ток при трехфазном КЗ: 40361 А.

В качестве КЗ рассматривалось КЗ в начале кабельной линии КЛ-ТВ1.2 (точка КЗ на рисунке В.1) в максимальном режиме.

Расчётное сопротивление нагрузки во вторичных цепях при КЗ для схемы соединения группы ТТ «полная звезда» (ГОСТ Р 58669-2019, таблица В.3)

$$R_{\text{н.факт}}^{(3)} = \frac{\rho \cdot l}{S} + R_{\text{реле}} = \frac{0,0175 \cdot 60}{6} + 0,5 = 0,675 \text{ Ом},$$

где $R_{\text{н.факт}}^{(3)}$ – фактическое сопротивление нагрузки постоянному току при трехфазном КЗ, Ом;

$\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – удельное сопротивление проводника (медь);

$l = 60$ м – длина контрольного кабеля (таблица В.1);

$S = 6$ мм² – поперечное сечение жилы (таблица В.1);

$R_{\text{реле}} = 0,5$ Ом – суммарное сопротивление устройств релейной защиты.

Значение параметра A режима ТТ вычисляется по следующему выражению

$$A = \frac{I_{1\text{ном}} \cdot K_{\text{ном}} \cdot \sqrt{(R_2 + R_{\text{н.ном}})^2 + (Z_{\text{н.ном}} \cdot \sin \phi_{\text{н.ном}})^2}}{I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{(R_2 + R_{\text{н.факт}})^2 + \omega^2 \cdot (L_2 + L_{\text{н.факт}})^2}} =$$

$$= \frac{1000 \cdot 40 \cdot \sqrt{(5 + 24)^2 + (30 \cdot 0,6)^2}}{I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{(5 + R_{\text{н.факт}})^2 + 314,15^2 \cdot (0 + 0)^2}},$$

где $I_{\text{кз}}$ – реальное значение периодической составляющей тока первичной обмотки при коротком замыкании, согласно принятым значениям выше, А;

$$R_{\text{н.ном}} = Z_{\text{н.ном}} \cdot \cos \phi_{\text{н.ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} \cdot \cos \phi_{\text{н.ном}} = \frac{30}{1^2} \cdot 0,8 = 24 \text{ Ом} - \text{номинальное}$$

сопротивление нагрузки постоянному току;

$Z_{\text{н.ном}} \cdot \sin \phi_{\text{н.ном}}$ и $L_{\text{н.факт}} = 0$ – номинальная и фактическая индуктивные составляющие сопротивления нагрузки соответственно, Гн;

$R_2 = 5$ Ом – сопротивление вторичной обмотки постоянному току (таблица В.1);

$L_2 = 0$ – индуктивность рассеяния вторичной обмотки, Гн.

Значение параметра A при трехфазном КЗ

$$A(3) = \frac{I_{1\text{ном}} \cdot K_{\text{ном}} \cdot \sqrt{(R_2 + R_{\text{н.ном}})^2 + (Z_{\text{н.ном}} \cdot \sin \phi_{\text{н.ном}})^2}}{I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{(R_2 + R_{\text{н.факт}}^{(3)})^2 + \omega^2 \cdot (L_2 + L_{\text{н.факт}})^2}} =$$

$$= \frac{1000 \cdot 40 \cdot \sqrt{(5 + 24)^2 + (30 \cdot 0,6)^2}}{40361 \cdot \sqrt{(5 + 0,675)^2 + 314,15^2 \cdot (0 + 0)^2}} = 5,961.$$

Значение остаточной магнитной индукции для обмоток класса 10PR принято $K_r = 0,1$.

Время до насыщения ТТ в режиме трехфазного КЗ по аналитическому методу определяется по следующим выражениям (формулы 3, 6, ГОСТ Р 58669-2019)

- без учета остаточной индукции

$$T_{\text{нас}}^{(3)} = 0,07826 \cdot \ln \frac{314 \cdot 0,07826}{314 \cdot 0,07826 - 5,961 + 1} = 17,636 \text{ мс};$$

- с учетом остаточной индукции

$$T_{\text{нас}}^{(3)} = 0,07826 \cdot \ln \frac{314 \cdot 0,07826}{314 \cdot 0,07826 - 5,961(1 - 0,1) + 1} = 15,295 \text{ мс}.$$

Остальные расчеты сведены в таблицу В.2.

Таблица В.2 – Расчетные параметры для ТА23/3ТА-ТВ1

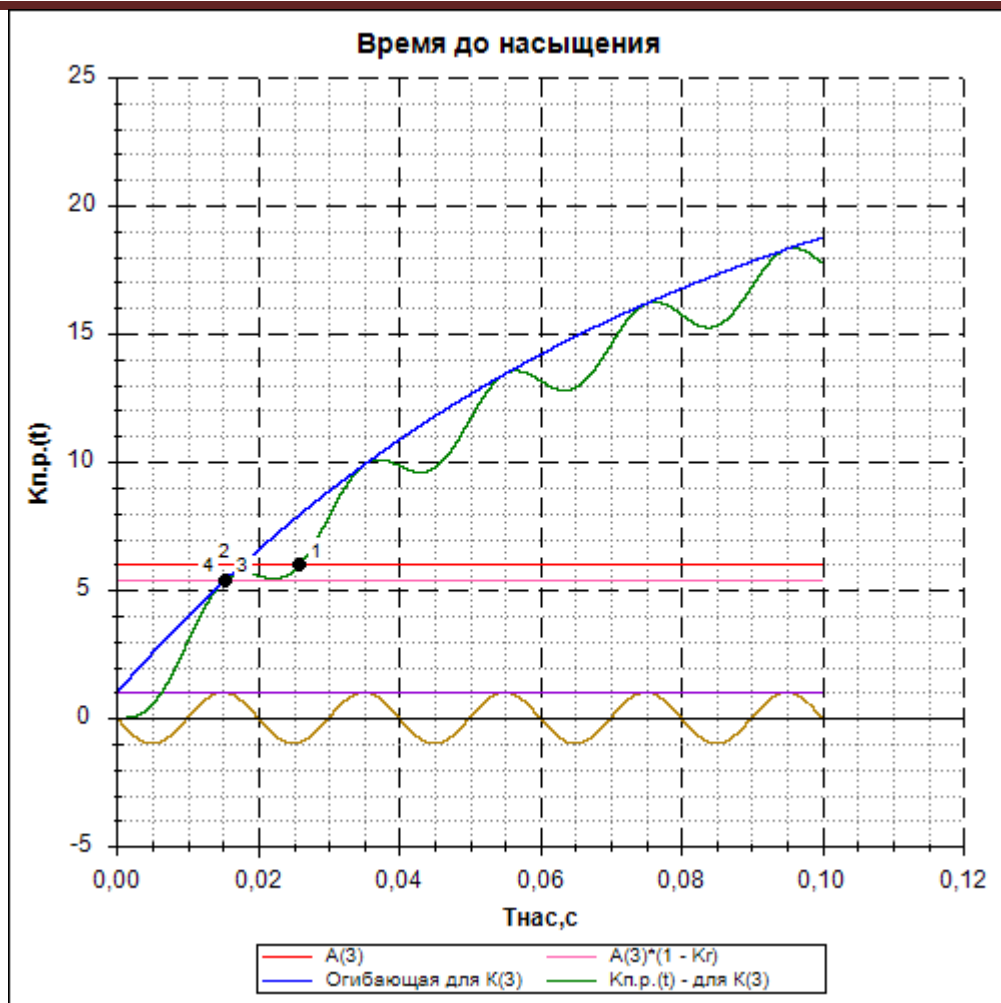
Вид КЗ		К(3)
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ	$R_{н.факт}, \text{ Ом}$	0,68
Значение тока КЗ	$I_{кз}, \text{ А}$	40361
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока КЗ	$T_a, \text{ мс}$	78,26
Режимный параметр A	A	5,961
Режимный параметр $A(1-K_r)$	$A(1-K_r)$	5,365
Проверка условия $\omega \cdot T_p + 1 > A$ Если выполняется, то насыщение есть		Насыщение есть
Проверка условия $\omega \cdot T_p + 1 > A(1 - K_r)$		Насыщение есть
Проверка условия $A > 1$		Выполняется
Проверка условия $A(1 - K_r) > 1$		Выполняется
Рассчитанное время до насыщения ТТ при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	$T_{нас}, \text{ мс}$	Аналитический метод
		17,636
		15,295
		Графический метод
		25,88
		15,314

Расчет графоаналитическим способом для ТА23/3ТА-ТВ1

Расчет графоаналитическим методом с использованием формулы

$$\omega \cdot T_p \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_p}}\right) - \sin(\omega t) = A \cdot (1 - K_r) = K_{н.р}(t).$$

Результаты представлены на рисунке В.2.



1 – решение по $K_{п.р.}(t)$ для $K(3)$, $K_r = 0$, $A(3) = 5,961$, $t_{нас} = 25,88$ мс;

2 – решение по огибающей $K(3)$, $K_r = 0$, $A(3) = 5,961$, $t_{нас} = 17,637$ мс;

3 – решение по $K_{п.р.}(t)$ для $K(3)$, $K_r = 0,1$, $A(3)(1 - K_r) = 5,365$, $t_{нас} = 15,314$ мс;

4 – решение по огибающей $K(3)$, $K_r = 0,1$, $A(3)(1 - K_r) = 5,365$, $t_{нас} = 15,295$ мс.

Рисунок В.2 – График $K_{п.р.}(t)$ для $K(3)$ для определения времени до насыщения ТТ

Принято минимальное время для обеспечения правильной работы: $T_{мин,рз} = 10$ мс для терминала РЗА (ДЗТ, МТЗ, ТК ЗДЗ, ЗП).

Время до насыщения определяется по пересечениям кривых $K_{п.р.}(t)$ и A для режима $K(3)$.

Расчет для фаз В и С ТА23 ТСН ТВ1 13,8 кВ, а также расчет других ТТ Рыбинской ГЭС производится по аналогичным формулам. Результаты расчета сведены в краткий итоговый отчет по форме приложения 2 к письму Минэнерго России № ЧА-3440/10 от 02.04.2019.

Таблица В.3 – Отчет по расчетам времени до насыщения трансформаторов тока

Диспетчерское наименование	ТСН ТВ1/ТА23/ ЗТА-ТВ1	ТСН ТВ1/ТА24/ ЗТА-ТВ1	
Тип ТТ	ТШЛ 1000/1	ТШЛ 1000/1	
Номинальная предельная кратность ТТ	40	40	
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	30 Ом	30 Ом	
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,68 Ом (3)	0,68 Ом (3)	
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	40,361 кА (3) / 40,36	40,361 кА (3) / 40,36	
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	78,26 мс (3)	78,26 мс (3)	
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	60 м, 6 мм ² , медь	60 м, 6 мм ² , медь	
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	25,88 мс (0 о.е.) 15,314 мс (0,1 о.е.)	25,88 мс (0 о.е.) 15,314 мс (0,1 о.е.)	
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защиты ТВ1 (комплект А)): ДЗТ, МТЗ, ТК ЗДЗ, ЗП (ТВ1)	Терминал РЗА (Защиты ТВ1 (комплект В)): ДЗТ, МТЗ, ТК ЗДЗ, ЗП (ТВ1)	
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	10 мс	10 мс	
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются	



Диспетчерское наименование	4Т/ТА21/2ТА-ТВ1	4Т/ТА22/2ТА-ТВ1	
Тип ТТ	ТШЛ 1500/5	ТШЛ 1500/5	
Номинальная предельная кратность ТТ	30	30	
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	1,6 Ом	1,6 Ом	
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,23 Ом (3)	0,23 Ом (3)	
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	40,361 кА (3) / 26,91	40,361 кА (3) / 26,91	
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	78,26 мс (3)	78,26 мс (3)	
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	65 м, 10 мм ² , медь	65 м, 10 мм ² , медь	
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	10,777 мс (0 о.е.) 10,195 мс (0,1 о.е.)	10,777 мс (0 о.е.) 10,195 мс (0,1 о.е.)	
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	
Тип защиты/состав нагрузки	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 4Т (комплект А)): ДЗТ 4Т	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 4Т (комплект В)): ДЗТ 4Т	
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	10 мс	10 мс	
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются	



Диспетчерское наименование	TG4/TA17/2TA-TG4	TG4/TA18/2TA-TG4	
Тип ТТ	ТШЛ 1000/1	ТШЛ 1000/1	
Номинальная предельная кратность ТТ	40	40	
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	30 Ом	30 Ом	
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,73 Ом (3)	0,73 Ом (3)	
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	40,361 кА (3) / 40,36	40,361 кА (3) / 40,36	
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	80,61 мс (3)	80,61 мс (3)	
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	80 м, 6 мм ² , медь	80 м, 6 мм ² , медь	
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	25,57 мс (0 о.е.) 15,019 мс (0,1 о.е.)	25,57 мс (0 о.е.) 15,019 мс (0,1 о.е.)	
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	
Тип защиты/состав нагрузки	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 4Т (комплект В)): МТЗ, ТО, ЗП (TG4)	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 4Т (комплект А)): МТЗ, ТО, ЗП (TG4)	
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс	15 мс	
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Требуется замена платы аналоговых входов существ. терминала ЭКРА 213 034	Требуется замена платы аналоговых входов существ. терминала ЭКРА 213 034	



Диспетчерское наименование	ТСН ТВ2/ТА23/ ЗТА-ТВ2	ТСН ТВ2/ТА24/ ЗТА-ТВ2	
Тип ТТ	ТШЛ 1000/1	ТШЛ 1000/1	
Номинальная предельная кратность ТТ	40	40	
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	30 Ом	30 Ом	
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,68 Ом (3)	0,68 Ом (3)	
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	39,434 кА (3) / 39,43	39,434 кА (3) / 39,43	
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	78,26 мс (3)	78,26 мс (3)	
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	60 м, 6 мм ² , медь	60 м, 6 мм ² , медь	
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	26,304 мс (0 о.е.) 15,961 мс (0,1 о.е.)	26,304 мс (0 о.е.) 15,961 мс (0,1 о.е.)	
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защиты ТВ2 (комплект А)): ДЗТ, МТЗ, ТК ЗДЗ, ЗП (ТВ2)	Терминал РЗА (Защиты ТВ1 (комплект В)): ДЗТ, МТЗ, ТК ЗДЗ, ЗП (ТВ1)	
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	10 мс	10 мс	
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются	



Диспетчерское наименование	6Т/ТА21/2ТА-ТВ2	6Т/ТА22/2ТА-ТВ2	
Тип ТТ	ТШЛ 1500/5	ТШЛ 1500/5	
Номинальная предельная кратность ТТ	30	30	
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	1,6 Ом	1,6 Ом	
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,23 Ом (3)	0,23 Ом (3)	
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	39,434 кА (3) / 26,29	39,434 кА (3) / 26,29	
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	78,26 мс (3)	78,26 мс (3)	
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	65 м, 10 мм ² , медь	65 м, 10 мм ² , медь	
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	10,915 мс (0 о.е.) 10,317 мс (0,1 о.е.)	10,915 мс (0 о.е.) 10,317 мс (0,1 о.е.)	
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	
Тип защиты/состав нагрузки	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 5Т (комплект А)): ДЗТ 5Т	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 5Т (комплект В)): ДЗТ 5Т	
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	10 мс	10 мс	
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются	



Диспетчерское наименование	TG6/TA17/2TA-TG6	TG6/TA18/2TA-TG6	
Тип ТТ	ТШЛ 1000/1	ТШЛ 1000/1	
Номинальная предельная кратность ТТ	40	40	
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	30 Ом	30 Ом	
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,73 Ом (3)	0,73 Ом (3)	
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	40,361 кА (3) / 40,36	40,361 кА (3) / 40,36	
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	80,61 мс (3)	80,61 мс (3)	
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	80 м, 6 мм ² , медь	80 м, 6 мм ² , медь	
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	25,57 мс (0 о.е.) 15,019 мс (0,1 о.е.)	25,57 мс (0 о.е.) 15,019 мс (0,1 о.е.)	
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	
Тип защиты/состав нагрузки	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 6Т (комплект В)): МТЗ, ТО, ЗП (TG6)	ЭКРА 213 034 (Существ. защита 6Т (комплект А)): МТЗ, ТО, ЗП (TG6)	
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс	15 мс	
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Требуется замена платы аналоговых входов существ. терминала ЭКРА 213 034	Требуется замена платы аналоговых входов существ. терминала ЭКРА 213 034	



Диспетчерское наименование	Ячейка ввода 6,3 кВ ТВ1/ТА3/2ТА	Ячейка ввода 6,3 кВ ТВ1/ТА4/1ТА	Ячейка ввода 6,3 кВ ТВ1/ТА5/1ТА
Тип ТТ	ТОЛ 600/1	ТОЛ 600/1	ТОЛ 600/1
Номинальная предельная кратность ТТ	15	15	15
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	15 Ом	15 Ом	15 Ом
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)	0,72 Ом (3)	0,72 Ом (3)
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	4,594 кА (3) / 7,66	4,594 кА (3) / 7,66	4,594 кА (3) / 7,66
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	435,42 мс (3)	435,42 мс (3)	435,42 мс (3)
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь	75 м, 6 мм ² , медь	75 м, 6 мм ² , медь
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	27,263 мс (0 о.е.) 25,491 мс (0,1 о.е.)	26,685 мс (0 о.е.) 24,675 мс (0,1 о.е.)	26,685 мс (0 о.е.) 24,675 мс (0,1 о.е.)
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	-
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защиты ввода 6,3 кВ т-ра ТСН ТВ1): МТЗ, ТК ЗДЗ, УРОВ(д), ЛЗШ(п), УРОВ(п)	Терминал РЗА (Защита ТВ1 (комплект А)): ДЗТ	Терминал РЗА (Защита ТВ1 (комплект В)): ДЗТ
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс	10 мс	10 мс
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются



Диспетчерское наименование	Ячейка СВ 6,3 кВ/ТАЗ		
Тип ТТ	ТОЛ 400/1		
Номинальная предельная кратность ТТ	20		
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	20 Ом		
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)		
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	4,594 кА (3) / 11,49		
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	435,42 мс (3)		
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь		
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	26,09 мс (0 о.е.) 23,603 мс (0,1 о.е.)		
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-		
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защиты СВ 6,3 кВ): МТЗ, ТКЗДЗ, ЛЗШ(д), УРОВ(д), ЛЗШ(п), УРОВ(п)		
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс		
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Мероприятия не требуются		



Диспетчерское наименование	Ячейка линии к ТСН-1.1/ТАЗ	Ячейка линии к ТСН-3.1/ТАЗ	Ячейка линии к ТСН-4/ТАЗ
Тип ТТ	ТОЛ 400/1	ТОЛ 400/1	ТОЛ 400/1
Номинальная предельная кратность ТТ	20	20	20
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	20 Ом	20 Ом	20 Ом
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)	0,54 Ом (3)	0,54 Ом (3)
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	4,594 кА (3) / 11,49	4,594 кА (3) / 11,49	4,594 кА (3) / 11,49
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	435,42 мс (3)	435,42 мс (3)	435,42 мс (3)
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь	5 м, 2,5 мм ² , медь	5 м, 2,5 мм ² , медь
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	26,09 мс (0 о.е.) 23,603 мс (0,1 о.е.)	26,09 мс (0 о.е.) 23,603 мс (0,1 о.е.)	26,09 мс (0 о.е.) 23,603 мс (0,1 о.е.)
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	-
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защита КЛ к ТСН-1.1): ТО, МТЗ, ЗП, ЛЗШ(д), УРОВ(д)	Терминал РЗА (Защита КЛ к ТСН-3.1): ТО, МТЗ, ЗП, ЛЗШ(д), УРОВ(д)	Терминал РЗА (Защита КЛ к ТСН-4): ТО, МТЗ, ЗП, ЛЗШ(д), УРОВ(д)
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс	15 мс	15 мс
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются



Диспетчерское наименование	Ячейка линии к ТСН-5/ТАЗ		
Тип ТТ	ТОЛ 400/1		
Номинальная предельная кратность ТТ	20		
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	20 Ом		
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)		
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	4,594 кА (3) / 11,49		
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	435,42 мс (3)		
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь		
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	26,09 мс (0 о.е.) 23,603 мс (0,1 о.е.)		
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-		
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защита КЛ к ТСН-5): ТО, МТЗ, ЗП, ЛЗШ(д), УРОВ(д)		
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс		
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Мероприятия не требуются		



Диспетчерское наименование	Ячейка ввода 6,3 кВ ТВ2/ТА3/2ТА	Ячейка ввода 6,3 кВ ТВ2/ТА4/1ТА	Ячейка ввода 6,3 кВ ТВ2/ТА5/1ТА
Тип ТТ	ТОЛ 600/1	ТОЛ 600/1	ТОЛ 600/1
Номинальная предельная кратность ТТ	15	15	15
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	15 Ом	15 Ом	15 Ом
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)	0,72 Ом (3)	0,72 Ом (3)
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	4,584 кА (3) / 7,64	4,584 кА (3) / 7,64	4,584 кА (3) / 7,64
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	322,8 мс (3)	322,8 мс (3)	322,8 мс (3)
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь	75 м, 6 мм ² , медь	75 м, 6 мм ² , медь
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	27,474 мс (0 о.е.) 25,755 мс (0,1 о.е.)	26,906 мс (0 о.е.) 24,994 мс (0,1 о.е.)	26,906 мс (0 о.е.) 24,994 мс (0,1 о.е.)
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	-
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защиты ввода 6,3 кВ т-ра ТСН ТВ2): МТЗ, ТК ЗДЗ, УРОВ(д), ЛЗШ(п), УРОВ(п)	Терминал РЗА (Защита ТВ2 (комплект А)): ДЗТ	Терминал РЗА (Защита ТВ2 (комплект В)): ДЗТ
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс	10 мс	10 мс
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются



Диспетчерское наименование	Ячейка линии к ТСН-1.2/ТАЗ	Ячейка линии к ТСН-3.2/ТАЗ	Ячейка линии к ТСН-6/ТАЗ
Тип ТТ	ТОЛ 400/1	ТОЛ 400/1	ТОЛ 400/1
Номинальная предельная кратность ТТ	20	20	20
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	20 Ом	20 Ом	20 Ом
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)	0,54 Ом (3)	0,54 Ом (3)
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	4,594 кА (3) / 11,49	4,594 кА (3) / 11,49	4,594 кА (3) / 11,49
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	435,32 мс (3)	435,32 мс (3)	435,32 мс (3)
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь	5 м, 2,5 мм ² , медь	5 м, 2,5 мм ² , медь
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	26,091 мс (0 о.е.) 23,603 мс (0,1 о.е.)	26,091 мс (0 о.е.) 23,603 мс (0,1 о.е.)	26,091 мс (0 о.е.) 23,603 мс (0,1 о.е.)
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	-
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защита КЛ к ТСН-1.2): ТО, МТЗ, ЗП, ЛЗШ(д), УРОВ(д)	Терминал РЗА (Защита КЛ к ТСН-3.2): ТО, МТЗ, ЗП, ЛЗШ(д), УРОВ(д)	Терминал РЗА (Защита КЛ к ТСН-6): ТО, МТЗ, ЗП, ЛЗШ(д), УРОВ(д)
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс	15 мс	15 мс
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются	Мероприятия не требуются



Диспетчерское наименование	Ячейка линии к ТСН 6/3,15 кВ/ТАЗ		
Тип ТТ	ТОЛ 400/1		
Номинальная предельная кратность ТТ	20		
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	20 Ом		
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)		
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	4,594 кА (3) / 11,49		
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	435,32 мс (3)		
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь		
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	26,091 мс (0 о.е.) 23,603 мс (0,1 о.е.)		
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-		
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защита КЛ к ТСН 6/3,15 кВ): ТО, МТЗ, ЗП, ЛЗШ(д), УРОВ(д)		
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс		
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Мероприятия не требуются		



Диспетчерское наименование	Ячейка ввода 6,3 кВ АТ-1/ТАЗ	Ячейка ввода 6,3 кВ АТ-1/ТА5	
Тип ТТ	ТОЛ 400/1	ТОЛ 3000/5	
Номинальная предельная кратность ТТ	20	15	
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	20 Ом	1 Ом	
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)	1,14 Ом (3)	
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	20,428 кА (3) / 51,07	20,428 кА (3) / 6,81	
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	37,81 мс (3)	37,81 мс (3)	
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь	350 м, 6 мм ² , медь	
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	7,802 мс (0 о.е.) 7,478 мс (0,1 о.е.)	8,486 мс (0 о.е.) 8,116 мс (0,1 о.е.)	
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защиты ввода 6,3 кВ АТ-1): МТЗ, ТК ЗДЗ, УРОВ(д), ЛЗШ(п), УРОВ(п)	БЭ2704 043 (Существ. защита АТ-1): ДЗО НН	
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс	5 мс	
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Необходимо: - взаимодействие с производителем устройства РЗ с целью изменения алгоритмов функционирования защит и уменьшения параметра Т _{мин} , реле до 7,4 мс.	Мероприятия не требуются	



Диспетчерское наименование	Ячейка линии к ТСН-2.1/ТАЗ		
Тип ТТ	ТОЛ 400/1		
Номинальная предельная кратность ТТ	20		
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	20 Ом		
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)		
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	20,428 кА (3) / 51,07		
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	37,81 мс (3)		
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь		
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	7,802 мс (0 о.е.) 7,478 мс (0,1 о.е.)		
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-		
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защита КЛ к ТСН-2.1): ТО, МТЗ, ЗП, ЛЗШ(д), УРОВ(д)		
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс		
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Необходимо: - взаимодействие с производителем устройства РЗ с целью изменения алгоритмов функционирования защит и уменьшения параметра Т _{мин} , реле до 7,4 мс.		



Диспетчерское наименование	Ячейка ввода 6,3 кВ АТ-2/ТАЗ	Ячейка ввода 6,3 кВ АТ-2/ТА5	
Тип ТТ	ТОЛ 400/1	ТОЛ 3000/5	
Номинальная предельная кратность ТТ	20	15	
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	20 Ом	1 Ом	
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)	1,05 Ом (3)	
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	20,143 кА (3) / 50,36	20,143 кА (3) / 6,71	
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	33,26 мс (3)	33,26 мс (3)	
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь	320 м, 6 мм ² , медь	
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	7,907 мс (0 о.е.) 7,579 мс (0,1 о.е.)	8,795 мс (0 о.е.) 8,404 мс (0,1 о.е.)	
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-	-	
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защиты ввода 6,3 кВ АТ-2): МТЗ, ТК ЗДЗ, УРОВ(д), ЛЗШ(п), УРОВ(п)	БЭ2704 043 (Существ. защита АТ-2): ДЗО НН	
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс	5 мс	
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Необходимо: - взаимодействие с производителем устройства РЗ с целью изменения алгоритмов функционирования защит и уменьшения параметра Т _{мин} , реле до 7,5 мс.	Мероприятия не требуются	



Диспетчерское наименование	Ячейка СВ 6,3 кВ/ТАЗ		
Тип ТТ	ТОЛ 400/1		
Номинальная предельная кратность ТТ	20		
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	20 Ом		
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)		
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	20,428 кА (3) / 51,07		
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	37,81 мс (3)		
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь		
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	7,802 мс (0 о.е.) 7,478 мс (0,1 о.е.)		
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-		
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защиты СВ 6,3 кВ): МТЗ, ТКЗДЗ, ЛЗШ(д), УРОВ(д), ЛЗШ(п), УРОВ(п)		
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс		
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Необходимо: - взаимодействие с производителем устройства РЗ с целью изменения алгоритмов функционирования защит и уменьшения параметра Т _{мин} , реле до 7,4 мс.		



Диспетчерское наименование	Ячейка линии к ТСН-2.2/ТАЗ		
Тип ТТ	ТОЛ 400/1		
Номинальная предельная кратность ТТ	20		
Номинальная нагрузка на вторичные обмотки ТТ	20 Ом		
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ	0,54 Ом (3)		
Значение трехфазного тока КЗ/фактическая кратность Значение однофазного тока КЗ/фактическая кратность	20,143 кА (3) / 50,36		
Эквивалентная постоянная времени апериодической слагающей тока трехфазного/однофазного КЗ, Та	33,26 мс (3)		
Длина контрольного кабеля (от кернов трансформаторов тока до устройств РЗ), сечение контрольного кабеля, материал контрольного кабеля	5 м, 2,5 мм ² , медь		
Минимальное время до насыщения при отсутствии и наличии остаточной намагниченности 0 о.е./0,1 о.е.	7,907 мс (0 о.е.) 7,579 мс (0,1 о.е.)		
Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с «внешним» суммированием токов	-		
Тип защиты/состав нагрузки	Терминал РЗА (Защита КЛ к ТСН-2.2): ТО, МТЗ, ЗП, ЛЗШ(д), УРОВ(д)		
Минимально необходимое время до насыщения ТТ, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА, Т _{мин,рз}	15 мс		
Мероприятия, исключающие риски неправильной работы устройств РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ	Необходимо: - взаимодействие производителем устройства РЗ с целью изменения алгоритмов функционирования защит и уменьшения параметра Т _{мин} , реле до 7,5 мс.		

Приложение Г. Информационные письма производителей устройств РЗА о минимально необходимом времени до насыщения ТТ

ЭКРА

научно-
производственное
предприятие

Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное предприятие «ЭКРА» (ООО НПП «ЭКРА»)
Адрес: пр-кт И.Я. Яковлева, 3, помещение 541,
Чебоксары, Чувашская Республика - Чувашия, 428020
Тел./факс: +7 (8352) 220-110 (многоканальный), 220-130 (автосекретарь)
E-mail: ekra@ekra.ru
www.ekra.ru

ИНН 2126001172, КПП 213001001
ОГРН 1022101135726, ОКПО 20572135
р/с 40702810575020000213
в Чувашском отделении № 8613
ПАО Сбербанк г. Чебоксары
БИК 049706609
к/с 3010181030000000609

на № 24.12.2021 от № 21668

Руководителям организаций
Для рассылки по запросу



00ДО-122323 от 24.12.2021

О времени до насыщения трансформаторов тока

Уважаемые коллеги!

На Ваш запрос о минимальном времени до насыщения трансформаторов тока (ТТ), необходимом для правильного функционирования терминалов РЗА производства ООО НПП «ЭКРА» сообщаем следующее:

1. Минимально необходимое время (T_{min}) до насыщения ТТ по условиям правильной работы функций РЗА в шкафах типов ШЭ2607, ШЭ2710, ШЭ111х и терминалов БЭ2502, ЭКРА 21Х в отсутствии конкретной информации о используемых ТТ, первичной сети, виде и месте короткого замыкания, уставках защит указано в таблице 1.

Таблица 1

Тип устройства	Серия шкафов, терминалов	Версия ПО	Год выпуска	Tмин, мс	Примечание
ДЗТ, ДЗГ	ШЭ111Х ЭКРА 100	Все версии	до 2011	см. пункт 5	для варианта подключения присоединения через один ТТ
	ШЭ111Х ЭКРА 200		с 2010	≥10	
ДЗО, ДЗШ	ШЭ2607, ШЭ2710		Все с начала производства	≥5	
КСЗ, ДФЗ, ДЗЛ				≥5	
ДЗТ (АТ)				до 11.2021	
	400	с 11.2021	≥5		
МТЗ, ДЗТ, ДЗ	БЭ2502	Все версии	Все с начала производства	≥15	
	ЭКРА 21Х				

Примечание: ДЗШ, ДЗО – дифференциальные защиты шин и ошиновки; КСЗ – комплекты ступенчатых защит; ДЗТ(АТ) – дифференциальные защиты (авто-) трансформаторов; ДЗГ - дифференциальные защиты генераторов, ДФЗ – дифференциально-фазная защита линии; ДЗЛ – продольная дифференциальная защита линии.

Исполнитель: Муравьев Павел Петрович
Тел.: +7 (8352) 22-01-30, доб. 9023
e-mail: muraviev_pp@ekra.ru



ЭКРА

2. В шкафах защит линий серий ШЭ2607, ШЭ2710 предусмотрена программная блокировка, исключающая срабатывание защит при внешних КЗ в условиях насыщения ТТ (время срабатывания не более 5 мс). Правильная работа рассматриваемых устройств РЗА в самых неблагоприятных условиях насыщения ТТ будет обеспечена при использовании в проекте раздельного подключения вторичных цепей ТТ, установленных в цепях нескольких выключателей присоединения, телеускорения комплектов резервных защит, устанавливаемых по концам линии, индивидуального подключения нулевых проводников фаз.

3. В шкафах защит линий ДФЗ, ДЗЛ возможность насыщения ТТ учитывается также при выборе уставок (см. Руководства по эксплуатации).

4. Выпуск шкафов серии ШЭ111х на базе микропроцессорных устройств «ЭКРА 100» завершён в 2011 г. В связи с этим научно-техническая поддержка данных устройств не производится.

5. Для устройств РЗА подстанционного оборудования разработана вторая редакция методических указаний по проверке и выбору ТТ (см. Информационное письмо №62» от 29.07.2021 на сайте предприятия).

Надеемся на дальнейшее плодотворное и взаимовыгодное сотрудничество.

С уважением,
Руководитель департамента
технического маркетинга



В. Н. Терентьев

Исполнитель: Муравьев Павел Петрович
Тел.: +7 (8352) 22-01-30, доб. 9023
e-mail: muraviev_pp@ekra.ru





ООО «Релематика»
ИНН 2129041046, КПП 213001001
428020, Россия, г. Чебоксары,
пр. И. Яковлева, д. 1.
Тел./факс: +7 (8352) 24 06 50.
Электронная почта: info@relematika.ru
www.relematika.ru

Руководителям организаций
Для рассылки по запросу

21 НОЯ 2022

№ 21-11-03

На № _____ от _____

*О минимальном времени до насыщения трансформаторов тока
(изменения от 18.11.2022)*

На Ваш запрос о предоставлении информации для осуществления расчетов, определенных требованиями «ГОСТ Р 58669-2019. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» и в соответствии с письмом Минэнерго России №ЧА-3440/10 от 02.04.2019 «О мерах по недопущению неправильной работы устройств релейной защиты», сообщаем следующее:

– Для обеспечения правильного функционирования терминалов РЗА ООО «Релематика» при измерении трансформаторами тока (ТТ) токов короткого замыкания (КЗ), форма которых соответствует выражению (Г.7) «ГОСТ Р 58669-2019», необходимо учитывать время до насыщения данных ТТ. Расчет времени до насыщения ТТ проводить по требованиям п.5.2 «ГОСТ Р 58669-2019» при помощи построения кривых и нахождении точки пересечения с самой кривой. Пример расчета и выбора ТТ по данному требованию приведен в файле во вложении.

– При проведении расчетов необходимо учитывать выполнение условия (5) п.5.1.4 «ГОСТ Р 58669-2019». Невыполнение данного условия указывает на то, что ток предельной кратности меньше действующего тока КЗ (**использование ТТ в таких условиях недопустимо**).

– ООО «Релематика» рекомендует ориентироваться на значения времени до насыщения ($T_{нас}$) ТТ от апериодической составляющей тока КЗ при наличии предельного значения остаточной намагниченности в магнитопроводе ТТ, при превышении которых обеспечивается правильное функционирование терминалов РЗА ООО «Релематика» (для всех версий ПО). Значения указаны в таблице ниже для внутренних и внешних КЗ.

При этом для защит линий с относительной селективностью рекомендуется:

– в качестве тока внутреннего КЗ принимать максимальное значение тока при КЗ в начале линии;

– в качестве тока внешнего КЗ принимать максимальное значение тока при КЗ «за спиной» и при КЗ за пределами защищаемой зоны (+20%).

	Тип устройства	Устройства РЗА	Т _{нас} ¹⁾	Т _{нас} ²⁾
1	Дифференциальная защита шин или ошиновок 35-750 кВ	Бреслер ТШ	5 мс	5 мс
		ТОР 300 ДЗО, ДЗШ БПО версии 2.14 и ниже	5 мс	5 мс
		ТОР 300 ДЗО, ДЗШ БПО версии 2.15 и выше	2.5 мс	2.5 мс
2	Продольная дифференциальная защита ЛЭП 6-750 кВ	ТОР 300 ДЗЛ БПО версии 2.14 и ниже	10 мс	25 мс
		ТОР 300 ДЗЛ БПО версии 2.15 и выше	6 мс	6 мс
3	Защиты синхронного генератора	ТОР 300 ЗГ БПО версии 2.14 и ниже	5 мс	5 мс
		ТОР 300 ЗГ БПО версии 2.15 и выше	2.5 мс	2.5 мс
		ТОР 200 ВГ, ГТ, ГТВ, ДВГ-16	5 мс	5 мс
4	Дифференциальная защита трансформаторов (автотрансформаторов) 35-750 кВ Дифференциальная защита БСК 110-220 кВ Дифференциальная защита ШР 110-750 кВ	Бреслер ТТ	5 мс ³⁾	10 мс
		ТОР 300 ДЗТ, ДЗАТ, ДЗБ, БСК, ШР, УШР БПО версии 2.14 и ниже	5 мс ³⁾	10 мс
		ТОР 300 ДЗТ, ДЗАТ, ДЗБ, БСК, ШР, УШР БПО версии 2.15 и выше	2.5 мс ³⁾	7 мс
5	Комплект ступенчатых защит ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов 35-750 кВ Дифференциально-фазная защита, Направленная высокочастотная защита ЛЭП 110-750 кВ	Бреслер ТЛ	10 мс	25 мс
		ТОР 300 КСЗ, РЗАТ, ДФЗ, НВЧЗ БПО версии 2.16 и ниже	5 мс	25 мс ⁵⁾
		ТОР 300 КСЗ, РЗАТ, ДФЗ, НВЧЗ БПО версии 2.17 и выше	5 мс	5 мс
6	Комплект ступенчатых защит трансформаторов, автоматика управления выключателем 35-750 кВ	ТОР 300 РЗТ, ТОР 300 АУВ	5 мс ⁴⁾	5 мс ⁴⁾
7	Дифференциальная защита двухобмоточного трансформатора 35-110 кВ Дифференциальная защита трансформатора преобразователя частоты 6-10 кВ Дифференциальная защита синхронного двигателя 6-10 кВ	ТОР 200 Т-16	5 мс	7 мс
		ТОР 200 ТПЧ-16	5 мс	7 мс
		ТОР 200 СД, СДА-16	5 мс	7 мс
8	Дифференциальная защита шин 6-10 кВ	ТОР 200 ДЗШ-16	5 мс	7 мс
9	Токовые защиты присоединений 6-35 кВ (ВВ, СВ, ОЛ и т.п.)	ТОР 200-16 (кроме выделенных исполнений)	5 мс ⁴⁾	5 мс ⁴⁾
¹⁾ При внутренних коротких замыканиях. ²⁾ При внешних коротких замыканиях. ³⁾ При отключении внутренних коротких замыканий с Т _{нас} ≤ 20 мс функцией дифференциальной токовой отсечки без торможения. ⁴⁾ Уставка токовых защит выбирается исходя из фактической погрешности ТТ. ⁵⁾ Следует также принимать во внимание, что для функций ДФЗ, ДЗ, ТНЗНП линейных защит при внешних КЗ с апериодической составляющей тока и значениях времени до насыщения ТТ (Т _{нас}) менее 25 мс селективность может быть обеспечена введением выдержки времени на срабатывание 20 мс + τ, где τ – постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ.				

По результатам исследований работы терминалов с ТТ класса «Р» правильное функционирование защит линий при насыщении ТТ обеспечивается при токах КЗ согласно выражению (Г.7) «ГОСТ Р 58669-2019» как при КЗ в зоне защиты, так и при КЗ «за спиной» и вне защищаемой зоны. При этом под правильной работой нами понимается отсутствие ложных и излишних срабатываний защит при внешнем КЗ и отсутствие замедлений в срабатывании при внутренних.

В целях обеспечения соответствия технических характеристик ТТ и устройств РЗА рекомендуем:

- при строительстве и комплексном техническом перевооружении объектов электроэнергетики (модернизация РЗА с заменой ТТ) рассматривать варианты применения ТТ типа 5Р, 10Р со вторичным номинальным током 1 А вместо 5 А, использование ТТ с большим первичным номинальным током ТТ или с большей номинальной кратностью и мощностью нагрузки, использование ТТ типа 5PR, 10PR, имеющих гарантированный коэффициент остаточной намагниченности не более 10%,
- при модернизации устройств и комплексов РЗ (без замены ТТ) рассматривать возможность увеличения сечения вторичного проводника, а также использования измеренных значений остаточной намагниченности (п.Б.7, «ПНСТ 283-2018») при расчетах ТТ.

Выбранный ТТ должен также соответствовать требованиям к ТТ, указанных в рекомендациях по расчету уставок для соответствующих исполнений защиты.

Приложение – Выбор ТТ по времени до насыщения – 5 стр.

С уважением,

Коммерческий директор



А.А. Шурчилов