



ИРКУТСКЭНЕРГОПРОЕКТ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ИРКУТСКЭНЕРГОПРОЕКТ»

**Регистрационный номер в реестре СРО П-046-003811125944-0193
от 17 февраля 2011 г.**

Заказчик – АО «ИЭСК»

**Реконструкция ПС 35 кВ Введенщина
(Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый, прирост
мощности 12 МВА)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях
инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-
технических мероприятий**

Подраздел 5.1. Система электроснабжения

Раздел 5.1.2. Релейная защита и автоматика

374-22-22-ИОС1.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Инв.№ _____

Взамен инв. № _____



ИРКУТСКЭНЕРГОПРОЕКТ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ИРКУТСКЭНЕРГОПРОЕКТ"

Регистрационный номер в реестре СРО П-046-003811125944-0193
от 17 февраля 2011 г.

Заказчик – АО «ИЭСК»

Реконструкция ПС 35/10 кВ Введенщина (Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый, прирост мощности 12 МВА)

ВНЕСТАДИЙНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях
инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-
технических мероприятий**

Подраздел 5.1. Система электроснабжения

Раздел 5.1.2. Релейная защита и автоматика

374-22-22-ИОС1.2

Управляющий директор

А.О. Волков

Главный инженер проекта

И.В. Родионов

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Обозначение	Наименование	Примечание
374-22-22-ИОС1.2-С	Содержание тома	2
374-22-22-СП	Состав проекта	4
374-22-22-ИОС1.2	Текстовая часть	
	1. Перечень нормативной документации	6
	2. Краткая характеристика объекта реконструкции	6
	3.Принятая этапность реконструкции	7
	4.Релейная защита и автоматика трансформаторов	7
	5.Защита и автоматика элементов КРУ-10 кВ	8
	6.Защита и автоматика элементов ОРУ-10 кВ	8
	6.1 Логическая защита шин ОРУ-10 кВ	8
	6.2 Автоматика ввода резерва ОРУ-10 кВ	9
	6.3. Устройство резервирования выключателей ОРУ-10 кВ	9
	7.Расчет измерительных трансформаторов тока	9
	8.Организация цепей напряжения ТН 10 кВ	9
	9.Управление коммутационными аппаратами	10
	10.Сигнализация	10
	11.Оперативная блокировка разъединителей	10
	12.Измерения	10
	13.Питание устройств РЗА оперативным током	10
	14.Вторичные цепи	11
	15.Расчет параметров срабатывания устройств РЗА	11
	15.1. Выбор параметров срабатывания защит силовых трансформаторов	11
	15.1.1. Выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты трансформатора	12
	15.1.2. Выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты трансформатора	15
	15.1.3. Блокировка РПН при перегрузках	15
	15.1.4. Пуск автоматики охлаждения	15
	15.1.5. Максимальная токовая защита стороны ВН трансформатора	15
	15.1.6. УРОВ	16
	15.2. Выбор параметров срабатывания защит линий 10 кВ ОРУ	16
	15.3. Защиты СВ 10 кВ ОРУ	17

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Савинов			08.26
Проверил		Рудых			08.26
Н.контр		Котова			08.26

374-22-22-ИОС1.2-С

Содержание тома

Стадия

Лист

Листов

П

1

2

ООО
«ИркутскЭнергоПроект»
г. Иркутск

	15.4. Работа АВР-ЗМН СВ-10 кВ ОРУ-10	17
	16. Состав и объем устанавливаемых устройств РЗА	17
	17. Определение параметров обмоток трансформаторов тока устанавливаемых в рамках реконструкции	18
	17.1. Определение параметров обмоток трансформаторов тока для релейной защиты	18
	17.2. Определение параметров обмоток трансформаторов тока для учета и измерений	19
	Приложение А	22
	Графическая часть	
Лист 1	Схема размещения устройств РЗА	43
Лист 2	Схема распределения устройств ИТС по сердечникам трансформаторов тока и напряжения	44

Инв. № подл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Копуч.	Лист	№дж	Подп.	Дата

374-22-22-ИОС1.2-С

Лист

2

Состав проектной документации

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	2	3	4
1	374-22-22-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	374-22-22-ПЗУ	Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	
3	374-22-22-АР	Раздел 3. Объемно-планировочные и архитектурные решения.	Раздел не разрабатывается
4	374-22-22-КР	Раздел 4. Конструктивные решения.	
5	374-22-22-ИОС	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения	
5.1		Подраздел 5.1. Система электроснабжения	
5.1.1	374-22-22-ИОС1.1	Раздел 5.1.1. Электротехнические решения	
5.1.2	374-22-22-ИОС1.2	Раздел 5.1.2 Релейная защита и автоматика	
5.1.3	374-22-22-ИОС1.3	Раздел 5.1.3 Система сбора и передачи информации	
5.1.4	374-22-22-ИОС1.4	Раздел 5.1.4 Учёт электроэнергии	
5.2		Подраздел 5.2. Система водоснабжения	Раздел не разрабатывается
5.3	374-22-22-ИОС3.	Подраздел 5.3. Система водоотведения	Раздел не разрабатывается
5.4		Подраздел 5.4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха	Раздел не разрабатывается
5.5			
5.5.1	374-22-22-ИОС5.1	Подраздел 5.5.1 Сети связи	
5.5.2	374-22-22-ИОС5.2	Подраздел 5.5.2 Сети связи. Решения по подвесу ВОЛС на опорах ВЛ 35 кВ	
5.6		Подраздел 5.6. Система газоснабжения	Не разрабатывается проектом
5.7		Подраздел 5.7. Технологические решения	Раздел не разрабатывается
6	374-22-22-ПОС	Раздел 6. Проект организации строительства.	

Взам. инв. №						6	374-22-22-ПОС	решения Раздел 6. Проект организации строительства.	разрабатывается		
Подпись и дата						374-22-22-СП					
Инв. № подл.							Состав проектной документации		Стадия	Лист	Листов
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			П	1	2
	ГИП		Родионов			08.26			ООО «ИркутскЭнергоПроект» г. Иркутск		
	Н.контр.		Федорова			08.26					

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	2	3	4
7		Раздел 7 Проект организации работ по сносу и демонтажу объектов капитального строительства	Не разрабатывается проектом
8	374-22-22-ООС	Раздел 8. Мероприятия по охране окружающей среды	
9	374-22-22-ПБ	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
10		Раздел 10. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов	Раздел не разрабатывается
10.1		Раздел 10.1. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учёта используемых энергетических ресурсов	Раздел не разрабатывается
10.2	374-22-22-ОВОС	Раздел 10.2. Оценка воздействия на окружающую среду	
11	374-22-22-СМ.	Раздел 12. Смета на строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объекта капитального строительства Часть 2. Объектные сметные расчеты. Локальные сметные расчеты	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

374-22-22-СП

2

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Стадия	Лист	Листов
П	1	45

ООО
«ИркутскЭнергоПроект»
г. Иркутск

3. Принятая этапность реконструкции

В соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации

- реконструкция ПС 35/10 кВ Введенщина предусматривается в следующем объеме:
- демонтаж существующих силовых трансформаторов мощностью 10 МВА;
- демонтаж трансформаторов тока в вводных ячейках КРУ 35 кВ;
- демонтаж трансформаторов тока в секционной ячейке КРУ 35 кВ;
- монтаж силового трансформатора мощностью 16 МВА – 2 шт.;
- монтаж трансформаторов тока в вводных ячейках КРУ 35 кВ;
- монтаж трансформаторов тока в секционной ячейке КРУ 35 кВ;
- демонтаж трансформаторов тока в вводных ячейках КРУ 10 кВ;
- демонтаж трансформаторов тока в секционной ячейке КРУ 10 кВ;
- монтаж трансформаторов тока в вводных ячейках КРУ 10 кВ;
- монтаж трансформаторов тока в секционной ячейке КРУ 10 кВ;
- подключение двухсекционного ОРУ-10 кВ выполненной на реклоузерах к существующей КРУ-10 кВ.

Реконструкция выполняется поэтапно:

1 этап:

- замена силового трансформатора Т-1 на ПС 35 кВ Введенщина;
- замена ТТ-35 кВ в ячейке №7 ввод I СШ КРУ-35 кВ;
- замена ТТ-35 кВ в ячейке №1 секционный выключатель I СШ КРУ -35 кВ;
- замена ТТ-35 кВ в ячейке №3 ввод Т-1 I СШ КРУ-35 кВ;
- замена ТТ-10 кВ в ячейке №9 ввод Т-1 I СШ КРУ-10 кВ;
- замена ТТ-10 кВ в ячейке №7 ЗРУ 10 кВ I СШ КРУ-10 кВ;
- подключение двухсекционного ОРУ-10 кВ выполненной на реклоузерах к существующей КРУ-10 кВ к яч. 7.

2 этап:

- замена силового трансформатора Т-2 на ПС 35 кВ Введенщина;
- замена ТТ-35 кВ в ячейке №8 Ввод II СШ КРУ-35 кВ;
- замена ТТ-35 кВ в ячейке №4 Ввод Т-2 II СШ КРУ-35 кВ;
- замена ТТ-10 кВ в ячейке №10 Ввод Т-2 II СШ КРУ-10 кВ;
- замена ТТ-10 кВ в ячейке №8 II СШ КРУ-10 кВ;
- замена ТТ-10 кВ в ячейке № 2 СВ-10 КРУ-10 кВ
- подключение двухсекционного ОРУ-10 кВ выполненной на реклоузерах к существующей КРУ-10 кВ к яч.8.

4. Релейная защита и автоматика трансформаторов

Существующая защита трансформаторов выполнена на базе микропроцессорных защит типа Мисом. Защиты соответствуют действующим нормам.

Для защиты каждого вновь устанавливаемого силового трансформатора предусмотрено использование существующих устройств защиты и автоматики:

- комплект основной защиты (Мисом Р642);
- комплект резервной защиты и автоматики управления выключателем стороны ВН (Мисом Р143);

Комплекты основных защит трансформатора реализуют следующие функции:

- дифференциальную токовую защиту с торможением;
- трехступенчатую максимальную токовую защиту (МТЗ) стороны ВН;
- трехступенчатую максимальную токовую защиту (МТЗ) стороны НН;
- газовую защиту трансформатора:
- 1-я ступень действует на сигнал;
- 2-я ступень может действовать на отключение, так и на сигнал;
- газовую защиту устройства РПН трансформатора, действующую на отключение (или

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									374-22-22-ИОС1.2	
									2	
Изм.	Копуч.	Лист	№дж	Подп.	Дата					

сигнал);

- понижение уровня масла в баке трансформатора (на сигнал);
- отказ системы охлаждения (на сигнал);
- повышение температуры масла (на сигнал);
- пуск дуговой защиты 10 кВ по току стороны 35 кВ;
- включение охлаждения при перегрузке трансформатора.

Комплект резервных защит трансформатора и управления выключателем 35 кВ содержит:

- трехступенчатую МТЗ с пуском по минимальному напряжению стороны ВН;
- газовую защиту трансформатора:

- 1-я ступень действует на сигнал;

- 2-я ступень может действовать как на отключение, так и на сигнал;

- газовую защиту устройства РПН трансформатора, действующую на отключение (или сигнал);

- защиту от перегрузки по току стороны ВН с действием на сигнал;

- пуск дуговой защиты 10 кВ по току стороны 35 кВ;

- ЛЗТ;

- управление выключателем ввода 35 кВ Т1Н (Т2Н);

- защиту электромагнитов отключения.

Газовые реле трансформатора должны действовать через два комплекта защит. Трансформаторы Т1Н и Т2Н оснащаются газовыми реле с двумя отключающими контактами и двумя сигнальными контактами. При этом одна пара сигнального и отключающего контактов подаётся в терминал основных защит, а вторая пара в терминал резервных защит стороны ВН.

В качестве устройства регулирования напряжения на ПС установлено устройство автоматического регулирования коэффициента трансформации НМВК-10;

Для защиты ввода 10 кВ силового трансформатора установлено устройство Мисом 143;

В рамках настоящего проекта предусматривается подключение вновь устанавливаемых силовых трансформаторов по цепям технологических сигналов к существующим шкафам защит.

Необходимость установки дополнительных аппаратов и ввода новых сигналов в существующие шкафы от заменяемого силового оборудования уточняется на этапе рабочей документации.

Сигнализация уровня воды в маслосборнике выполняется с использованием существующего датчика-реле уровня типа РОС-301-2Г, размещенного в шкафу центральной сигнализации в помещении ОПУ (передающий преобразователь).

5. Защита и автоматика элементов КРУ-10 кВ

В настоящее время существующие защиты элементов КРУ-10 кВ выполнены на базе микропроцессорных устройств типа Мисом. По настоящему проекту предусмотрено действие ЛЗШ ОРУ-10 кВ на яч. №№7,8 КРУ-10 кВ. Кроме того, на ячейках №7, 8 предусмотрена реализация функция ЗМН для ОРУ-10 кВ. ЗМН яч.№7,8 КРУ-10 кВ должно быть отстроено по времени от ЗМН яч.9,10 ввода Т-1(2).

6. Защита и автоматика элементов ОРУ-10 кВ

В рамках настоящего проекта на ПС 35 кВ Введенщина выполняется установка ОРУ 10 кВ на базе реклоузеров с подключением к существующему КРУ-10 кВ; Релейную защиту и автоматику проектируемых присоединений 10 кВ предусматривается выполнить на базе микропроцессорных устройств установленных в составе реклоузера. На стороне 10 кВ предусматривается раздельная работа секций. Для отключения межфазных повреждений на ОЛ 10 кВ предусматриваются двухступенчатая токовая защита (ТО, МТЗ).

6.1. Логическая защита шин ОРУ-10 кВ

Для обеспечения отключения повреждений на шинах с наименьшей выдержкой времени на терминалах защит присоединений 10 кВ собирается логическая защита шин блокирующего типа (параллельная схема организации). Время действия ЛЗШ порядка 0,15 - 0,2 сек. С действием на ячейку КРУ-10 кВ. В ячейке №7(8) КРУ-10 кВ предусмотрена

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			374-22-22-ИОС1.2						3
			Изм.	Колуч.	Лист	№дкж	Подп.	Дата	

установка дополнительного клеммника для подключения цепей блокирующего сигнала ЛЗШ. Блокирующий сигнал организуется путем замыкания нормально открытых контактов реле при пуске МТЗ отходящих линий ОРУ 10 кВ и прохождения сигнала на общую шинку блокировки ЛЗШ (EVB). Шинка EVB связана с входами F16 - F15 терминала Micom 143 яч. №7(8) КРУ 10 кВ. Подключение через шкаф ШЗВ-200 соответствующей секции шин.

6.2. Автоматика ввода резерва ОРУ-10 кВ

Автоматика ввода резерва для ОРУ-10 кВ предусмотрена по средством работы ЗМН-АВР. Параметрирование функции ЗМН предусмотрено в существующем микропроцессорном терминале РЗА яч. №7(8) существующего КРУ. Принцип работы следующий: если до выключателя яч.7(8) отсутствует напряжение (на I (II) сш) и при этом на смежной секции присутствует напряжение (на II (I) сш). Контроль наличия напряжения осуществляется в терминале ТН-10 кВ КРУ-10 соответствующей секции. Одновременно ЗМН КРУ 10 кВ яч.9 (10) и запускается ЗМН на яч.7,8. При этом предусмотрена отстройка по времени ЗМН на яч.7,8 (ОРУ-10 кВ) от логики работы ЗМН – АВР КРУ 10 кВ. По факту срабатывания ЗМН яч. 7, 8 и отключения соответствующего выключателя формируется команда на включение СВ 10 кВ ОРУ-10.

6.3. Устройство резервирования выключателей ОРУ-10 кВ

Для обеспечения резервирования отключения выключателей ОРУ-10 предусмотрена УРОВ выключателей 10 кВ ОРУ-10. Через нормально открытые контакты терминалов образуется шинка EQCT (собирается в шкафу ШЗВ-200 соответствующей секции). Шинка EQCT связана с входами D1 – D2 терминала Micom 143 яч. №7(8) КРУ 10 кВ.

7. Расчет измерительных трансформаторов тока

Расчет выполняется для вновь устанавливаемых трансформаторов тока используемых в цепях РЗА.

В расчете принимается работа выключателей с ТАПВ. Технические данные по трансформаторам тока приведены в таблицах расчетов.

Выполняется проверка на соответствие следующим требованиям:

- в целях предотвращения излишних срабатываний защиты при КЗ вне защищаемой зоны погрешность (полная или токовая) ТТ, как правило, не должна превышать 10%;
- токовая погрешность ТТ в целях предотвращения отказов защиты при КЗ в начале защищаемой зоны не должна превышать предельно допустимого значения для выбранного типа реле (для МП устройств в качестве предельно допустимой токовой погрешности принята величина 50 %);
- отсутствие опасных перенапряжений во вторичных цепях ТТ;
- ТТ выступающие в качестве источника аналогового сигнала для быстродействующих защит проверяются при токе КЗ в начальный момент времени (с учетом апериодической составляющей) для исключения возможности их насыщения и последующего ложного срабатывания МП РЗА или задержки на срабатывание, обусловленной насыщением ТТ.

Результаты расчета выбора ТТ приведены в приложении А.

8. Организация цепей напряжения ТН 10 кВ

На ПС 35 кВ Введенщина в КРУ-10 кВ на каждой секции установлены существующие трансформаторы напряжения с тремя вторичными обмотками:

- основная обмотка для питания цепей измерений и устройств РЗА, работающая в классе точности 0,5;
- вторая основная обмотка для питания цепей учета, работающая в классе точности 0,5;
- дополнительная обмотка для питания цепей измерений и устройств РЗА, работающая в классе точности 3,0.

Обмотки трансформатора напряжения защищаются от коротких замыканий во вторичных цепях отдельными автоматическими выключателями.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			374-22-22-ИОС1.2						4
			Изм.	Колуч.	Лист	№дж	Подп.	Дата	

14. Вторичные цепи

Контрольные кабели подключаются к шкафам и сборкам через сборки зажимов с винтовым креплением. Для исключения наводок в цепях управления, измерения и РЗА применяются контрольные кабели с общим экраном. Совмещение в одном кабеле цепей измерения с силовыми и управляющими цепями не допускается.

По условию механической прочности жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее - 1,5 мм² для меди. По условию механической прочности для токовых цепей, жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее - 2,5 мм² для меди.

Заземление вторичных обмоток трансформаторов тока выполняется на ближайшей от трансформатора сборке зажимов или на зажимах трансформатора.

Вторичные обмотки ТТ должны заземляться для обеспечения безопасности персонала. Заземление должно быть надежным и наглядным.

Все вторичные цепи релейной защиты и автоматики, следует выполнять экранированным кабелем с обязательным заземлением экрана с обеих сторон.

Заземление экранов кабелей в здании необходимо осуществлять либо на вводе в здание, либо в месте конечной разделки кабелей. Для заземления экранов кабелей рекомендуется использовать конструкцию в виде специальных зажимов с большой площадью контакта (ГОСТ Р 58882-2020). Экраны необходимо заземлять в месте ввода кабелей в шкафы (рис. 14.1).

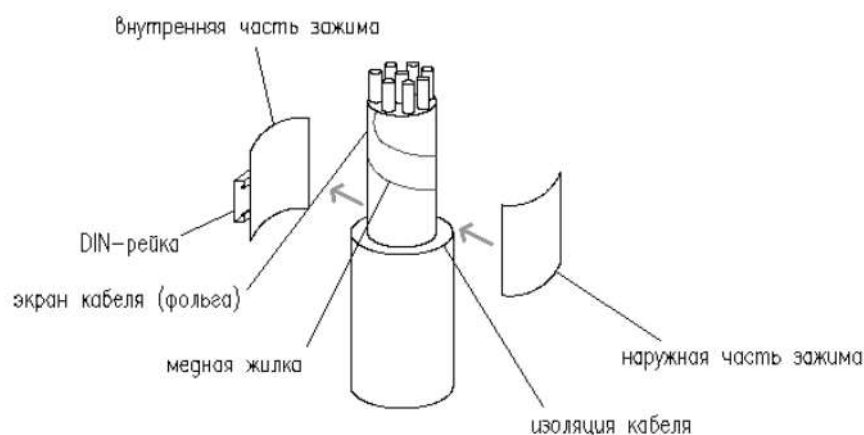


Рис. 14.1. Заземление экрана кабеля типа КВВГЭ при помощи специального зажима

Применение кабелей, фактические параметры которых отличаются от требуемых недопустимо.

15. Расчет параметров срабатывания устройств РЗА.

15.1. Выбор параметров срабатывания защит силовых трансформаторов

Исходные данные по КЗ на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Введенщина

$I(3) = 3540$ А - в максимальном режиме;

$I(3) = 1542$ А - в минимальном режиме.

$$X_{c.max} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{3ф.кз.max}} = \frac{37500}{\sqrt{3} \cdot 3540} = 6.123$$

$$X_{c.min} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{3ф.кз.min}} = \frac{37500}{\sqrt{3} \cdot 1542} = 14.057$$

$$Z_{тр} = \frac{U_{кз} \cdot U_{вн}^2}{S_{тр}} = \frac{10 \cdot 37,5^2}{100 \cdot 16} = 8,79$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									6	
Изм.	Копуч.	Лист	№дж	Подп.	Дата					374-22-22-ИОС1.2

$$R_{\text{вн.тр}} = \frac{P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{тр}}^2} = \frac{85000 \cdot 37500^2}{16000000^2} = 0,4669$$
$$X_{\text{вн.тр}} = \sqrt{Z_{\text{тр}}^2 - R_{\text{тр}}^2} = \sqrt{8.79^2 - 0.4669^2} = 8.777$$

Выполним расчет тока, протекающего по стороне 35 кВ при кз на шинах 10 кВ в максимальном режиме:

$$I_{3\phi.\text{max.вн}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_{c.\text{max}} + X_{c.\text{min}})^2 + R_{\text{вн.тр}}^2}} = \frac{37500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(6.123 + 8.777)^2 + 0.4669^2}} = 1454 \text{ A}$$
$$I_{3\phi.\text{min.вн}} = \frac{37500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(14.057 + 8.777)^2 + 0.4669^2}} = 949 \text{ A}$$
$$I_{2\phi.\text{min.вн}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{3\phi.\text{min.вн}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 949 = 820 \text{ A}$$

Номинальный первичный ток трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном тр}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 246.62 \text{ A,}$$

где $S_{\text{ном тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном тр}}$ – номинальное напряжение стороны трансформатора, относительно которого производят расчет, кВ.

$X_{c.\text{max}}$ – сопротивление системы в максимальном режиме

$X_{c.\text{min}}$ – сопротивление системы в минимальном режиме

Вычислим максимальные и минимальные токи внешнего КЗ в относительных единицах, приведенные к ВН

$$I_{3\phi.\text{max.вн}*} = \frac{1454}{246,62} = 5,9 \text{ о.е.}$$
$$I_{2\phi.\text{min.вн}*} = \frac{820}{246,62} = 3,32 \text{ A}$$

15.1.1. Выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты трансформатора

Условие выбора	Расчетная формула	Результаты расчета	Принятая уставка/Примечание
2. Определение первичных и вторичных токов			
2.1 Первичный (Базисный) номинальный ток на сторонах защищаемого трансформатора			
Сторона 35 кВ	$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном тр}}}$	$16000/(\sqrt{3} \cdot 37.5) = 246.62 \text{ A}$	
Сторона 10 кВ		$16000/(\sqrt{3} \cdot 10.5) = 880.81 \text{ A}$	
Сторона 35 кВ (Сторона А)		$25000/(\sqrt{3} \cdot 37.5) = 385.35 \text{ A}$	
Сторона 10 кВ (Сторона В)		$25000/(\sqrt{3} \cdot 10.5) = 1376.27 \text{ A}$	
2.2 Схема соединения обмоток трансформатора			
Сторона 35 кВ (Сторона А)	Ксх	Y	
Сторона 10 кВ (Сторона В)		Δ-11	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Условие выбора	Расчетная формула	Результаты расчета	Принятая уставка/Примечание
2.3 Схема соединения обмоток ТТ	K _{сх,тт}		
Сторона 35 кВ (Сторона А)		У	
Сторона 10 кВ (Сторона В)		У	
2.5 Вторичные токи в плечах защиты	$I_{\text{ном.вт}} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{тт}}}$		
Сторона 35 кВ (Сторона А)		246.34/120 = 2.052 Форсированный: 385.35/120 = 3,211	
Сторона 10 кВ (Сторона В)		880,81/300 = 2,93 Форсированный: 1376,27/300 = 4,587	
2.6 Коэффициент амплитудного согласования	K _{ам} = I _{ном.вт.тт} / I _{ном.вт}	Условие проверки: 0.5 ≤ K _{ам} ≤ 16	Проверка условия
Сторона 35 кВ		5/2.052 = 2.436 Форсированный: 5/3,2 = 1,55	Выполняется
Сторона 10 кВ		5/2.93 = 1.706 Форсированный: 5/4,587 = 1,090	Выполняется
3 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ "Идиф"	I _{диф>} = K _{отс} · I _{нб. ном. нагр} , где K _{отс} = 1.3 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности расчета и необходимый запас		I _{диф>} = 0,355 · I _{баз} Диапазон: 0,1 – 2,5
3.1 Относительный расчетный ток небаланса I _{нб.ном.нагр} = I _{ном.нагр*} · (K _{пер} · K _{одн} · ε + ΔU _{рпн} + Δf _{выр}), где: K _{пер} = 1.0 – коэффициент, учитывающий переходный процесс; K _{одн} = 1.0 – коэффициент однотипности высоковольтных ТТ; ε- 0,05 – относительное значение полной погрешности ТТ ΔU _{рпн} = 0,16 – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине действительного диапазона регулирования; Δf _{выр} – 0,05 – коэффициент, учитывающий погрешность выравнивания	1,05 · I _{баз} · (1,0 · 1 · 0,05 + 0,16 + 0,05) = 0,273 1.3 · 0,353 = 0,355		
3.2 Ток начала торможения I _{торм} = 0,5 · I _{нб.ном.нагр*}	I _{торм} = 0,5 · 0,355= 0,178		
4. Расчет коэффициента торможения первого наклонного участка «m1»	m1 ≥ $\frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.нагр.расч}} - I_{\text{диф}}}{0,5 \cdot \sum I_{\text{торм}} - I_{\text{торм.м1}}} = \frac{1,3 \cdot 0,72 - 0,355}{1 - 0,178} = 0,706$, где K _{отс} = 1.3 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности устройства защиты, ошибки расчета и необходимый запас; I _{нб.расч*} - относительное значение расчетного тока небаланса в режиме перегрузки; Идиф> - принятое значение начального тока срабатывания; 0,5 · ∑ I _{торм} = 1 (полусумма входных токов по двум сторонам) I _{торм,м1} - рассчитанный ток начала торможения для первого наклонного участка.		
4.1 Ток небаланса, протекающий по защищаемому объекту в режиме перегрузки			0,71 о.е Диапазон: (0-2,5) о.е.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№дж	Подп.	Дата

Условие выбора	Расчетная формула	Результаты расчета	Принятая уставка/Примечание
$I_{\text{нб.нагр.расч}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{перегр}*}$ $= (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) \cdot 2,0 \cdot I_{\text{ном}} = 0,72 \cdot I_{\text{ном}}$ где: $K_{\text{пер}} = 1,5$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс; $K_{\text{одн}} = 1,0$ – коэффициент однотипности высоковольтных ТТ; $\varepsilon = 0,05$ – относительное значение полной погрешности ТТ $\Delta U_{\text{рпн}} = 0,16$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине действительного диапазона регулирования; $\Delta f_{\text{выр}} = 0,05$ – коэффициент, учитывающий погрешность выравнивания $I_{\text{перегр}*} = 2,0 I_{\text{ном}}$ – относительное значение тока перегрузки			
5. Выбор тока начала торможения на втором участке «Торм, m2» При параллельной работе трансформатора и возможном одном из них возможная кратная перегрузка составляет 150-200% $I_{\text{торм.m2}} = 0,5(2I_{\text{вн}} + 2I_{\text{нн}}) = 2 \text{ о.е.}$			2 Iбаз Диапазон (1,50 – 10,00)
6. Расчет коэффициента торможения второго наклонного участка «m2» $m2 \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.кз.расч}*} - I_{\text{диф,2}}}{0,5 \cdot \sum I_{\text{торм}} - I_{\text{торм.m2}}} = \frac{1,3 \cdot 2,42 - 1,648}{5,9 - 2} = 0,384$ Где: $K_{\text{отс}} = 1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности устройства защиты, ошибки расчета и необходимый запас; $I_{\text{нб.расч}*}$ - относительное значение расчетного тока небаланса в режиме перегрузки; $I_{\text{диф,2}}$ – дифференциальный ток, определяемый геометрически $0,5 \cdot \sum I_{\text{торм}} = 5,9$ (полусумма входных токов (КЗ) по двум сторонам) $I_{\text{торм.m2}}$ – выбранный ток начала торможения на втором участке			
6.1 Ток небаланса $I_{\text{нб.кз.расч}*}$, протекающий по защищаемому объекту в режиме внешнего КЗ $I_{\text{нб.кз.расч}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{кз}*}$ $= (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) \cdot 5,9 = 2,42$ где: $K_{\text{пер}} = 2$ – коэффициент, учитывающий переходный режим; $K_{\text{одн}} = 1,0$ – коэффициент однотипности высоковольтных ТТ; $\varepsilon = 0,05$ – относительное значение полной погрешности ТТ $\Delta U_{\text{рпн}} = 0,16$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине действительного диапазона регулирования; $\Delta f_{\text{выр}} = 0,05$ – коэффициент, учитывающий погрешность выравнивания $I_{\text{кз}*} = I_{\text{кз.внеш.макс}} / I_{\text{ном}} = 1454 / 246,62 = 5,9$ – относительное значение максимального тока, равное току внешнего металлического КЗ и приведенное к базисному току стороны этого внешнего КЗ			0,39 о.е. Диапазон: 0-1.5 о.е.
6.2 Ток начала торможения второго наклонного участка по оси дифференциального тока $I_{\text{диф,2}*} = m1(I_{\text{торм,m2}} - I_{\text{торм,m1}}) + I_{\text{диф}} = 0,71 \cdot (2 - 0,178) + 0,355$ $= 1,648$			
7. Проверка чувствительности ДЗТ $I_{\text{кз.мин}*} = \frac{820}{246,62} = 3,32$ $I_{\text{торм}*} = 0,5 \cdot 3,32 = 1,662$ $K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}*}}{I_{\text{диф}} + m1 \cdot (0,5 \cdot \sum I_{\text{торм}} - I_{\text{торм,m1}})} = \frac{3,32}{0,355 + 0,5 \cdot (1,662 - 0,178)} = 3,026$			Kч > 2 Требуемая чувствительность обеспечивается
8. Выбор параметра срабатывания блокировки по току второй гармоники $I_{\text{h}(2)\%>}$	Принимается согласно рекомендаций завода-изготовителя		10% Диапазон 10-50%
9. Выбор параметра срабатывания	Принимается согласно рекомендаций завода-изготовителя		15% Диапазон 10-50%

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Условие выбора	Расчетная формула	Результаты расчета	Принятая уставка/Примечание
блокировки по току второй гармоники $I_{h(5)\%}>$			
11. Расчет параметров срабатывания дифференциальной токовой отсечки			
11.1 Расчет параметров срабатывания дифференциальной токовой отсечки $I_{диф}>>$	$I_{диф}>> \geq K_{отс} \cdot I_{ном}$, $K_{отс}=6.0$ – коэффициент, используемый при отстройке от броска тока намагничивания $I_{ном}$ – номинальный	6 I _{баз}	7 I _{баз} Диапазон (2,5-32) I _{баз}
11.2 Отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора (автотрансформатора) по выражению	$I_{диф}>> \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{скв}$ *, $K_{отс}=1.1$ коэффициент, используемый при отстройке от броска тока намагничивания, $K_{нб} = 1,0$ $I_{ном}$ – номинальный	$1,1 \cdot 1 \cdot 5,9 = 6,49$	

15.1.2. Выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты трансформатора

Расчет тока срабатывания ЗП на стороне ВН	Принятые величины
$I_{ср.зп\ ВН} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном}}{K_{в} \cdot K_{тт\ ВН}} = 1,05 \cdot \frac{246,62}{0,9 \cdot 120} = 2,4$	$I_{ср.зп\ ВН} = 2,4\text{А}$ (перв. 287,7А) $T_{зп} = 10\text{ с}$ (на сигнал)
$K_{отс}$ – коэффициент отстройки ЗП, принимается равным 1,05	
$K_{в}$ – коэффициент возврата реле тока ЗП, принимается равным 0,9	
$K_{тт\ ВН}$ – коэффициент трансформации ТТ стороны ВН	

15.1.3. Блокировка РПН при перегрузках

$$I_{\text{БЛОК РПН}} = (1,5 \div 2,0) \cdot \frac{I_{\text{НОМ ВН}}}{K_{\text{ТТ}}} = 1,5 \cdot \frac{246,62}{120} = 3,1\text{ А (втор.)}$$

Принято: $I_{\text{БЛОК РПН}} = 370\text{А}$

15.1.4. Пуск автоматики охлаждения

$$I_{\text{БЛОК РПН}} = K_{уст} \cdot \frac{I_{\text{НОМ ВН}}}{K_{\text{ТТ}}} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{в}} = 0,4 \cdot \frac{246,62}{120} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 0,96\text{ А (втор.)}$$

Принято: $I_{\text{пуск ао}} = 120$ (втор 1А)

15.1.5. Максимальная токовая защита стороны ВН трансформатора

$$I_{\text{МТЗ}} = K_{н} \cdot \frac{I_{\text{нагр.макс}}}{K_{\text{ТТ}}} \cdot \frac{K_{сам}}{K_{в}} = 1,1 \cdot \frac{246,62}{120} \cdot \frac{1,3}{0,95} = 3,093$$

Принимаем $I_{\text{МТЗ}} = 3,1\text{ А}$ (372А), $T_{ср} = 1,2$ секунды.

Проверим коэффициент чувствительности в смежной зоне:

Ток КЗ протекающий через сторону ВН при 2ф.КЗ на стороне НН в минимальном режиме составляет 820 А

$$K_{ч} = \frac{I_{2ф.min.ВН}}{I_{\text{МТЗ}}} = \frac{820}{372} = 2,2$$

чувствительность удовлетворяет требованиям: выше 1,2 на смежном участке и выше 1,5 на защищаемом участке.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№дкж	Подп.	Дата	374-22-22-ИОС1.2	Лист
							10

15.1.6. УРОВ

Принимается равным 5% от номинального тока ТТ

$$I_{с.з.} = 600 \times 0,05 = 30 \text{ А}$$

Для стороны 35 кВ Принимаем $I_{УРОВ} = 30 \text{ А}$ (втор 0,05 А), $T_{ср.уров} = 0,25$ секунды.

$$I_{с.з.} = 1500 \times 0,05 = 75 \text{ А}$$

Для стороны 10 кВ Принимаем $I_{УРОВ} = 75 \text{ А}$ (втор 0,05 А), $T_{ср.уров} = 0,25$ секунды.

Защиты на стороне 10 кВ

1. Максимальная токовая защита стороны НН трансформатора

$$I_{МТЗ.НН} = K_H \cdot \frac{I_{нагр.макс}}{K_{ТТ}} \cdot \frac{K_{сам}}{K_B} = 1,1 \cdot \frac{880}{300} \cdot \frac{1,3}{0,95} = 4,41 \text{ (перв } 1323 \text{ А)}$$

$$I_{нагр.макс} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880 \text{ А}$$

2. Принимаем $I_{МТЗ.НН} = 4,41 \text{ А}$ (1322 А), $T_{ср} = 0,9$ секунды.

15.2. Выбор параметров срабатывания защит линий 10 кВ ОРУ

Номинальный ток ОЛ 10 кВ принят 70% от $I_{н.вв}$

$$I_{ном.ол} = 0,7 \times I_{ном.вв} = 0,7 \times 600 = 420 \text{ А}$$

из учета, что номинальный вводной ток трансформаторов тока ТТ 10 кВ. Для выполнения условий селективности с предохранителями 10 кВ на трансформаторах 10/0,4 кВ, подключенных к ОЛ-10 кВ используется МТЗ с зависимой характеристикой (инверсная). Расчет производится по номинальному току нагрузки, подключенной к ОЛ-10 кВ.

$$I_{сз}^{МТЗ ОЛ} = \frac{k_{отс} \times k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{раб макс}^{ОЛ}$$

где $k_{отс}$ = от 1,1 до 1,2 – коэффициент отстройки;

$k_{сзп} = 1,3$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

Выдержка времени инверсной характеристики МТЗ:

$$t_{сз}^{МТЗ} = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{сз}}\right)^{0,02} - 1} \cdot K,$$

Где K – коэффициент усиления (уставка K);

I - входной вторичный ток, измеряемый блоком, А;

$I_{сз}$ - входной вторичный ток, измеряемый блоком, А;

Коэффициент усиления будет определен при уточненном расчете параметров срабатывания МТЗ.

Таблица 15.2.1 – Параметры срабатывания МТЗ ОЛ 10 кВ

№ яч.	$I_{сз}$ мтз	Характеристика независимой МТЗ
ОРУ-10 208	632А	Инверсная
ОРУ-10 206	632А	Инверсная
ОРУ-10 204	632А	Инверсная
ОРУ-10 103	632А	Инверсная
ОРУ-10 105	632А	Инверсная
ОРУ-10 107	632А	Инверсная

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

15.3. Защиты СВ 10 кВ ОРУ

В качестве защиты предусматривается максимальная токовая защита. При включении СВ действием АВР через него протекает ток подключенной секции. По условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки полное восстановление питания действием АВР ток срабатывания $I_{сз\text{ МТЗ, А}}$, рассчитывают по формуле:

$$I_{сз}^{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМ ВВ}}^{\text{НН}}$$

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{\text{сзп}}$ – коэффициент самозапуска;

$I_{\text{НОМ тр}}^{\text{НН}}$ – номинальный ток стороны НН питающего трансформатора, А;

$k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата.

$$I_{\text{НОМ ВВ}}^{\text{НН}} = 600 \text{ А}$$

$$I_{сз}^{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 600 = 1515 \text{ А}$$

В качестве уставки срабатывания МТЗ принимаем $I_{сз.св}^{\text{МТЗ}} = 1520 \text{ А}$

Согласно пункта 5.1. минимальный 2ф ток приведенный к стороне 35 кВ $I_{2\phi, \text{min. ВВ}} = 820 \text{ А}$

Приведем к стороне 10 кВ: $I_{2\phi, \text{min. 10}} = 35/10 \times 820 = 2870 \text{ А}$

$K_{\text{ч}} = 2870 / 1520 = 1,88 > 1,5$ чувствительность обеспечивается.

15.4. Работа АВР-ЗМН СВ-10 кВ ОРУ-10

Согласно существующих уставок на срабатывания ЗМН-АВР выставлены следующие параметры:

Контроль наличия напряжения: 80%

Контроль отсутствия напряжения 30%

Уставка срабатывания 12 секунд

Для обеспечения отстройки ЗМН-АВР ОРУ-10 кВ от КРУ-10 кВ принимаем следующие значения на ЗМН-АВР ОРУ-10 кВ:

Контроль наличия напряжения: 80%

Контроль отсутствия напряжения 30%

Уставка срабатывания 14 секунд

16. Состав и объем устанавливаемых устройств РЗА

Настоящим проектом на ПС 35 кВ Введенщина предусматривается установка устройств РЗА для обеспечения защит присоединений на ОРУ 10 кВ. Объем устанавливаемых шкафов и устройств приведен в Таблице 16.1

Таблица 16.1 Объём предусмотренных шкафов и устройств РЗА

№ п/п	Наименование устройства	Кол-во, шт
ПС 35 кВ Введенщина		
КРУ-35 кВ		
1	Цифровое устройство измерения тока, напряжения, мощности для отходящих ячеек (россыпью, для замены аналоговых устройств)	5
2	Цифровое устройство напряжения для ячеек ТН-35 кВ	2
ОРУ Т-1(2)		
3	Шкаф промежуточных зажимов типа ШЗВ-120 (подключение цепей Т-1(2))	2
КРУ-10 кВ		
4	Цифровое устройство измерения тока, напряжения, мощности для отходящих ячеек (россыпью, для замены аналоговых устройств)	9

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			374-22-22-ИОС1.2						12
			Изм.	Колуч.	Лист	№дж	Подп.	Дата	

№ п/п	Наименование устройства	Кол-во, шт
5	Устройство измерения напряжения для ячеек ТН-10 кВ	2
ОРУ-10 кВ		
6	Терминал защиты линии 10 кВ (в комплекте с реклоузером)	6
7	Терминал защиты секционного выключателя 10 кВ (в комплекте с реклоузером)	1
8	Шкаф промежуточных зажимов ШЗВ-200 (подключение цепей реклоузеров I(II) сш ОРУ-10)	2
Проверочное оборудование необходимое для наладки устройств РЗА		
9	Ретом-61 (НПП Динамика) в комплекте с ноутбуком	1
10	Набор инструментов Юртекс РЗА-Профи	1

17. Определение параметров обмоток трансформаторов тока, устанавливаемых в рамках реконструкции

17.1. Определение параметров обмоток трансформаторов тока для релейной защиты

Исходные данные получены от специалистов филиала АО «ИЭСК» «Южные электрические сети».

Таблица 17.1.1 Максимальные токи короткого замыкания

№ п.п.	Наименование ветви (присоединение)	Действующее значение тока КЗ, А		
		$I^{(3)}_{кз}$	$I^{(3)}_{кз.актив}$	$I^{(3)}_{кз.реактив}$
1	Шины 35 кВ ПС 35 кВ Введенщина	3540	592	3490
2	Шины 10 кВ ПС 35 кВ Введенщина	4089	683	4032

Таблица 17.1.2 Длины трасс контрольных кабелей цепей тока

№ п.п.	Направление контрольного кабеля		Длина контрольного кабеля, м
	Откуда	Куда	
1	КРУ-35 яч.3 Ввод 35 кВ Т-1	ОПУ. Шкаф №1Р	28
2	КРУ-35 яч.4 Ввод 35 кВ Т-2	ОПУ. Шкаф №2Р	31
3	КРУ-35 яч.7 линия W1H	ОПУ. Шкаф №3Р	23
4	КРУ-35 яч.8 линия W2H	ОПУ. Шкаф №3Р	33
5	КРУ-35 яч.1 СВ-35 QCH	ОПУ. Шкаф №4Р	27
6	КРУ-10 яч.9 Ввод 10 кВ Т-1	ОПУ. Шкаф №1Р	41
7	КРУ-10 яч.10 Ввод 10 кВ Т-2	ОПУ. Шкаф №2Р	40
8	КРУ 10 кВ отсек ТТ	КРУ 10 кВ релейный отсек	5
9	ОРУ 10 кВ ТТ	Шкаф РЗА	3

Выполним проверки для наибольших длин кабельных линий: вводов 10 кВ трансформатора Т-1 и ввод 35 кВ Т-2. К расчету принимаются наиболее тяжелые условия (наибольшая длина и наибольший ток КЗ в максимальном режиме работы сети). Выбор параметров выполнен с использованием электронных таблиц в программе MS Excel на основании методики, изложенной в ГОСТ Р 71403-2024 и Шабад М.А. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты. Часть 1. Экспериментальная и расчетная проверки.

Результаты произведенных расчетов параметров обмоток трансформаторов тока устройств РЗА сведены в таблицу 17.1.3 «Параметры обмоток трансформаторов тока для релейной защиты»

Таблица 17.1.3 Параметры обмоток трансформаторов тока для релейной защиты

№ п.п	Устройство	Сечение каб. мм ²	Параметры ТТ				
			Обм.	Класс Точн.	Ктт	Ном. Мощность Sном., ВА	Ном. Предельная Кратность, Кном
КРУ-35 ВЛ 35 кВ Индустриальная							
1	ТО, МТЗ, ЛЗШ,	2,5	ТАЗ	10PR	600/5	15	30

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№дж	Подп.	Дата
------	--------	------	-----	-------	------

	ЗДЗ						
КРУ-35 Ввод 35 кВ Т-1							
2	ТО, МТЗ, УРОВ	2,5	ТА5	10PR	600/5	15	30
3	ДЗТ	2,5	ТА6	10PR	600/5	15	30
КРУ-35 кВ СВ-35							
4	ТО, МТЗ, ЛЗШ, ЗДЗ	2,5	ТА3	10PR	600/5	15	30
КРУ-35 Ввод 35 кВ Т-2							
5	ТО, МТЗ, УРОВ	2,5	ТА5	10PR	600/5	15	30
6	ДЗТ	2,5	ТА6	10PR	600/5	15	30
КРУ-35 ВЛ 35 кВ Смоленщина							
7	ТО, МТЗ, ЛЗШ	2,5	ТА3	10PR	600/5	15	30
КРУ-10 Ввод 10 кВ Т-1							
8	ТО, МТЗ, УРОВ, ЛЗШ, АРКТ	2,5	ТА3	10PR	1500/5	20	30
9	ДЗТ	2,5	ТА4	10PR	1500/5	20	30
КРУ-10 Ввод-1 ОРУ-10							
10	ТО, МТЗ, УРОВ, ЛЗШ	2,5	ТА3	10P	600/5	10	30
КРУ-10 СВ-10							
11	МТЗ, УРОВ, ЛЗШ	2,5	ТА3	10PR	1500/5	10	30
КРУ-10 Ввод-2 ОРУ-10							
12	ТО, МТЗ, УРОВ, ЛЗШ	2,5	ТА3	10P	600/5	10	30
КРУ-10 Ввод 10 кВ Т-2							
13	ТО, МТЗ, УРОВ	2,5	ТА3	10PR	1500/5	20	30
14	ДЗТ	2,5	ТА4	10PR	1500/5	20	30
Линии от ОРУ-10 кВ							
15	ТО, МТЗ, УРОВ	2,5	ТА3	10P	300/5	5	30
СВ-10 ОРУ-10							
16	ТО, МТЗ, УРОВ, ЛЗШ	2,5	ТА3	10P	600/5	5	30

17.2. Определение параметров обмоток трансформаторов тока для учета и измерений

В рамках настоящего титула выполнен выбор параметров обмоток трансформатора тока для учета и измерений в максимальном режиме работы сети. Для удобства расчет сведен в таблицу 17.2.1 Параметры обмоток трансформаторов тока для учета и измерений. Расчет приведен в приложениях.

Выбор параметров обмоток трансформатора тока для учета и измерений тока выполнен с использованием электронных таблиц в программе MS Excel в соответствии с ПУЭ и МИ 3022.2006 «Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока» [6].

Таблица 17.2.1 Параметры обмоток трансформаторов тока для учета и измерений

№ п.п	Оборудование	Сечение каб. S _{сущ.} , мм2	Длина кабеля L, м	Параметры ТТ				
				Обм.	Класс Точн.	КТТ	Ном. Мощн S _{ном} , ВА	Ном Коэфф Безоп Приборов, Кбном
КРУ-35 ВЛ 35 кВ Индустриальная								
1	ТТ-35 W1H	2.5	5	ТА1	0.5S	600/5	10ВА	5
2	ТТ-35 W1H	2.5	5	ТА2	0.5	600/5	10ВА	5
КРУ-35 Т-1								
3	ТТ-35 Т-1	2.5	5	ТА8	0.5S	600/5	10ВА	5

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№дж	Подп.	Дата
------	--------	------	-----	-------	------

374-22-22-ИОС1.2

Лист

14

№ п.п	Оборудование	Сечение каб. S _{сущ.} , мм ²	Длина кабеля L, м	Параметры ТТ				
				Обм.	Класс Точн.	Ктт	Ном. Мощн S _{ном} , ВА	Ном Коэфф Безоп Приборов, Кбном
4	ТТ-35 Т-1	2.5	5	ТА7	0.5	600/5	10ВА	5
КРУ-35 СВ-35								
5	ТТ-35 СВ-35	2.5	5	ТА1	0.5S	600/5	10ВА	5
6	ТТ-35 СВ-35	2.5	5	ТА2	0.5	600/5	10ВА	5
КРУ-35 ВЛ 35 кВ Смоленщина								
7	ТТ-35 W2H	2.5	5	ТА1	0.5S	600/5	10ВА	5
8	ТТ-35 W2H	2.5	5	ТА1	0.5	600/5	10ВА	5
КРУ-35 Т-2								
9	ТТ-35 Т-2	2.5	5	ТА8	0.5S	600/5	10ВА	5
10	ТТ-35 Т-2	2.5	5	ТА7	0.5	600/5	10ВА	5
КРУ-10 Ввод Т-2								
11	ТТ-10 Т-2	2.5	5	ТА1	0.5S	1500/5	10ВА	5
12	ТТ-10 Т-2	2.5	5	ТА2	0.5	1500/5	10ВА	5
КРУ-10 Ввод Т-1								
13	ТТ-10 Т-1	2.5	5	ТА1	0.5S	1500/5	10ВА	5
14	ТТ-10 Т-1	2.5	5	ТА2	0.5	1500/5	10ВА	5
КРУ-10 СВ-10								
15	ТТ-10 СВ-10	2.5	5	ТА1	0.5S	1500/5	10ВА	5
16	ТТ-10 СВ-10	2.5	5	ТА2	0.5	1500/5	10ВА	5
КРУ-10 Ввод-1 ОРУ 10 кВ								
17	ТТ-10 Ввод-1 ОРУ-10 кВ	2.5	5	ТА1	0.5S	600/5	10ВА	5
18	ТТ-10 Ввод-1 ОРУ-10 кВ	2.5	5	ТА2	0.5	600/5	10ВА	5
КРУ-10 Ввод-2 ОРУ 10 кВ								
19	ТТ-10 Ввод-2 ОРУ-10 кВ	2.5	5	ТА1	0.5S	600/5	10ВА	5
20	ТТ-10 Ввод-2 ОРУ-10 кВ	2.5	5	ТА2	0.5	600/5	10ВА	5
ОРУ-10								
21	ТТ-10 СВ-10 ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА1	0.5S	600/5	5ВА	5
22	ТТ-10 СВ-10 ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА2	0.5	600/5	5ВА	5
23	ТТ-10 W1K ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА1	0.5S	300/5	5ВА	5
24	ТТ-10 W1K ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА2	0.5	300/5	5ВА	5
25	ТТ-10 W2K ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА1	0.5S	300/5	5ВА	5
26	ТТ-10 W2K ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА2	0.5	300/5	5ВА	5
27	ТТ-10 W3K ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА1	0.5S	300/5	5ВА	5
28	ТТ-10 W3K ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА2	0.5	300/5	5ВА	5
29	ТТ-10 W4K ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА1	0.5S	300/5	5ВА	5
30	ТТ-10 W4K ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА2	0.5	300/5	5ВА	5

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№дж	Подп.	Дата
------	--------	------	-----	-------	------

374-22-22-ИОС1.2

Лист

15

№ п.п	Оборудование	Сечение каб. $S_{\text{сущ.}}$, мм ²	Длина кабеля L, м	Параметры ТТ				
				Обм.	Класс Точн.	Ктт	Ном. Мощн $S_{\text{ном}}$, ВА	Ном Коэфф Безоп Приборов, Кбном
31	ТТ-10 W5K ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА1	0.5S	300/5	5ВА	5
32	ТТ-10 W5K ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА2	0.5	300/5	5ВА	5
33	ТТ-10 ТП-4793 ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА1	0.5S	300/5	5ВА	5
34	ТТ-10 ТП-4793 ОРУ-10 кВ	2.5	3	ТА2	0.5	300/5	5ВА	5

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№дж	Подп.	Дата

374-22-22-ИОС1.2

Лист

16

Приложение А 1.1. Определение параметров ТТ КРУ-35 кВ W1H(W2H), Ктт=600/5 и класс точности 10PR; Защиты W2H; S=2,5 мм²

Таблица 1. Расчет ТКЗ и постоянной времени затухания аperiodической составляющей

	Наименование ветви (присоединение)	Действующее значение тока КЗ в i-ветви, (А)						Пост. времени затухания аperiod. составл. тока в каждой i-ой ветви, (с)	
		$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ актив}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ реакт}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$	$I_{\text{КЗ актив}}^{(1)}$	$I_{\text{КЗ реакт}}^{(1)}$	$T_{ai}^{(3)}$	$T_{ai}^{(1)}$
1	КВЛ 35 кВ W1H (W2H)	3540	637	3482				0.0174	
	Сумма $I_{\text{КЗ}}$ и $T_{a.э.кв.}$:	3540	637	3482				0.0174	

$$T_{a.i} = \frac{I_{\text{КЗ реакт.}}}{I_{\text{КЗ актив.}} \cdot \omega}$$

$I_{\text{КЗ актив}}$ — активная составляющая комплекса тока КЗ;

$I_{\text{КЗ реакт}}$ — реактивная составляющая комплекса тока КЗ;

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ — угловая частота.

$$T_{a.э.кв.} = \frac{1}{I_{\text{КЗ макс.ТТ}}} \cdot \left(\sum_{i=1}^n I_{\text{КЗ}i} \cdot T_{ai} \right)$$

$I_{\text{КЗ макс.ТТ}}$ — действующее значение максимального тока КЗ протекающего через трансформатор (сумма токов КЗ).

Таблица 2. Исходные данные

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Место установки ТТ	ПС 35 кВ Введенщина	-
2	Присоединение	КВЛ 35 кВ W1H (W2H)	-
3	Тип, марка ТТ, обмотка	ТАЗ	-
4	Минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, t_{p3} (мс)		25
	Действующее значение тока КЗ через трансформатор тока:		
5	3-х фазное КЗ, $I_{K3}^{(3)}$ (А)	Расчет выполнен в таблице 1	3540
	1-х фазное КЗ, $I_{K3}^{(1)}$ (А)		Нет расч.
	Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока:		
6	3-х фазное КЗ, $T_a^{(3)}$ (с)	Расчет выполнен в таблице 1	0.0174
	1-х фазное КЗ, $T_a^{(1)}$ (с)		Нет расч.
7	Время отключения КЗ (полное время ликвидации КЗ), t_{K31} (с)		0.1
8	Время бестоковой паузы цикла АПВ, t_{BT} (с)		0

Таблица 3. Расчет нагрузки

	Наименование		Описание или формула	Значение
1	Схема соединения		Полная звезда	
2	Тип защиты и сопротивления устройств:			
	Устройство №1	$Z_{pf}, (Ом)$	Комплект РЗА ТО, МТЗ	0.020
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №2	$Z_{pf}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №3	$Z_{pf}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №4	$Z_{pf}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №5	$Z_{pf}, (Ом)$		0.000
$Z_{p0}, (Ом)$		0.000		
3	Расчет сопротивления нагрузки жил контрольных кабелей:			
	Трасса и длина кабеля, l (м)		ТТ КРУ-35 яч.8 линия W2H -> ОПУ. Шкаф №3Р (W2H наибольшая длина токовой цепи)	33
	Принятое сечение жил кабеля, s (мм ²)			2.5
	Уд. сопр. проводника, ρ (Ом·мм ² /м)		Медь	0.0175
	Сопротивление нагрузки жил контрольных кабелей, R _{np} (Ом)		$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{s}$	0.231
4	Фактическое сопротивление нагрузки ТТ, Z _{н.факт} (Ом):			
	при 3-х фазном КЗ		Z _{н.факт} = R _{np} + Z _{pf}	0.251
	при 1-х фазном КЗ		Z _{н.факт} = 2R _{np} + Z _{pf} + Z _{p0}	0.482

Таблица 4. Выбор номинального первичного тока, номинального вторичного тока, номинальной нагрузки трансформаторов тока

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Первичный номин. ток ТТ, $I_{1НОМ}$ (А)	$I_{1НОМ} \geq I_{доп}$ Проверка по данному условию выполнена в томе ОТР	600
2	Вторичный номин. ток ТТ, $I_{2НОМ}$ (А)		5
4	Номин. мощность ТТ, $S_{2НОМ}$ (ВА)		15
3	Номин. нагрузка ТТ, $Z_{2НОМ}$ (Ом)	$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2}, Z_{2НОМ} \geq Z_{н.ФАКТ}$	0.600

Таблица 3. Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Класс точности		10PR
2	Коэффициент остататочной намагниченности сердечника ТТ, Кг		0.10
Расчетное значение номинальной предельной кратности:			
3	при 3-х фазном КЗ, $K^{(3)}_{НОМРАСЧ}$	$K_{НОМ} = \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{ПЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}$	33.87
	при 1-х фазном КЗ, $K^{(1)}_{НОМРАСЧ}$		Нет расч.
Уточненное расчетное значение номинальной предельной кратности:			
4	$K_{НОМ} = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t)}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}, \\ \text{при } \omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t) \geq 1 \\ \frac{1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}, \\ \text{при } \omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t) < 1 \end{array} \right\} \text{ где } t \in (0, t_{ПЗ})$		
	при 3-х фазном КЗ, $K^{(3)}_{НОМРАСЧ}$		26.41
	при 1-х фазном КЗ, $K^{(1)}_{НОМРАСЧ}$		Нет расч.

**Приложение А 1.2. Определение параметров ТТ КРУ-35 кВ Ввод 35 кВ Т-1(2),
Ктт=600/5 и класс точности 10PR; Защиты Ввод Т-1(2); S=2,5 мм²)**

Таблица 1. Расчет ТКЗ и постоянной времени затухания аperiodической составляющей

	Наименование ветви (присоединение)	Действующее значение тока КЗ в i-ветви, (А)						Пост. времени затухания аperiod. составл. тока в каждой i-ой ветви, (с)	
		$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ актив}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ реакт}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$	$I_{\text{КЗ актив}}^{(1)}$	$I_{\text{КЗ реакт}}^{(1)}$	$T_{a.i}^{(3)}$	$T_{a.i}^{(1)}$
1	Ввод 35 кВ Т-1(2)	3540	637	3482				0.0174	
	Сумма $I_{\text{КЗ}}$ и $T_{a.экв}$:	3540	637	3482				0.0174	

$$T_{a.i} = \frac{I_{\text{КЗ реакт.}}}{I_{\text{КЗ актив.}} \cdot \omega}$$

$I_{\text{КЗ актив}}$ — активная составляющая комплекса тока КЗ;

$I_{\text{КЗ реакт}}$ — реактивная составляющая комплекса тока КЗ;

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ — угловая частота.

$$T_{a.экв.} = \frac{1}{I_{\text{КЗ макс. ТТ}}} \cdot \left(\sum_{i=1}^n I_{\text{КЗ}i} \cdot T_{ai} \right)$$

$I_{\text{КЗ макс. ТТ}}$ — действующее значение максимального тока КЗ протекающего через трансформатор (сумма токов КЗ).

Таблица 2. Исходные данные

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Место установки ТТ	ПС 35 кВ Введенщина	-
2	Присоединение	Ввод 35 кВ Т-1(2)	-
3	Тип, марка ТТ, обмотка	ТАЗ, ТА4	-
4	Минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, t_{p3} (мс)		25
	Действующее значение тока КЗ через трансформатор тока:		
5	3-х фазное КЗ, $I_{КЗ}^{(3)}$ (А)	Расчет выполнен в таблице 1	3540
	1-х фазное КЗ, $I_{КЗ}^{(1)}$ (А)		Нет расч.
	Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока:		
6	3-х фазное КЗ, $T_a^{(3)}$ (с)	Расчет выполнен в таблице 1	0.0174
	1-х фазное КЗ, $T_a^{(1)}$ (с)		Нет расч.
7	Время отключения КЗ (полное время ликвидации КЗ), $t_{КЗ1}$ (с)		0.1
8	Время бестоковой паузы цикла АПВ, $t_{БТ}$ (с)		0

Таблица 3. Расчет нагрузки

	Наименование		Описание или формула	Значение
1	Схема соединения		Полная звезда	
2	Тип защиты и сопротивления устройств:			
	Устройство №1	$Z_{pф}, (Ом)$	Комплект РЗА ДЗТ, ЗП	0.020
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №2	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №3	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №4	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №5	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
$Z_{p0}, (Ом)$		0.000		
3	Расчет сопротивления нагрузки жил контрольных кабелей:			
	Трасса и длина кабеля, l (м)		ТТ КРУ-35 яч.4 Ввод 35 кВ Т-2 -> ОПУ. Шкаф №2Р наибольшая длина	31
	Принятое сечение жил кабеля, s (мм ²)			2.5
	Уд. сопр. проводника, ρ (Ом·мм ² /м)		Медь	0.0175
	Сопротивление нагрузки жил контрольных кабелей, R _{np} (Ом)		$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{s}$	0.217
4	Фактическое сопротивление нагрузки ТТ, Z _{н.факт} (Ом):			
	при 3-х фазном КЗ	Z _{н.факт} = R _{np} + Z _{pф}		0.237
	при 1-х фазном КЗ	Z _{н.факт} = 2R _{np} + Z _{pф} + Z _{p0}		0.454

Таблица 4. Выбор номинального первичного тока, номинального вторичного тока, номинальной нагрузки трансформаторов тока

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Первичный номин. ток ТТ, $I_{1НОМ}$ (А)	$I_{1НОМ} \geq I_{доп}$ Проверка по данному условию выполнена в томе ОТР	600
2	Вторичный номин. ток ТТ, $I_{2НОМ}$ (А)		5
4	Номин. мощность ТТ, $S_{2НОМ}$ (ВА)		15
3	Номин. нагрузка ТТ, $Z_{2НОМ}$ (Ом)	$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2}$, $Z_{2НОМ} \geq Z_{н.ФАКТ}$	0.600

Таблица 3. Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Класс точности		10PR
2	Коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ, Кг		0.10
Расчетное значение номинальной предельной кратности:			
3	при 3-х фазном КЗ, $K^{(3)}_{НОМРАСЧ}$	$K_{НОМ} = \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{ПЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}$	33.87
	при 1-х фазном КЗ, $K^{(1)}_{НОМРАСЧ}$		Нет расч.
Уточненное расчетное значение номинальной предельной кратности:			
4	$K_{НОМ} = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t)}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}, \\ \text{при } \omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t) \geq 1 \\ \frac{1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}, \\ \text{при } \omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t) < 1 \end{array} \right\} \text{ где } t \in (0, t_{ПЗ})$		
	при 3-х фазном КЗ, $K^{(3)}_{НОМРАСЧ}$	26.41	
	при 1-х фазном КЗ, $K^{(1)}_{НОМРАСЧ}$	Нет расч.	

**Приложение А 1.3. Определение параметров ТТ КРУ-35 кВ QCH,
Ктт=600/5 и класс точности 10PR; Защиты СВ-35; S=2,5 мм²)**

Таблица 1. Расчет ТКЗ и постоянной времени затухания аperiodической составляющей

	Наименование ветви (присоединение)	Действующее значение тока КЗ в i-ветви, (А)						Пост. времени затухания аperiod. составл. тока в каждой i-ой ветви, (с)	
		$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ актив}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ реакт}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$	$I_{\text{КЗ актив}}^{(1)}$	$I_{\text{КЗ реакт}}^{(1)}$	$T_{a.i}^{(3)}$	$T_{a.i}^{(1)}$
1	СШ 35 кВ Введенщина	3540	637	3482				0.0174	
	Сумма $I_{\text{КЗ}}$ и $T_{a.э\text{кв}}$:	3540	637	3482				0.0174	

$$T_{a.i} = \frac{I_{\text{КЗ реакт.}}}{I_{\text{КЗ актив.}} \cdot \omega}$$

$I_{\text{КЗ актив}}$ — активная составляющая комплекса тока КЗ;

$I_{\text{КЗ реакт}}$ — реактивная составляющая комплекса тока КЗ;

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ — угловая частота.

$$T_{a.э\text{кв.}} = \frac{1}{I_{\text{КЗ макс.ТТ}}} \cdot \left(\sum_{i=1}^n I_{\text{КЗ}i} \cdot T_{ai} \right)$$

$I_{\text{КЗ макс.ТТ}}$ — действующее значение максимального тока КЗ протекающего через трансформатор (сумма токов КЗ).

Таблица 2. Исходные данные

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Место установки ТТ	ПС 35 кВ Введенщина	-
2	Присоединение	СВ-35 кВ	-
3	Тип, марка ТТ, обмотка	ТАЗ	-
4	Минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, t_{p3} (мс)		25
	Действующее значение тока КЗ через трансформатор тока:		
5	3-х фазное КЗ, $I_{K3}^{(3)}$ (А)	Расчет выполнен в таблице 1	3540
	1-х фазное КЗ, $I_{K3}^{(1)}$ (А)		Нет расч.
	Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока:		
6	3-х фазное КЗ, $T_a^{(3)}$ (с)	Расчет выполнен в таблице 1	0.0174
	1-х фазное КЗ, $T_a^{(1)}$ (с)		Нет расч.
7	Время отключения КЗ (полное время ликвидации КЗ), t_{K31} (с)		0.1
8	Время бестоковой паузы цикла АПВ, t_{BT} (с)		0

Таблица 3. Расчет нагрузки

	Наименование		Описание или формула	Значение
1	Схема соединения		Полная звезда	
2	Тип защиты и сопротивления устройств:			
	Устройство №1	$Z_{pф}, (Ом)$	Комплект РЗА СВ-35	0.020
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №2	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №3	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №4	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №5	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
$Z_{p0}, (Ом)$		0.000		
3	Расчет сопротивления нагрузки жил контрольных кабелей:			
	Трасса и длина кабеля, l (м)		ТТ КРУ-35 яч.1 СВ-35 QCH -> ОПУ. Шкаф №4Р	
	Принятое сечение жил кабеля, s (мм ²)		27	
	Уд. сопр. проводника, ρ (Ом·мм ² /м)		2.5	
	Сопротивление нагрузки жил контрольных кабелей, R _{np} (Ом)		Медь	
4	Сопротивление нагрузки жил контрольных кабелей, R _{np} (Ом)		$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{s}$	
	Фактическое сопротивление нагрузки ТТ, Zн.факт (Ом):			
	при 3-х фазном КЗ		Zн.факт = Rnp + Zpф	
	при 1-х фазном КЗ		Zн.факт = 2Rnp + Zpф + Zp0	

Таблица 4. Выбор номинального первичного тока, номинального вторичного тока, номинальной нагрузки трансформаторов тока

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Первичный номин. ток ТТ, $I_{1НОМ}$ (А)	$I_{1НОМ} \geq I_{доп}$ Проверка по данному условию выполнена в томе ОТР	600
2	Вторичный номин. ток ТТ, $I_{2НОМ}$ (А)		5
4	Номин. мощность ТТ, $S_{2НОМ}$ (ВА)		15
3	Номин. нагрузка ТТ, $Z_{2НОМ}$ (Ом)	$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2}$, $Z_{2НОМ} \geq Z_{н.факт}$	0.600

Таблица 2. Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Класс точности		10PR
2	Коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ, Кг		0.10
Расчетное значение номинальной предельной кратности:			
3	при 3-х фазном КЗ, $K^{(3)}_{НОМРАСЧ}$	$K_{НОМ} = \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{ПЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}$	33.87
	при 1-х фазном КЗ, $K^{(1)}_{НОМРАСЧ}$		Нет расч.
Уточненное расчетное значение номинальной предельной кратности:			
4	$K_{НОМ} = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t)}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}, \\ \text{при } \omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t) \geq 1 \\ \frac{1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}, \\ \text{при } \omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t) < 1 \end{array} \right\} \text{ где } t \in (0, t_{ПЗ})$		
	при 3-х фазном КЗ, $K^{(3)}_{НОМРАСЧ}$		26.41
	при 1-х фазном КЗ, $K^{(1)}_{НОМРАСЧ}$		Нет расч.

**Приложение А 1.4. Определение параметров ТТ в ячейке ввода 10 кВ Т-1 (Т-2)
(Кгт=1500/5 и класс точности 10PR; ДЗТ; КЗ в зоне; S=2,5 мм²)**

Таблица 1. Расчет ТКЗ и постоянной времени затухания апериодической составляющей

	Наименование ветви (присоединение)	Действующее значение тока КЗ в i-ветви, (А)						Пост. времени затухания апериод. составл. тока в каждой i-ой ветви, (с)	
		$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ.актив}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ.реакт}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$	$I_{\text{КЗ.актив}}^{(1)}$	$I_{\text{КЗ.реакт}}^{(1)}$	$T_{a.i}^{(3)}$	$T_{a.i}^{(1)}$
1	КВЛ 35 кВ Зеленый Берег - Мельничная Падь I(II) цепь	7148	1286	7031				0.0174	
	Сумма $I_{\text{КЗ}}$ и $T_{a.э.кв.}$:	7148	1286	7031				0.018	

$$T_{a.i} = \frac{I_{\text{КЗ.реакт.}}}{I_{\text{КЗ.актив.}} \cdot \omega}$$

$I_{\text{КЗ.актив}}$ – активная составляющая комплекса тока КЗ;

$I_{\text{КЗ.реакт}}$ – реактивная составляющая комплекса тока КЗ;

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ – угловая частота.

$$T_{a.э.кв.} = \frac{1}{I_{\text{КЗ.макс.ТТ}}} \cdot \left(\sum_{i=1}^n I_{\text{КЗ}i} \cdot T_{ai} \right)$$

$I_{\text{КЗ.макс.ТТ}}$ – действующее значение максимального тока КЗ протекающего через трансформатор (сумма токов КЗ).

Таблица 2. Исходные данные

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Место установки ТТ	ПС 35 кВ Введенщина	-
2	Присоединение	В-10 Т-1(2)	-
3	Тип, марка ТТ, обмотка	ТА7, ТА8	-
4	Минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, t_{p3} (мс)		25
	Действующее значение тока КЗ через трансформатор тока:		
5	3-х фазное КЗ, $I_{K3}^{(3)}$ (А)	Расчет выполнен в таблице 1	7148
	1-х фазное КЗ, $I_{K3}^{(1)}$ (А)		Нет расч.
	Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока:		
6	3-х фазное КЗ, $T_a^{(3)}$ (с)	Расчет выполнен в таблице 1	0.018
	1-х фазное КЗ, $T_a^{(1)}$ (с)		Нет расч.
7	Время отключения КЗ (полное время ликвидации КЗ), t_{K31} (с)		0.1
8	Время бестоковой паузы цикла АПВ, t_{BT} (с)		0

Таблица 3. Расчет нагрузки

	Наименование		Описание или формула	Значение
1	Схема соединения		Полная звезда	
2	Тип защиты и сопротивления устройств:			
	Устройство №1	$Z_{pф}, (Ом)$	Комплект РЗА (ДЗТ)	0.020
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №2	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №3	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №4	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №5	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
$Z_{p0}, (Ом)$		0.000		
3	Расчет сопротивления нагрузки жил контрольных кабелей:			
	Трасса и длина кабеля, l (м)		КРУ-10 яч.9 Ввод 10 кВ Т-1 → ОПУ, шкаф №1Р (1Р) «Шкаф защит трансформатора»	41
	Принятое сечение жил кабеля, s (мм ²)			2.5
	Уд. сопр. проводника, ρ (Ом·мм ² /м)		Медь	0.0175
	Сопротивление нагрузки жил контрольных кабелей, R _{np} (Ом)		$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{s}$	0.287
4	Фактическое сопротивление нагрузки ТТ, Z _{н.факт} (Ом):			
	при 3-х фазном КЗ		Z _{н.факт} = R _{np} + Z _{pф}	0.307
	при 1-х фазном КЗ		Z _{н.факт} = 2R _{np} + Z _{pф} + Z _{p0}	0.594

Таблица 4. Выбор номинального первичного тока, номинального вторичного тока, номинальной нагрузки трансформаторов тока

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Первичный номин. ток ТТ, $I_{1НОМ}$ (А)	$I_{1НОМ} \geq I_{доп}$ Проверка по данному условию выполнена в томе ОТР	1500
2	Вторичный номин. ток ТТ, $I_{2НОМ}$ (А)		5
4	Номин. мощность ТТ, $S_{2НОМ}$ (ВА)		20
3	Номин. нагрузка ТТ, $Z_{2НОМ}$ (Ом)	$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2}$, $Z_{2НОМ} \geq Z_{н.факт}$	0.800

Таблица 3. Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Класс точности		10PR
2	Коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ, Кг		0.10
Расчетное значение номинальной предельной кратности:			
3	при 3-х фазном КЗ, $K^{(3)}_{НОМРАСЧ}$	$K_{НОМ} = \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{ПЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}$	27.77
	при 1-х фазном КЗ, $K^{(1)}_{НОМРАСЧ}$		Нет расч.
Уточненное расчетное значение номинальной предельной кратности:			
4	$K_{НОМ} = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t)}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}, \\ \text{при } \omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t) \geq 1 \\ \frac{1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}, \\ \text{при } \omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t) < 1 \end{array} \right\} \text{ где } t \in (0, t_{ПЗ})$		
	при 3-х фазном КЗ, $K^{(3)}_{НОМРАСЧ}$		21.74
	при 1-х фазном КЗ, $K^{(1)}_{НОМРАСЧ}$		Нет расч.

**Приложение А 1.5. Определение параметров ТТ яч.7,8 КРУ-10 "Ввод ОРУ 10 кВ"
(Ктт=600/5 и класс точности 10Р; МТЗ, УРОВ, ЛЗШ; КЗ в зоне; S=2,5 мм2)**

Таблица 1 Проверка трансформатора тока 10 кВ для КРУН 10 кВ

	Наименование	Описание или формула	Расчет
1	Место установки	ПС 35 кВ Мельничная падь	-
2	Присоединение	яч.7,8 КРУ-10; СВ 10 кВ ОРУ-10	-
3	Тип ТА		-
4	Первичный номин. ток, I _{ном}		600
5	Вторичный номин. ток, I _{2ном}		5
6	Номинальная кратность ТТ	K _{ном}	30
7	Номинальная нагрузка на ТТ	P _{ном} , ВА	10
8	Внутреннее сопротивление ТТ	R _{тт} , Ом	1.02
		R _{тт} , ВА	25.52
9	Схема соединения	Полная звезда	-
10	Тип защиты и сопротивления устройств		
	МТЗ, УРОВ, ЛЗШ	Ом	0.02
		ВА	0.5
	Переходное сопротивление	Ом	0.05
		ВА	1.25
11	Трасса кабеля и действительная длина кабеля от ТА до защиты	От трансформатора тока в отсеке ввода до защит в релейном отсеке	5
12	Принятое сечение жил контрольного кабеля, мм ²		2.5
13	Расчетное сопротивление контрольного кабеля с медными жилами	Ом	0.04
		ВА	0.88
14	Суммарная нагрузка	Ом	0.11
		ВА	2.63
15	Расчетный ток для нахождения требуемой предельной кратности	К.З. на шинах 10 кВ	7148
16	Требуемая предельная кратность	$K_{\text{треб}} = \frac{I_{\text{расч}}}{I_{1\text{ном}}}$	11.9133
17	Действительная предельная кратность	$K_{\text{дейст}} = K_{\text{ном}} \cdot \frac{P_{\text{ном}} + P_{\text{тт}}}{P_{\text{сумм}} + P_{\text{тт}}}$	37.8582
18	Проверка трансформатора тока	$K_{\text{дейст}} \geq K_{\text{треб}}$	ДА

Вывод: Условие выполняется. Трансформатор тока удовлетворяет
необходимой погрешности

**Приложение А 1.6. Определение параметров ТТ в ячейке КРУ 10 кВ СВ-10,
КГТ=1500/5 и класс точности 10PR; ДЗТ; КЗ в зоне; S=2,5 мм²**

Таблица 1. Расчет ТКЗ и постоянной времени затухания апериодической составляющей

	Наименование ветви (присоединение)	Действующее значение тока КЗ в i-ветви, (А)						Пост. времени затухания апериод. составл. тока в каждой i-ой ветви, (с)	
		$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ.актив}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ.реакт}}^{(3)}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$	$I_{\text{КЗ.актив}}^{(1)}$	$I_{\text{КЗ.реакт}}^{(1)}$	$T_{a.i}^{(3)}$	$T_{a.i}^{(1)}$
1	КРУ 10 кВ СВ-10	7148	1286	7031				0.0174	
	Сумма $I_{\text{КЗ}}$ и $T_{a.экв}$:	7148	1286	7031				0.018	

$$T_{a.i} = \frac{I_{\text{КЗ.реакт.}}}{I_{\text{КЗ.актив.}} \cdot \omega}$$

$I_{\text{КЗ.актив}}$ — активная составляющая комплекса тока КЗ;

$I_{\text{КЗ.реакт}}$ — реактивная составляющая комплекса тока КЗ;

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ — угловая частота.

$$T_{a.экв.} = \frac{1}{I_{\text{КЗ.макс.ТТ}}} \cdot \left(\sum_{i=1}^n I_{\text{КЗ}i} \cdot T_{ai} \right)$$

$I_{\text{КЗ.макс.ТТ}}$ — действующее значение максимального тока КЗ протекающего через трансформатор (сумма токов КЗ).

Таблица 2. Исходные данные

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Место установки ТТ	ПС 35 кВ Введенщина	-
2	Присоединение	СВ 10 кВ КРУ-10	-
3	Тип, марка ТТ, обмотка	ТАЗ	-
4	Минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, t_{p3} (мс)		25
	Действующее значение тока КЗ через трансформатор тока:		
5	3-х фазное КЗ, $I_{K3}^{(3)}$ (А)	Расчет выполнен в таблице 1	7148
	1-х фазное КЗ, $I_{K3}^{(1)}$ (А)		Нет расч.
	Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока:		
6	3-х фазное КЗ, $T_a^{(3)}$ (с)	Расчет выполнен в таблице 1	0.018
	1-х фазное КЗ, $T_a^{(1)}$ (с)		Нет расч.
7	Время отключения КЗ (полное время ликвидации КЗ), t_{K31} (с)		0.1
8	Время бестоковой паузы цикла АПВ, t_{BT} (с)		0

Таблица 3. Расчет нагрузки

	Наименование		Описание или формула	Значение
1	Схема соединения		Полная звезда	
2	Тип защиты и сопротивления устройств:			
	Устройство №1	$Z_{pф}, (Ом)$	Комплект РЗА (ДЗТ)	0.020
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №2	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №3	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №4	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
		$Z_{p0}, (Ом)$		0.000
	Устройство №5	$Z_{pф}, (Ом)$		0.000
$Z_{p0}, (Ом)$		0.000		
3	Расчет сопротивления нагрузки жил контрольных кабелей:			
	Трасса и длина кабеля, l (м)		КРУ-10 яч.2 Отсек ТТ → КРУ-10 яч.2 Релейный отсек	5
	Принятое сечение жил кабеля, s (мм ²)			2.5
	Уд. сопр. проводника, ρ (Ом·мм ² /м)		Медь	0.0175
	Сопротивление нагрузки жил контрольных кабелей, R _{np} (Ом)		$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{s}$	0.035
4	Фактическое сопротивление нагрузки ТТ, Z _{н.факт} (Ом):			
	при 3-х фазном КЗ	Z _{н.факт} = R _{np} + Z _{pф}		0.055
	при 1-х фазном КЗ	Z _{н.факт} = 2R _{np} + Z _{pф} + Z _{p0}		0.090

Таблица 4. Выбор номинального первичного тока, номинального вторичного тока, номинальной нагрузки трансформаторов тока

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Первичный номин. ток ТТ, $I_{1НОМ}$ (А)	$I_{1НОМ} \geq I_{доп}$ Проверка по данному условию выполнена в томе ОТР	1500
2	Вторичный номин. ток ТТ, $I_{2НОМ}$ (А)		5
4	Номин. мощность ТТ, $S_{2НОМ}$ (ВА)		10
3	Номин. нагрузка ТТ, $Z_{2НОМ}$ (Ом)	$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2}$, $Z_{2НОМ} \geq Z_{н.факт}$	0.400

Таблица 5. Выбор номинальной предельной кратности, номинальной постоянной времени вторичного контура и номинального коэффициента переходного режима трансформаторов

	Наименование	Описание или формула	Значение
1	Класс точности		10PR
2	Коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ, Кг		0.10
Расчетное значение номинальной предельной кратности:			
3	при 3-х фазном КЗ, $K^{(3)}_{НОМРАСЧ}$	$K_{НОМ} = \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{ПЗ}}{T_a}}\right) + 1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}$	27.77
	при 1-х фазном КЗ, $K^{(1)}_{НОМРАСЧ}$		Нет расч.
Уточненное расчетное значение номинальной предельной кратности:			
4	$K_{НОМ} = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{\omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t)}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}, \\ \text{при } \omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t) \geq 1 \\ \frac{1}{1 - k_r} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{1НОМ}}, \\ \text{при } \omega \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}}\right) - \sin(\omega \cdot t) < 1 \end{array} \right\} \text{ где } t \in (0, t_{ПЗ})$		
	при 3-х фазном КЗ, $K^{(3)}_{НОМРАСЧ}$		21.74
	при 1-х фазном КЗ, $K^{(1)}_{НОМРАСЧ}$		Нет расч.

**Приложение А 1.7. Определение параметров ТТ отходящих линий ОРУ-10 10 кВ
(Ктт=300/5 и класс точности 10Р; МТЗ, УРОВ, ЛЗШ; КЗ в зоне; S=2,5 мм²)**

Таблица 1 Проверка трансформатора тока 10 кВ для КРУН 10 кВ

	Наименование	Описание или формула	Расчет
1	Место установки	ПС 35 кВ Мельничная падь	-
2	Присоединение	Отходящие линии ОРУ-10 кВ	-
3	Тип ТА		-
4	Первичный номин. ток, I _{ном}		300
5	Вторичный номин. ток, I _{2ном}		5
6	Номинальная кратность ТТ	K _{ном}	30
7	Номинальная нагрузка на ТТ	P _{ном} , ВА	5
8	Внутреннее сопротивление ТТ	R _{тт} , Ом	1.02
		R _{тт} , ВА	25.52
9	Схема соединения	Полная звезда	-
10	Тип защиты и сопротивления устройств		
	МТЗ, УРОВ, ЛЗШ	Ом	0.02
		ВА	0.5
	Переходное сопротивление	Ом	0.05
		ВА	1.25
11	Трасса кабеля и действительная длина кабеля от ТА до защиты	От трансформатора тока в отсеке ввода до защит в релейном отсеке	5
12	Принятое сечение жил контрольного кабеля, мм ²		2.5
13	Расчетное сопротивление контрольного кабеля с медными жилами	Ом	0.04
		ВА	0.88
14	Суммарная нагрузка	Ом	0.11
		ВА	2.63
15	Расчетный ток для нахождения требуемой предельной кратности	К.З. на шинах 10 кВ	7148
16	Требуемая предельная кратность	$K_{\text{треб}} = \frac{I_{\text{расч}}}{I_{1\text{ном}}}$	23.8267
17	Действительная предельная кратность	$K_{\text{дейст}} = K_{\text{ном}} \cdot \frac{P_{\text{ном}} + P_{\text{тт}}}{P_{\text{сумм}} + P_{\text{тт}}}$	32.529
18	Проверка трансформатора тока	$K_{\text{дейст}} \geq K_{\text{треб}}$	ДА

Вывод: Условие выполняется. Трансформатор тока удовлетворяет
необходимой погрешности

**Приложение А 2.1. Определение параметров ТТ в ячейках 35 кВ
(ТТ КТТ=600/5 с классом точности 0,5S и 0,5)**

0				
	Наименование		Описание или формула	Значение
1	Место установки		ПС 35 кВ Введенщина	-
2	Присоединение		T-1(2), СВ-35, W1H, W2H	-
3	Тип, марка ТТ, обмотка		TA1, TA2 (TA7, TA8)	-
4	Класс точности			0,5S; 0,5
5	Первичный номин. ток ТТ, I _{1ном} (А)			600
6	Вторичный номин. ток ТТ, I _{2ном} (А)			5
7	Номин. коэффициент безопасности приборов ТТ, K _{Бном}			5
8	Номин. мощность ТТ, S _{ном} (ВА)			10.0
9	Номин. нагрузка ТТ, Z _{ном} (Ом)			0.400
10	Схема соединения		Полная звезда	
11	Тип приборов и сопротивления устройств:			
	Устройство №1	Z _{рф} , (Ом)	Счетчик электрической энергии для 0,5S; Цифровой индикатор тока для обмотки 0,5	0.0001
		Z _{р0} , (Ом)		0.000
	Устройство №2	Z _{рф} , (Ом)		0.000
		Z _{р0} , (Ом)		0.000
	Устройство №3	Z _{рф} , (Ом)		0.000
		Z _{р0} , (Ом)		0.000
	Устройство №4	Z _{рф} , (Ом)		0.000
		Z _{р0} , (Ом)		0.000
	Устройство №5	Z _{рф} , (Ом)		0.000
		Z _{р0} , (Ом)		0.000
12	Расчет сопротивления нагрузки жил контрольных кабелей:			
	Сопротивление нагрузки жил контрольных кабелей, R _{пр} (Ом)		$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{s}$	0.035
	Уд. сопр. проводника, ρ (Ом·мм ² /м)		Медь	0.0175
	Трасса и длина кабеля, l (м)		Отсек ТТ → Релейный отсек	5
	Сечение жил кабеля, s (мм ²)			2.5
13	Фактическое сопротивление нагрузки ТТ, Z _{н.факт} :			
	Z _{н.факт} = R _{пр} + Z _{рф} , Ом			0.035
	S _{н.факт} , ВА			0.878
14	Процент загрузки трансформатора тока:			8.8
	Нагрузка на вторичную обмотку в пределах нормы:			Да

**Приложение А 2.2. Определение параметров ТТ в ячейках 10 кВ
(ТТ Ктт=1500/5 с классом точности 0,5S и 0,5)**

0				
	Наименование	Описание или формула	Значение	
1	Место установки	ПС 35 кВ Введенщина	-	
2	Присоединение	КРУ-10: Ввод 10 кВ Т-1(2), СВ-10	-	
3	Тип, марка ТТ, обмотка	ТА1, ТА2	-	
4	Класс точности		0,5S; 0,5	
5	Первичный номин. ток ТТ, $I_{1ном}$ (А)		1500	
6	Вторичный номин. ток ТТ, $I_{2ном}$ (А)		5	
7	Номин. коэффициент безопасности приборов ТТ, $K_{Бном}$		5	
8	Номин. мощность ТТ, $S_{ном}$ (ВА)		10.0	
9	Номин. нагрузка ТТ, $Z_{ном}$ (Ом)		0.400	
10	Схема соединения	Полная звезда		
11	Тип приборов и сопротивления устройств:			
	Устройство №1	$Z_{рф}$, (Ом)	Счетчик электрической энергии для 0,5S; Цифровой индикатор тока для обмотки 0,5	0.0001
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №2	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №3	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №4	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №5	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
12	Расчет сопротивления нагрузки жил контрольных кабелей:			
	Сопротивление нагрузки жил контрольных кабелей, $R_{пр}$ (Ом)	$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{s}$	0.035	
	Уд. сопр. проводника, ρ (Ом·мм ² /м)	Медь	0.0175	
	Трасса и длина кабеля, l (м)	Отсек ТТ → Релейный отсек	5	
	Сечение жил кабеля, s (мм ²)		2.5	
13	Фактическое сопротивление нагрузки ТТ, $Z_{н.факт}$:			
	$Z_{н.факт} = R_{пр} + Z_{рф}$, Ом		0.035	
	$S_{н.факт}$, ВА		0.878	
14	Процент загрузки трансформатора тока:		8.8	
	Нагрузка на вторичную обмотку в пределах нормы:		Да	

**Приложение А 2.3. Определение параметров ТТ в ячейках
Ввода 10 кВ ОРУ 10 кВ
(ТТ Ктт=600/5 с классом точности 0,5S и 0,5)**

0				
	Наименование		Описание или формула	Значение
1	Место установки		ПС 35 кВ Введенщина	-
2	Присоединение		КРУ-10: Ввод 1(2) 10 кВ ОРУ 10 кВ	-
3	Тип, марка ТТ, обмотка		ТА1, ТА2	-
4	Класс точности			0,5S; 0,5
5	Первичный номин. ток ТТ, $I_{1ном}$ (А)			600
6	Вторичный номин. ток ТТ, $I_{2ном}$ (А)			5
7	Номин. коэффициент безопасности приборов ТТ, $K_{Бном}$			5
8	Номин. мощность ТТ, $S_{ном}$ (ВА)			10.0
9	Номин. нагрузка ТТ, $Z_{ном}$ (Ом)			0.400
10	Схема соединения		Полная звезда	
11	Тип приборов и сопротивления устройств:			
	Устройство №1	$Z_{рф}$, (Ом)	Счетчик электрической энергии для 0,5S; Цифровой индикатор тока для обмотки 0,5	0.0001
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №2	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №3	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №4	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №5	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	12	Расчет сопротивления нагрузки жил контрольных кабелей:		
Сопротивление нагрузки жил контрольных кабелей, $R_{пр}$ (Ом)		$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{s}$	0.035	
Уд. сопр. проводника, ρ (Ом·мм ² /м)		Медь	0.0175	
Трасса и длина кабеля, l (м)		Отсек ТТ → Релейный отсек	5	
Сечение жил кабеля, s (мм ²)			2.5	
13	Фактическое сопротивление нагрузки ТТ, $Z_{н.факт}$:			
	$Z_{н.факт} = R_{пр} + Z_{рф}$, Ом			0.035
	$S_{н.факт}$, ВА			0.878
14	Процент загрузки трансформатора тока:			8.8
	Нагрузка на вторичную обмотку в пределах нормы:			Да

**Приложение А 2.4. Определение параметров ТТ в ячейках 10 кВ
(ТТ КТТ=300/5 с классом точности 0,5S и 0,5)**

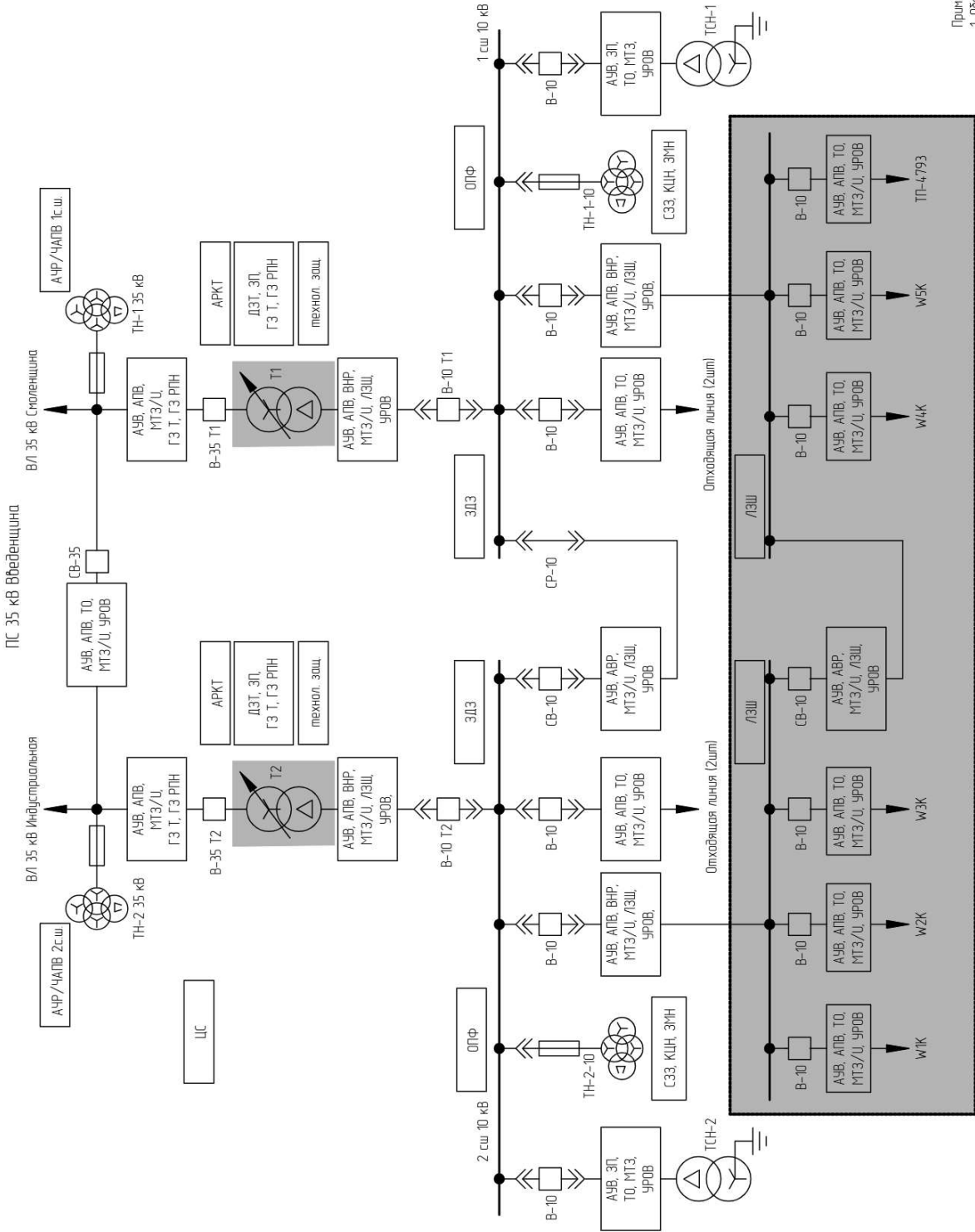
0				
	Наименование		Описание или формула	Значение
1	Место установки		ПС 35 кВ Введенщина	-
2	Присоединение		КРУ-10: Ввод 1(2) 10 кВ ОРУ 10 кВ	-
3	Тип, марка ТТ, обмотка		ТА1, ТА2	-
4	Класс точности			0,5S; 0,5
5	Первичный номин. ток ТТ, $I_{1ном}$ (А)			300
6	Вторичный номин. ток ТТ, $I_{2ном}$ (А)			5
7	Номин. коэффициент безопасности приборов ТТ, $K_{Бном}$			5
8	Номин. мощность ТТ, $S_{ном}$ (ВА)			5.0
9	Номин. нагрузка ТТ, $Z_{ном}$ (Ом)			0.200
10	Схема соединения		Полная звезда	
11	Тип приборов и сопротивления устройств:			
	Устройство №1	$Z_{рф}$, (Ом)	Счетчик электрической энергии для 0,5S; Цифровой индикатор тока для обмотки 0,5	0.0001
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №2	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №3	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №4	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №5	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
12	Расчет сопротивления нагрузки жил контрольных кабелей:			
	Сопротивление нагрузки жил контрольных кабелей, $R_{пр}$ (Ом)		$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{s}$	0.021
	Уд. сопр. проводника, ρ (Ом·мм ² /м)		Медь	0.0175
	Трасса и длина кабеля, l (м)		Отсек ТТ → Релейный отсек	3
	Сечение жил кабеля, s (мм ²)			2.5
13	Фактическое сопротивление нагрузки ТТ, $Z_{н.факт}$:			
	$Z_{н.факт} = R_{пр} + Z_{рф}$, Ом			0.021
	$S_{н.факт}$, ВА			0.528
14	Процент загрузки трансформатора тока:			10.6
	Нагрузка на вторичную обмотку в пределах нормы:			Да

**Приложение А 2.5. Определение параметров ТТ в СВ 10 кВ ОРУ-10
(ТТ КТТ=600/5 с классом точности 0,5S и 0,5)**

	Наименование	Описание или формула	Значение	
1	Место установки	ПС 35 кВ Введенщина	-	
2	Присоединение	ОРУ-10: СВ-10	-	
3	Тип, марка ТТ, обмотка	ТА1, ТА2	-	
4	Класс точности		0,5S; 0,5	
5	Первичный номин. ток ТТ, $I_{1ном}$ (А)		600	
6	Вторичный номин. ток ТТ, $I_{2ном}$ (А)		5	
7	Номин. коэффициент безопасности приборов ТТ, $K_{Бном}$		5	
8	Номин. мощность ТТ, $S_{ном}$ (ВА)		5.0	
9	Номин. нагрузка ТТ, $Z_{ном}$ (Ом)		0.200	
10	Схема соединения	Полная звезда		
11	Тип приборов и сопротивления устройств:			
	Устройство №1	$Z_{рф}$, (Ом)	Счетчик электрической энергии для 0,5S; Цифровой индикатор тока для обмотки 0,5	0.0001
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №2	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №3	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №4	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
	Устройство №5	$Z_{рф}$, (Ом)		0.000
		$Z_{р0}$, (Ом)		0.000
12	Расчет сопротивления нагрузки жил контрольных кабелей:			
	Сопротивление нагрузки жил контрольных кабелей, $R_{пр}$ (Ом)	$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{s}$	0.021	
	Уд. сопр. проводника, ρ (Ом·мм ² /м)	Медь	0.0175	
	Трасса и длина кабеля, l (м)	Отсек ТТ → Релейный отсек	3	
	Сечение жил кабеля, s (мм ²)		2.5	
13	Фактическое сопротивление нагрузки ТТ, $Z_{н.факт}$:			
	$Z_{н.факт} = R_{пр} + Z_{рф}$, Ом		0.021	
	$S_{н.факт}$, ВА		0.528	
14	Процент загрузки трансформатора тока:		10.6	
	Нагрузка на вторичную обмотку в пределах нормы:		Да	

Условные обозначения:

- ТО – межфазная поковая отсечка;
- МТЗ – межфазная поковая защита;
- АУВ – автоматика управления выключателем;
- УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;
- АПВ – трехфазное автоматическое повторное включение;
- АВР – автоматика ввода резерва;
- ВНР – восстановление нормального режима после работы АВР;
- ЦС – центральная сигнализация;
- МТЗ/У – межфазная поковая защита с возможностью пуска по напряжению;
- ЛЗШ – логическая защита шин;
- ЗДЗ – защита от дуговых замыканий;
- АЧР – автоматика разгрузки по частоте;
- ЧАПВ – автоматическое включение после АЧР;
- СЗЗ – сигнализация о замыканиях на землю;
- ОПФ – автоматика определения поврежденного фидера при однофазных замыканиях на землю;
- ОПФд – центральный терминал ОПФ;
- ОПФп – периферийный терминал ОПФ;
- КЦН – контроль исправности цепей напряжения;
- ЗМН – защита минимального напряжения;
- ЗП – защита от перегрузки;
- ГЗ – газодовая защита трансформатора (абсолютная);
- ГЗ РПН – газодовая защита устройств РПН;
- технол. заш. – прием сигналов от технологических защит трансформатора (высокий/низкий уровень масла, отключение при потере охлаждения, и т.д.);



Примечание:
1. Оборудование запорядоченное серым цветом предусмотрено по настоящему титулу

374-22-22-ИОС12.ГЧ

Реконструкция ПС 35/10 кВ Введенщина
(Замена Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА каждый, прирост мощности 12 МВА)

Раздел 5.12 Релейная защита и автоматика

Схема размещения устройств РЗА

000

"Иркутск-ЭнергоПроект"

