

**РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ  
НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ  
ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
ПОС. ТЕРНЕЙ**

**Этап 1. Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней»,  
КТП и отпаяк ЛЭП на кордоны заповедника и КПП**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в  
инфраструктуру линейного объекта**

**Подраздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях  
инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-  
технических мероприятий, содержание технологических  
решений**

**Часть 1. Система электроснабжения**

**Книга 3. Релейная защита и противоаварийная автоматика**

**2223-ИЛО.ИОС.РЗА**

**Том 4.5.1.3**

**РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ  
НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ  
ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
ПОС. ТЕРНЕЙ**

**Этап 1. Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней»,  
КТП и отпаек ЛЭП на кордоны заповедника и КПП**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в  
инфраструктуру линейного объекта**

**Подраздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях  
инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-  
технических мероприятий, содержание технологических  
решений**

**Часть 1. Система электроснабжения**

**Книга 3. Релейная защита и противоаварийная автоматика**

**2223-ИЛО.ИОС.РЗА**

**Том 4.5.1.3**

Главный инженер – руководитель  
службы главного инженера

Б.Н. Юркевич

Главный инженер проекта

В.В. Сологубов

Начальник ОРЗ

Е.Б. Быстрицкая

**РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ  
НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ  
ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
ПОС. ТЕРНЕЙ**

**Этап 1. Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней»,  
КТП и отпаек ЛЭП на кордоны заповедника и КПП  
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в  
инфраструктуру линейного объекта**

**Подраздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях  
инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-  
технических мероприятий, содержание технологических  
решений**

**Часть 1. Система электроснабжения**

**Книга 3. Релейная защита и противоаварийная автоматика**

**2223-ИЛО.ИОС.РЗА**

**Том 4.5.1.3**

Генеральный директор

Р.Ю. Суслов

Главный инженер проекта

А.А. Пробичев

## Содержание тома

Обозначение	Наименование	Стр.
	Справка главного инженера проекта	3
	Состав проектной документации	4
2223-ИЛО.ИОС.РЗА.ТЧ	Текстовая часть	5-56
	<u>Графическая часть</u>	
2223_ИЛО.ИОС.РЗА.ГЧ1	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС	57
2223_ИЛО.ИОС.РЗА.ГЧ2	Структурно-функциональные схемы	58-60
2223_ИЛО.ИОС.РЗА.ГЧ3	План ОПУ	61
	<u>Приложения</u>	
Приложение А	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на разработку проектной и рабочей документации на строительство сетей для централизованного электроснабжения пос. Терней	62-80
Приложение Б	Расчетная проверка трансформаторов напряжения и их вторичных цепей	81-87
Приложение В	Расчетная проверка трансформаторов тока и их вторичных цепей	88-103
Приложение Г	Ориентировочный расчет уставок РЗА	104-136

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.РЗА			
						РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОС. ТЕРНЕЙ			
						Строительство ЛЭП «Пластун-Терней», ПС «Терней», КТП и отпак ЛЭП на кордоны заповедника и КПП			
Разраб.		Горбачева			03.22	Релейная защита и противоаварийная автоматика	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Дзюзер			03.22		П	1	53
Н. контр.		Бахарев			03.22	Содержание тома			
ГИП		Пробичев			03.22				

## Справка главного инженера проекта

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, требованиями действующих технических регламентов, стандартов, норм и правил, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий.

Главный инженер проекта

А.А. Пробичев

Согласовано			
Инов. №			
Подп. и дата			
Взам. инв. №			



## Содержание

<i>Справка главного инженера проекта</i> .....	3
<i>Состав проектной документации</i> .....	4
<i>1 Введение</i> .....	7
1.1 Общие сведения .....	7
1.2 Исходные данные .....	8
<i>2 Краткая характеристика объекта</i> .....	10
<i>3 Технические решения по релейной защите и автоматике на ПС 35 кВ Терней и на отпаечных ТП</i> .....	11
3.1 Общие положения по выполнению релейной защиты и автоматики .....	11
3.2 Решения по релейной защите и автоматике трансформаторов 35/6 Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Терней.....	14
3.2.1 Общие положения о выполнении защит силовых трансформаторов.....	14
3.2.2 Описание функций защит трансформатора Т-1(Т-2) .....	18
3.3 Решения по УРОВ 35 кВ ПС Терней.....	20
3.4 Решения по АУВ выключателей 35 кВ ПС Терней .....	21
3.5 Релейная защита элементов КРУ 6 кВ ПС Терней .....	22
3.5.1 Релейная защита шин 6 кВ.....	23
3.5.2 Релейная защита ввода 6 кВ .....	24
3.5.3 Релейная защита секционного выключателя 6 кВ.....	25
3.5.4 Релейная защита отходящих присоединений 6 кВ.....	26
3.5.5 Релейная защита и автоматика в ячейке трансформатора напряжения шин 6 кВ .....	27
3.6 Релейная защита и автоматика отпаек на линии 35 кВ Пластун-Терней .....	27
3.7 Организация цепей напряжения .....	29
3.7.1 Организация цепей напряжения ОРУ 35 кВ ПС Терней.....	30
3.7.2 Организация цепей напряжения КРУ 6 кВ ПС Терней .....	30
3.8 Управление аппаратами 35 кВ и ОБР .....	30
<i>4 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА и АУВ</i> 31	
4.1 Цепи переменного тока терминалов .....	31
4.2 Цепи переменного напряжения терминалов .....	31
4.3 Рабочая частота терминалов .....	31
4.4 Напряжение оперативного постоянного тока терминалов .....	31
4.5 Дискретные входы терминалов .....	32
4.6 Выходы терминалов.....	33
4.7 Внутренняя логика терминалов.....	33
4.8 Соответствие нормативным документам.....	33
4.9 Аппаратное и функциональное оснащение терминалов .....	34
4.10 Требования к поставке.....	35

ам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №годл.	

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

4.11	Гарантия и срок службы терминалов.....	35
5	<i>Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА элементов подстанции.....</i>	<i>37</i>
5.1	Релейная защита трехфазных трансформаторов 35/6 кВ.....	37
5.1.1	Основные защиты трансформатора.....	37
5.1.2	Резервные защиты трансформатора.....	39
5.1.3	Автоматическое регулирование напряжения трансформаторов, снабженных устройствами РПН (АРНТ).....	40
5.2	Релейная защита элементов ЗРУ 6 кВ.....	43
5.2.1	Релейная защита ввода шин 6 кВ.....	43
5.2.2	Релейная защита секционнoг выключателя 6 кВ.....	43
5.2.3	Релейная защита трансформатора собственных нужд 6/0,4кВ. ....	44
5.2.4	Релейная защита линий 6 кВ.....	45
5.2.5	Релейная защита и автоматика в ячейке трансформатора напряжения 6 кВ.....	46
5.2.6	Защита от дуговых замыканий в КРУ 6 кВ (ЗДЗ).....	47
6	<i>Противоаварийная автоматика.....</i>	<i>47</i>
7	<i>Спецификация оборудования и кабельной продукции.....</i>	<i>50</i>
8	<i>Ведомость объема работ.....</i>	<i>52</i>
9	<i>Принятые сокращения.....</i>	<i>54</i>
10	<i>Таблица регистрации изменений.....</i>	<i>56</i>

Инв. №подл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата



## 1 Введение

Решение о разработке проектной документации по титулу «Строительство сетей для централизованного электроснабжения пос. Терней» принято на основании следующих документов:

- Инвестиционная программа АО «ДРСК» на 2019 – 2023 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 7 декабря 2020 г. № 8@; Вид строительства – новое строительство.

В настоящем томе разработаны решения по комплексному проектированию релейной защиты для следующих элементов ПС 35 кВ Терней и отпаечных ПС:

- Трансформатор на ПС 35 кВ Терней Т-1 6,3 МВА, 35/6 кВ;
- Трансформатор на ПС 35 кВ Терней Т-2 6,3 МВА, 35/6 кВ;
- КРУ ПС 35 кВ Терней 6 кВ;
- Трансформатор на ТП отпайки на Ханов ключ Т 0,1 МВА, 35/0,4 кВ;
- Трансформатор на ТП отпайки на Благодатное Т 0,16 МВА 35/10 кВ;
- Трансформатор ТП к КПП Т 0,04 МВА, 10/0,4 кВ;
- Трансформатор КТП к Благодатное Т 0,1 МВА, 10/0,4 кВ.

### 1.1 Общие сведения

Титул «Разработка проектной и рабочей документации на строительство распределительных сетей для централизованного электроснабжения пос. Терней» предназначен для присоединения к системе централизованного электроснабжения – к Приморской энергосистеме – потребителей пос. Терней.

Поселок Терней является Административным центром Тернейского района – крупнейшего в Приморском крае, который имеет самую низкую плотность населения 0.37 чел/км<sup>2</sup>. На площади 27730 км<sup>2</sup> Района проживает 10.3 тысячи человек, из них 7.9 тысяч – в поселках Пластун и Терней.

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Самым южным поселком района является Пластун, электроснабжение которого обеспечивается централизованно от энергосистемы. Севернее от поселка Пластун (в 60 км) расположен поселок Терней и далее на север – малая Кема, Амгу, Максимовка, Светлая, Перетычиха, Самарга, Агзу. Электроснабжение этих населённых пунктов обеспечивается децентрализованно, от автономных ДЭС.

Присоединение потребителей изолированных населенных пунктов к системе централизованного электроснабжения позволит:

- сократить бюджетные расходы на содержание ДЭС;
- исключить дотирование тарифов на электроэнергию;
- ликвидировать ресурсную зависимость от завоза ГСМ для ДЭС;
- обеспечить круглосуточное бесперебойное электроснабжение населения;
- повысить уровень и качество жизни;
- стимулировать трудовую активность и повысить занятость населения.

Поселок Терней является одним из первоочередных населенных пунктов, который намечается присоединить к системе централизованного электроснабжения.

Для присоединения потребителей поселка Терней к Приморской энергосистеме будут выполнены следующие объемы электросетевого строительства:

- новое строительство центра питания поселка – ПС 35 кВ Терней;
- новое строительство ЛЭП Пластун-Терней (53.2 км);
- реконструкция ПС 110/10 кВ Пластун для присоединения новой ЛЭП Пластун-Терней.

## 1.2 Исходные данные

Настоящий том разработан на основании следующих документов:

- инвестиционная программа АО «ДРСК» на 2019 – 2023 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 7 декабря 2020 г. № 8@;

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

- техническое задание на разработку проектной и рабочей документации на строительство сетей для централизованного электроснабжения пос. Терней.

Все технические решения разработаны с учетом действующих нормативно-технических документов, в том числе:

- Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Правила устройства электроустановок (7-е издание с изменениями и дополнениями);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утвержденные Приказом Минэнерго РФ №229 от 19.03.2003г;
- СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)», ПАО «ФСК ЕЭС», Москва, 2017 г.;
- Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и ПС от импульсных помех. РД 34.20.116-93 РАО "ЕЭС России 1993 г.
- СТО 59012820.29.020.009-2016. Стандарт «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» в актуальной редакции.

Данный перечень является достаточным при работе над проектом, но не исчерпывающим. Кроме этой НТД, в некоторых конкретных случаях могут использоваться требования иных действующих нормативно-технических документов.

Инв. №подл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

## 2 Краткая характеристика объекта

ПС Терней будет представлять из себя ПС 35 кВ с нетиповой схемой РУ 35кВ. Подключение линии 35 кВ Пластун-Терней предусмотрено через разъединитель без выключателя. Трансформаторы на стороне 35 кВ подключаются с помощью выключателей в одну электрическую точку к линии 35кВ. В эту же электрическую точку подключен трансформатор напряжения 35кВ.

РУ 6 кВ на ПС 35 кВ Терней предназначено для питания потребителей поселка Терней и СН ПС. В качестве РУ 6 кВ принимается типовая схема с одной секционированной системой шин. Питание РУ 6 кВ осуществляется от обмоток низкого напряжения силовых трансформаторов 35/6 кВ.

На ВЛ 35 кВ Пластун-Терней будут построены две отпайки на ТП.

Первая отпайка на расстоянии 22.2 км от ПС 110 кВ Пластун на Ханов ключ. На отпайке будет установлен реклоузер, а в ТП 35/0,4 кВ будет установлен трансформатор мощностью 100кВА. Со стороны 35 кВ между кабельной муфтой и трансформатором будет установлен разъединитель с предохранителем.

Вторая отпайка будет располагаться на расстоянии 41,2 км от ПС 110кВ Пластун и будет отходить на Благодатное. Отпайка подсоединяется к линии с помощью разъединителя. ТП 35/10 кВ с трансформатором 160 кВА будет закрытая. Со стороны 35 кВ установлен выключатель, со стороны 10кВ будет вводной выключатель и два выключателя отходящих линий, а также ТН для целей учета. На ТП Благодатное 10/0,4 кВ 100 кВА на стороне 10 кВ устанавливается разъединитель с предохранителем. ТП КПП 10/0,4кВ 40 кВА со стороны 10 кВ будет установлен разъединитель с предохранителем.

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

### 3 Технические решения по релейной защите и автоматике на ПС 35 кВ Терней и на отпаечных ТП

#### 3.1 Общие положения по выполнению релейной защиты и автоматики

В соответствии с техническим заданием разрабатываются технические решения по РЗА нового строительства ПС 35 кВ Терней с использованием МП устройств. Использование МП устройств является прогрессивным шагом и дает существенные преимущества, в числе которых:

- возможность осуществления в одном устройстве нескольких функций РЗ и автоматики (РЗА), а также – наряду с функциями РЗА и таких вспомогательных функций, как осциллографирование, регистрация событий, определение места повреждения;
- реализация новых принципов и улучшенных характеристик;
- удобство при наладке и эксплуатации;
- широкая система самодиагностики;
- возможность интегрировать устройства РЗА в АСУ ТП;
- возможность использования для межмашинного обмена логическими сигналами при реализации функций РЗА оптоволоконных цифровых каналов связи, заменяющих неконтролируемые традиционные кабельные связи;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения.

В соответствии с письмом Минэнерго России от 09.02.2018 № ЧА-1274/10 микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объектах проектирования, должны обеспечивать работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

Для установки могут рекомендоваться микропроцессорные терминалы, имеющие аттестационное заключение, утвержденное ПАО «Россети».

ам. инв. №
Подп. и дата
Инв. №годл.

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

Комплексы РЗА должны выполняться в соответствии с действующими в РФ нормативными материалами и обеспечивать предъявляемые к ним требования по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности.

Повышение надежности РЗА защищаемых элементов обеспечивается выполнением ближнего резервирования:

- установкой двух комплектов защит, использующих различные принципы действия;
- использованием УРОВ;
- разделением комплектов защит по цепям переменного тока, переменного
- напряжения, оперативного постоянного тока;
- размещение устройств, резервирующих друг друга, в разных устройствах.

Разделение по цепям переменного тока предполагает питание комплектов РЗА, резервирующих друг друга от разных обмоток трансформаторов тока. Цепи переменного тока должны быть выполнены отдельным экранированным кабелем, проложенным, по возможности, в разных кабельных каналах.

Устройства РЗА, измерений и учета (контролеры АИИС КУЭ) предполагается подключать к разным вторичным обмоткам трансформаторов тока с соответствующим классом точности.

Каждое устройство РЗА питается от отдельного автоматического выключателя, а резервирование питания должно обеспечиваться схемой электрических соединений щита постоянного тока.

Разделение цепей отключения достигается воздействием каждого комплекта РЗА защищаемого присоединения на разные электромагниты отключения выключателя, а, по возможности, каждого комплекта – на оба электромагнита отключения.

Инв. №подл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

При этом действие основных защит любого элемента сети и УРОВ должно предусматриваться на оба электромагнита.

Наличие двух электромагнитов отключения снижает общее количество отказов выключателей, следовательно, и отключений КЗ с выдержкой времени УРОВ и с отключение неповрежденных элементов.

Питание схем управления двух электромагнитов отключения по цепям постоянного тока при этом следует осуществлять от разных шин ЩПТ.

Цепи отключения от каждого комплекта РЗА должны прокладываться отдельными кабелями и, по возможности, разными трассами.

Должна быть обеспечена возможность удаленного получения информации о состоянии всех устройств в ДП Дальнегорского РЭС.

Отключение любого поврежденного элемента сети должно осуществляться с минимальным возможным временем в целях сохранения устойчивости бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

Во всех устройствах РЗА должна быть предусмотрена настраиваемая светодиодная сигнализация (с запоминанием или без него). Кроме того, должна быть местная светодиодная сигнализация (в шкафу защиты). Терминалы должны иметь индивидуальную передачу сигналов в систему ТМ.

При установке МП устройств должны быть выполнены все регламентированные СТО 56947007-29.240.0432010 требования по электромагнитной совместимости и помехозащищенности в соответствии с ГОСТ Р51317.6.5 – 2006 (МЭК 61000-6-5:2001) «Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний». Необходимые мероприятия по защите от импульсных помех разрабатываются в соответствии с действующими «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и

ам. инв. №
Подп. и дата
Инв. №годл.

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

подстанций от импульсных помех», введенными в действие Решением № Э-1/03 от 29.06.93 года Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России».

Фирма – изготовитель должна предоставить универсальную проверочную аппаратура для устройств РЗА (состав проверочной аппаратуры определяется на стадии рабочей документации). Фирма-изготовитель должна предоставить комплект запасных частей (ЗИП), расходных материалов и принадлежностей, необходимых для монтажа, наладки, пуска, а также технического обслуживания и ремонта МП устройств.

Для работы с МП устройствами РЗА на ПС фирма должна поставить программное обеспечение (логику работы терминалов на бумажном носителе).

**3.2 Решения по релейной защите и автоматике трансформаторов 35/6 Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Терней.**

**3.2.1 Общие положения о выполнении защит силовых трансформаторов.**

На ПС 35 кВ Терней устанавливаются два трансформатора 35/6 кВ. На стороне 6 кВ трансформаторов подключена нагрузка – ЗРУ 6 кВ.

Комплекс РЗА трансформатора предназначен для его защиты от любых видов КЗ, включая витковые замыкания в обмотке, а также от ненормальных режимов работы, в частности таких, как перегрузка по току, недопустимое понижение уровня масла и т.п.

Комплекс РЗА трансформаторов состоит из:

1. комплекта основных защит трансформатора с дифференциальной защитой трансформатора (ДЗТ);
2. комплекта резервных защит с функциями МТЗ ВН и НН и АУВ 35кВ;
3. комплекта автоматики регулирования напряжения на шинах ЗРУ 6 кВ (АРНТ).

ам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №годл.	

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата



Комплект основных защит трансформатора включает следующие функции:

- дифференциальную токовую с торможением защиту от всех видов КЗ трансформатора (ДЗТ);
- прием сигналов газовой защиты трансформатора (ГЗ Т);
- прием сигналов газовой защиту устройства РПН трансформатора (ГЗ РПН Т);
- прием сигналов технологических защит трансформатора;
- контроль изоляции цепей газовой защиты трансформатора и газовой защиты устройства РПН;
- максимальная токовая защита стороны НН с пуском по напряжению (МТЗ НН/У);
- токовую защиту от перегрузки обмоток высшего напряжения трансформатора (ЗП ВН);
- токовый контроль защиты от дуговых замыканий в ЗРУ 6 кВ (ТК ЗДЗ);
- токовые пусковые органы автоматики охлаждения трансформатора;
- регистрация и осциллографирование аварийных сигналов и команд;
- передача сигналов неисправности и срабатывания в ТМ.

По цепям переменного тока комплект ДЗТ подключается к следующим ТТ:

- ТТ в цепи выключателя 35 кВ трансформатора Т-1(Т-2);
- ТТ в цепи выключателя ввода 6 кВ трансформатора Т-1(Т-2).

Трансформаторы тока для комплекта основных защит имеют класс точности 10Р.

Комплект ДЗТ реализует следующие управляющие воздействия:

- Отключение и пуск УРОВ выключателя 35 кВ трансформатора;

ам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

Изм.	Колуч	Лист	№доку.	Подп.	Дата

- отключение и пуск УРОВ выключателя ввода 6 кВ трансформатора;
- закрытие отсечного клапана;
- пуск автоматики охлаждения;
- контроль тока для ЗДЗ 6 кВ;
- выдачу сигнализации о перегрузке обмотки ВН трансформатора.

Комплект резервных защит трансформатора включает следующие функции:

- максимальную токовую защиту стороны ВН трансформатора с пуском по напряжению;
- прием сигналов газовой защиты трансформатора (ГЗ Т);
- прием сигналов газовой защиту устройства РПН трансформатора (ГЗ РПН Т);
- контроль изоляции цепей газовой защиты трансформатора и газовой защиты устройства РПН;
- токовый контроль защиты от дуговых замыканий в ЗРУ 6 кВ (ТК ЗДЗ);
- токовые пусковые органы автоматики охлаждения трансформатора;
- автоматика управления выключателем 35 кВ трансформатора (АУВ);
- устройство резервирования отказов выключателя 35 кВ трансформатора (УРОВ);
- регистрация и осциллографирование аварийных сигналов и команд.
- передача сигналов неисправности и срабатывания в ТМ.

По цепям переменного тока комплект резервных защит подключается к ТТ в цепи выключателя 35 кВ трансформатора Т-1(Т-2).

Трансформаторы тока для комплекта резервных защит имеют класс точности 10Р.

ам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №годл.	

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

По цепям переменного напряжения комплект резервных защит подключается к ТН шин 6 кВ, к обмоткам «звезды» класса точности 0,2.

Комплект резервных защит реализует следующие управляющие воздействия:

- отключение и пуск УРОВ выключателя 35 кВ трансформатора;
- отключение и пуск УРОВ выключателя ввода 6 кВ трансформатора;
- пуск автоматики охлаждения;
- контроль тока для ЗДЗ 6 кВ;

Комплект автоматики управления РПН выполняет следующие задачи:

- автоматическое поддержание заданного напряжения на шинах 6кВ;
- ручное управление приводом РПН;
- индикация положения отпайки РПН и передачу положения в ТМ;
- прием сигнализации о ненормальных режимах в работе РПН и передачу в ТМ;
- прием сигналов температурного контроля масла в баке РПН;
- блокировку переключения РПН при снижении температуры, повышения тока стороны ВН трансформатора, снижения напряжения на секциях 6 кВ.

По цепям переменного тока комплект АРНТ подключается к ТТ в цепи выключателя 35 кВ трансформатора Т-1(Т-2).

Трансформаторы тока для комплекта АРНТ имеют класс точности 10Р.

По цепям переменного напряжения комплект резервных защит подключается к ТН секций 6 кВ, к обмоткам «звезды» класса точности 0,2 и обмоткам «разомкнутого треугольника» класса точности 3Р.

Комплект АРНТ реализует следующие управляющие воздействия:

- команда «выше» в привод РПН;
- команда «ниже» в привод РПН;

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

- отключение автоматического выключателя питания двигателя привода РПН при застревании привода.

Для каждого трансформатора (Т-1 и Т-2) защиты и автоматика будут реализованы в отдельном шкафу с установкой трех терминалов (терминал основной защиты (ДЗТ), терминал резервной защиты и АУВ , терминал АРНТ )

### 3.2.2 Описание функций защит трансформатора Т-1(Т-2)

#### 3.2.2.1 Дифференциальная защита трансформатора

Защита выполняется в виде чувствительной дифференциальной защиты и дифференциальной отсечки.

Чувствительная дифференциальная защита выполняется с торможением для отстройки от токов небаланса, имеющих место при токах внешних КЗ до  $20 \cdot I_{ном}$  в установившихся и переходных режимах, а также при включении трансформатора под напряжение. Торможение может осуществляться с использованием входных токов от всех групп трансформаторов тока, к которым подключена защита.

В ДЗТ должно быть предусмотрено программное выравнивание токов входов как по величине, так и по фазе с учетом группы соединения обмоток трансформатора.

Трансформаторы тока, к которым подключается ДЗТ, должны соединяться по схеме «звезда».

Для отстройки от бросков тока намагничивания может использоваться блокировка, действующая при превышении заданного соотношения второй и основной гармоник дифференциального тока.

Дифференциальная защита трансформатора действует на:

- отключение и пуск УРОВ выключателя 35 кВ трансформатора;
- отключение и пуск УРОВ выключателя ввода 6 кВ трансформатора;
- закрытие отсечного клапана.

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

### 3.2.2.2 Газовая защита трансформатора и РПН

Газовая защита трансформатора выполняется двухступенчатой. Первая ступень выполняется с действием на сигнал, а вторая ступень – на отключение трансформатора.

Защита устройства РПН (струйное реле) имеет одну ступень, которая действует на отключение трансформатора.

При действии указанных защит на отключение выполняются воздействия, аналогичные действию ДЗТ.

Действие газовой защиты на отключение трансформатора должно иметь запоминание до 1 с для надежного пуска УРОВ при возможных кратковременных замыканиях контактов газового реле.

Действие газовых защит на сигнал и отключение должно осуществляться через МП терминалы основных и резервных защит трансформатора. При этом действие указанных защит должно быть выполнено отдельными контактами газовых и струйных реле трансформатора без использования их реле-повторителей (контакты должны быть дублированными). В комплекте защиты должен быть предусмотрен переключатель для перевода действия второй ступени газовой защиты трансформатора на сигнал.

Питание оперативным постоянным током газовых защит должно осуществляться через отдельный автоматический выключатель. Должен быть предусмотрен контроль оперативного постоянного тока цепей газовой защиты.

Должно быть предусмотрено устройство контроля понижения изоляции цепей, приходящих на газовое/струйное реле, и действующее при неисправности этих цепей с выдержкой времени на сигнал.

### 3.2.2.3 Цепи отключения от технологических защит

Отключение трансформаторов от технологических защит (при действии, например, защиты от перегрева масла, срабатывания

Инв. №подл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

предохранительного клапана.) должно осуществляться через комплекты основных и резервных защит трансформатора.

Воздействия, которые необходимо реализовать при работе технологических защит, аналогичны действиям ДЗТ.

**3.2.2.4 Защита от перегрузки**

Для двухобмоточного трансформатора применяется защита от перегрузки на стороне ВН.

Защита от перегрузки трансформатора действует с выдержкой времени на сигнал.

**3.2.2.5 Максимальная токовая защита стороны ВН с пуском по напряжению**

Максимальная токовая защита стороны ВН предназначена для резервирования ДЗТ, а также резервирования МТЗ НН.

Максимальная токовая защита от междуфазных КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора предусматривается для действия при междуфазных КЗ.

Максимальная токовая защита выполняется с комбинированным пуском по снижению напряжения прямой последовательности и повышению напряжения обратной последовательности. Для работы органов контроля напряжения МТЗ ВН/У подключается к ТН шин 6 кВ силового трансформатора.

Максимальная токовая защита стороны ВН действует с выдержкой времени на:

- Отключение и пуск УРОВ выключателя 35 кВ трансформатора.

**3.3 Решения по УРОВ 35 кВ ПС Терней**

Устройство резервирования отказов выключателей выполняется функционально в каждом терминале АУВ 35 кВ индивидуально для своего выключателя. Функция УРОВ выполнена в следующих терминалах:

- терминал резервной защиты и АУВ 35 кВ Т-1;

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№доку.	Подп.	Дата

- терминал резервной защиты и АУВ 35 кВ Т-2.

По цепям переменного тока терминалы с функцией УРОВ подключаются к ТТ класса точности 10Р в цепи соответствующего выключателя.

Пуск УРОВ осуществляется защитами, действующими на отключение соответствующего выключателя.

Функция УРОВ имеет двухступенчатое действие:

- без выдержки времени на отключение резервируемого выключателя;
- с выдержкой времени на отключение выключателя НН трансформатора.

**3.4 Решения по АУВ выключателей 35 кВ ПС Терней**

Функция АУВ 35 кВ реализована в следующих терминалах:

- терминал резервных защит и АУВ 35 кВ Т-1;
- терминал резервных защит и АУВ 35 кВ Т-2.

На шкафах АУВ присоединений 35 кВ предусматриваются органы местного управления и сигнализации (ключ управления и сигнальные лампы положения выключателя 35 кВ).

Терминалы управления должны иметь на передней панели светодиоды, предупреждающие об аварийном состоянии и неисправностях выключателя.

Автоматика управления выключателем обеспечивает:

- трехфазное включение выключателя при поступлении команды «Включить»;
- удерживание сигнала действия на ЭМВ на время протекания тока через ЭМВ, разрыв цепи включения должен осуществляться блок-контактом выключателя;
- «блокировку от прыгания» при включении выключателя на КЗ;
- отключение выключателя от внешних защит действием на первый и второй электромагниты отключения - ЭМО1 и ЭМО2;

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

- трехфазное отключение выключателя действием на ЭМО1 и ЭМО2 при поступлении команды «Отключить»;
- удерживание сигнала действия на электромагниты отключения на время протекания тока через ЭО, разрыв цепи отключения должен осуществляться блок-контактом выключателя;
- фиксацию включенного положения выключателя (КQC) с возвратом фиксации только при поступлении оперативной команды на отключение выключателя (КСТ); данная информация (КQC) должна сохраняться при отключении выключателя от РЗ;
- формирование сигнала о неисправности цепей управления при обрывах цепей отключения и включения, а также при исчезновении оперативного тока цепей управления;
- сигнализацию снижения давления элегаза в выключателе в цепи выключателя, а также при неисправности обогрева выключателя, при неисправности завода пружины, срабатывании блокировки включения и отключения выключателя;
- блокировку включения при малом заводе пружины и блокировку включения и отключения при низком давлении элегаза.

Функция АПВ выключателей не предусмотрена.

### 3.5 Релейная защита элементов КРУ 6 кВ ПС Терней

В соответствии с главной схемой электрических соединений ПС 35 кВ Терней на напряжении 6 кВ подстанции предусмотрена одна секционированная шина ЗРУ 6 кВ.

Комплекс РЗА элементов ЗРУ 6 кВ полностью реализован с использованием МП устройств. Ниже рассматривается состав защит комплекса РЗА следующих элементов ЗРУ 6 кВ:

- шины 6 кВ.
- вводов шины 6 кВ;
- секционного выключателя 6 кВ;

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата



- кабельных линий отходящих фидеров и трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ;
- трансформатора напряжения 6 кВ.

МП устройства, помимо функций РЗА, выполняют функции автоматики управления выключателем:

- дистанционное (через ТМ) и местное управление выключателями 6 кВ;
- контроль положения коммутационных аппаратов (выключателей, заземляющих ножей и т.п.);
- контроль исправности цепей управления и защиты, и исправности самого МП устройства;
- регистрацию и передачу через ТМ аварийных дискретных и аналоговых сигналов;
- возможность местной и дистанционной настройки и изменения уставок.

### 3.5.1 Релейная защита шин 6 кВ

Для каждой секции сборных шин 6 кВ предусматривается:

- логическая защита шин 6 кВ;
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) с контролем тока.

**Логическая защита шин 6 кВ** предусматривается для отключения с выдержкой времени повреждений на шине 6 кВ. Функция ЛЗШ осуществляются путем блокирования ускоренного действия МТЗ при приеме сигнала о срабатывании органа тока МТЗ на присоединениях ЗРУ 6кВ. ЛЗШ действует с выдержкой времени 0,15-0,2 сек на отключение выключателя ввода.

**Дуговая защита шин 6 кВ** предназначена для защиты от междуфазных замыканий внутри шинного, кабельного(линейного) отсеков и отсека выключателя ячеек распределительного устройства, сопровождающихся возникновением электрической дуги.

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

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Защита выполняется с использованием датчиков или клапанов, чувствительных к току КЗ при дуговых замыканиях в отсеках шкафа ЗРУ 6 кВ.

Тип, конструкция и место установки датчика зависит от завода-изготовителя ЗРУ.

ЗДЗ осуществляется с контролем по току. Для ЗДЗ ячеек вводов шин 6 кВ контроль по току осуществляется органом тока МТЗ ВН трансформаторов (для резервирования орган тока заводится из терминала ДЗТ и терминала резервной защиты), для ЗДЗ ячеек фидеров контроль по току осуществляет МТЗ вводов шин 6 кВ.

При дуговом замыкании в кабельном(линейном) отсеке отходящих присоединений ЗРУ 6 кВ выполняется отключение выключателя данного присоединения.

При дуговом замыкании в отсеках шин и выключателя отходящих присоединений выполняется отключения вводного выключателя 6 кВ.

При дуговом замыкании в ячейке ввода трансформатора выполняется отключение силового трансформатора Т-1(Т-2).

**3.5.2 Релейная защита ввода 6 кВ**

Для каждого ввода шин 6 кВ предусматривается:

- максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- УРОВ;
- контроль исправности цепей ТН ввода 6 кВ.

**Максимальная токовая защита** включается на трансформаторы тока в цепи выключателя ввода шины 6 кВ ЗРУ 6 кВ. Контроль напряжения для пуска МТЗ осуществляется от ТН шин 6 кВ. Пуск по напряжению осуществляется при снижении напряжения прямой последовательности или повышения напряжения обратной последовательности.

Максимальная токовая защит должна действовать с выдержкой времени на отключение выключателя ввода шин 6 кВ и пуск его УРОВ.

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

Изм.	Колуч	Лист	№доку.	Подп.	Дата

Максимальная защита токовая защита стороны НН предназначена для резервирования быстродействующих защит шин 6 кВ, а также МТЗ отходящих присоединений.

**Устройство резервирования отказа выключателя ввода 6 кВ** запускается при работе защит, действующих на отключение ввода 6 кВ и с контролем тока в цепи вводного выключателя, действует:

- без выдержки времени на отключение выключателя ввода;
- с выдержкой времени на отключение трансформатора.

**Контроль исправности ТН ввода 6 кВ** выполняется с помощью функции, которая реализована в терминале ячейки ввода 6 кВ.

### 3.5.3 Релейная защита секционного выключателя 6 кВ

Для секционного выключателя 6 кВ предусматривается:

- максимальная токовая защита;
- УРОВ;
- АВР.

**Максимальная токовая защита** предназначена для резервирования защит отходящих присоединений 6 кВ при включенном СВ 6 кВ.

Устройство резервирования отказов секционного выключателя 6 кВ действует на отключение ввода 6 кВ.

**Автоматический ввод резерва** при потере питания на одной из секций шин 6 кВ действует на отключение выключателя ввода данной секции и в схему автоматического включения секционных выключателей.

Пуск АВР для отдельной секции шин осуществляется: с контролем полнофазного отсутствия напряжения на данной секции шин, с контролем наличия питания на другой секции шин, с контролем отключенного положения ввода 6 кВ данной секции, с контролем отсутствия команды Запрет АВР от ЗДЗ, ЛЗШ секции, от МТЗ и УРОВ ввода 6 кВ секции, от МТЗ питающих элементов.

Вывод АВР осуществляется переключателем, установленным в шкафу СВ 6 кВ КРУ 6 кВ.

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Полноценный контроль отсутствия напряжения на секции шин (КОНШ) осуществляется с помощью функции минимального напряжения, реагирующей на междуфазное напряжение и напряжение обратной последовательности.

Контроль наличия напряжения на секции шин (КННШ) осуществляется с помощью функции максимального напряжения, реагирующей на междуфазное напряжение и напряжение обратной последовательности.

### 3.5.4 Релейная защита отходящих присоединений 6 кВ

Для каждого отходящего присоединения шин 6 кВ предусматривается:

- максимальная токовая защита;
- токовая отсечка;
- УРОВ;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита от перегрузки (для ТСН).

**Максимальная токовая защита** предназначена для защиты всей кабельной линии, а также резервирования защит на питаемых присоединениях.

**Токовая отсечка** предназначена для ликвидации без выдержки времени близких повреждений отходящих присоединений.

Максимальная токовая защита и токовая отсечка действуют на отключение выключателя с пуском УРОВ.

**Устройство резервирования отказов выключателя** присоединения 6 кВ действует на отключение вводов 6 кВ трансформатора.

Для реализации защиты от однофазных замыканий на землю для сети с изолированной или компенсированной нейтралью используется принцип относительного замера суммы высших гармоник токов нулевой последовательности присоединений в установившемся режиме КЗ на землю.

Защита подключается к трансформатору тока нулевой последовательности и действует на сигнал.

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

**Максимальная токовая защита от перегрузки ТСН 6/0,4 кВ** выполняется в виде одноступенчатой МТЗ с независимой характеристикой выдержки времени.

**3.5.5 Релейная защита и автоматика в ячейке трансформатора напряжения шин 6 кВ**

В ячейке трансформатора напряжения (ТН) каждой секции шин должны быть предусмотрены:

- контроль исправности ТН (КИТН);
- сигнализация замыкания на землю в сети 6 кВ (СЗЗ);

**Орган контроля исправности ТН** должен подключаться к ТН соответствующей секции шин и иметь возможность измерять или вычислять напряжения прямой и обратной последовательностей.

КИ ТН должен выявлять, по возможности, повреждения, как в первичных, так и во вторичных цепях.

**Сигнализация замыкания на землю в сети 6 кВ** выполняется при помощи МП терминала, устанавливаемого в ячейках шинных ТН. Для обнаружения замыкания на землю в сети 6 кВ МП терминал подключается к обмотке разомкнутого треугольника шинного ТН. При превышении напряжения нулевой последовательности выдается сигнал «Земля в сети 6кВ».

**3.6 Релейная защита и автоматика отпаек на линии 35 кВ Пластун-Терней**

**3.6.1 РЗА отпайки на Ханов ключ**

В месте подключения отпайки к линии 35 кВ Пластун-Терней устанавливается реклоузер. Состав защит, реализуемый микропроцессорным модулем реклоузера, будут следующим:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита от междуфазных КЗ;
- токовая защита от замыканий на землю;

ам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №годл.	

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

- защита минимального напряжения;
- защита от потери питания.

Максимальная токовая защита (МТЗ) предназначена для защиты сети от междуфазных коротких замыканий.

Защита от однофазных замыканий на землю предназначена для сигнализации однофазного замыкания на землю.

Защита минимального напряжения (ЗМН) используется в качестве делительной автоматики в послеаварийных режимах работы.

Защита обеспечивает отключение реклоузера при потере источника питания.

Все защиты, работающие не на сигнал, действуют на отключение реклоузер.

**3.6.2 РЗА отпайки на Благодатное**

**На ТП 35/10 кВ для защиты трансформатора 160 кВА используются следующие защиты:**

- максимальная токовая защита;
- токовая отсечка;
- защита от перегрузки

Максимальная токовая защита предназначена для защиты трансформатора, а также резервирования защит на питаемых присоединениях.

Токовая отсечка предназначена для ликвидации без выдержки времени близких повреждений.

Максимальная токовая защита и токовая отсечка действуют на отключение выключателя со стороны 35 кВ трансформатора.

Максимальная токовая защита от перегрузки трансформатора 35/10 кВ выполняется в виде одноступенчатой МТЗ с независимой характеристикой выдержки времени. Защита от перегрузки как же воздействует на отключение выключателя со стороны 35 кВ трансформатора.

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

**Для защиты присоединений на ТП Благодатное и ТП КПП используются следующие защиты:**

- максимальная токовая защита;
- токовая отсечка;
- УРОВ;
- защита от перегрузки (для ТСН).

Максимальная токовая защита предназначена для защиты всей кабельной линии, а также резервирования защит на питаемых присоединениях.

Токовая отсечка предназначена для ликвидации без выдержки времени близких повреждений отходящих присоединений.

Максимальная токовая защита и токовая отсечка действуют на отключение выключателя с пуском УРОВ.

Устройство резервирования отказов выключателя присоединения 10кВ действует на отключение вводов 10 кВ трансформатора ТП 35/10 кВ.

Максимальная токовая защита от перегрузки трансформатора 10/0,4кВ выполняется в виде одноступенчатой МТЗ с независимой характеристикой выдержки времени. Защита от перегрузки как же воздействует на отключение выключателя с пуском УРОВ.

**В ячейке трансформатора напряжения (ТН) каждой секции шин должны быть предусмотрены:**

- сигнализация замыкания на землю в сети 10 кВ (СЗЗ).

Сигнализация замыкания на землю в сети 10 кВ выполняется при помощи МП терминала, устанавливаемого в ячейке шинного ТН. Для обнаружения замыкания на землю в сети 10 кВ МП терминал подключается к обмотке разомкнутого треугольника шинного ТН. При превышении напряжения нулевой последовательности выдается сигнал «Земля в сети 10кВ».

**3.7 Организация цепей напряжения**

Инв. №подл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Организация цепей трансформаторов напряжения должна обеспечивать питание устройств защиты и автоматики, измерения и учета электроэнергии.

**3.7.1 Организация цепей напряжения ОРУ 35 кВ ПС Терней**

Для подключения устройств учета и устройств измерений в ОПУ предусматривается установка шкафа организации цепей напряжения ТН 35кВ.

Цепи ТН 35 кВ защищаются автоматическими выключателями.

**3.7.2 Организация цепей напряжения КРУ 6 кВ ПС Терней**

Для подключения нагрузки к ТН 6 кВ в ячейках ЗРУ 6 кВ выполняются шинки цепей напряжения, которые шлейфом проходят по всем ячейкам КРУ 6 кВ.

Цепи напряжения шинных ТН ЗРУ 6 кВ образуются в ячейке шинного ТН, защищаются автоматическими выключателями в ячейках ЗРУ шинного ТН.

**3.8 Управление аппаратами 35 кВ и ОБР**

Для организации управления и ОБР коммутационных аппаратов РУ 35 кВ устанавливается шкаф ШКП ОБР.

ШКП ОБР осуществляет обработку информации от привода каждого аппарата, логическую(программную) блокировку данных аппаратов и выдачу сигналов управления (включить/отключить). Также данный шкаф осуществляет прием сигналов дистанционного управления от системы ТМ.

В нормальном режиме управление осуществляется со шкафа ШКП ОБР, на котором будет экран с мнемосхемой РУ 35 кВ. В аварийном режиме (при выходе из строя ШКП) управление КА 35 кВ может осуществляться с РУ 35 кВ на выносных блоках управления (ВБУ).

ам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №годл.	

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата



## 4 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА и АУВ

### 4.1 Цепи переменного тока терминалов

Номинальный ток  $I_{ном} = 5 \text{ А}$

Ток термической стойкости  $2 \times I_{ном}$  (длительно)

Ток односекундной стойкости  $40 \times I_{ном}$

Рабочий диапазон  $(0,05 \div 30) \times I_{ном}$

Потребление на фазу при  $I_{ном}$  не более 2 ВА

Терминалы должны правильно работать с принятым временем срабатывания при КЗ в зоне с периодической составляющей до  $30 \times I_{ном}$  при максимальной аperiodической составляющей с постоянной времени до 0,3с, если токовая погрешность трансформаторов тока не превышает 50% в установившемся режиме при активной нагрузке.

### 4.2 Цепи переменного напряжения терминалов

Номинальное линейное напряжение  $U_{ном} = 100 \text{ В}$

Напряжение термической стойкости  $1,5 \times U_{ном}$  (длительно)

Напряжение  $3U_0$  номинальное  $U_{ном} = 100 \text{ В}$

Напряжение термической стойкости  $3U_0$   $2,5 \times U_{ном}$  (длительно)

Рабочий диапазон напряжений  $(0,00 \div 120\text{В})$  (для фазных входов)

Рабочий диапазон напряжений  $(0,00 \div 200\text{В})$  (для входов «разомкнутый треугольник»)

Потребление на фазу при  $U_{ном} < 0,5 \text{ ВА}$

### 4.3 Рабочая частота терминалов

Номинальная частота  $f_{ном} = 50 \text{ Гц}$

Рабочий диапазон частот 45-55 Гц

### 4.4 Напряжение оперативного постоянного тока терминалов

Номинальное напряжение  $U_{ном} = 220 \text{ В}$

Рабочий диапазон напряжений  $(0,8 \div 1,1) \times U_{ном}$

ам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №годл.

Изм.	Колуч	Лист	№доку.	Подп.	Дата

Пульсация в напряжении постоянного тока не более 10% от среднего значения.

Исчезновение или снижение напряжения ниже установленного предела на время до 0,5 с не должно нарушать нормального функционирования терминалов.

Подача напряжения обратной полярности не должна вызывать повреждения терминала.

**4.5 Дискретные входы терминалов**

Номинальное постоянное напряжение каждого входа  $U_{вх.ном} = 220 В$

Напряжение «срабатывания» входа должно быть: (158-170) В,

Напряжение «возврата» входа должно быть: (132-154) В,

Количество электричества импульса режекции, в течение аппаратной задержки не менее 200 мкКл

Время задержки на срабатывание:

Аппаратная задержка 3-5 мс;

Программная задержка 0-20 мс с шагом регулирования не более 1мс;

Входы не должны иметь гальванической связи с внутренними рабочими цепями терминала.

Дискретные входы должны обеспечивать:

- несрабатывание при появлении замыкания на землю на любом полюсе;
- несрабатывание при работе устройств выявления замыкания на землю на любом из полюсов оперативного тока, автоматического и автоматизированного поиска «земли»;
- возможность работы устройств выявления замыкания на землю на любом из полюсов оперативного тока, автоматического и автоматизированного поиска «земли».

ам. инв. №
Подп. и дата
Инв. №годл.

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

#### 4.6 Выходы терминалов

Выходы терминалов должны быть контактными, исключаящими гальваническую связь с внутренними рабочими цепями терминала.

Выходы должны содержать как замыкающие, так и размыкающие контакты.

Контакты должны обладать коммутационной способностью 30 Вт, выдерживать длительно ток 1А.

#### 4.7 Внутренняя логика терминалов

Терминалы должны иметь запрограммированный базовый вариант логики между различными функциями защиты, управления и контроля, входящими в состав МП устройств, и связей с внешними устройствами защиты, управления и контроля.

Кроме этого, должны быть «свободные» логические элементы, позволяющие адаптировать терминалы к особенностям данной подстанции.

#### 4.8 Соответствие нормативным документам

Терминалы должны удовлетворять требованиям следующих нормативных документов:

- в части уровня изоляции - ГОСТ Р 50514-93 (МЭК 255-5-77);
- в части помехоустойчивости – требованиям РД 34.35.310-97 и ГОСТ 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001);
- системе сертификации ГОСТ Р. Правила проведения сертификации электрооборудования и электрической энергии (с изменениями на 21.08.02). Госстандарт России;
- ГОСТам на электрическую аппаратуру напряжением до 1000 В;
- испытаниям в соответствии с ГОСТ 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000).
- терминалы должны иметь аттестационное заключение, утвержденное ПАО «ФСК ЕЭС».

Инв. №годл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

### 4.9 Аппаратное и функциональное оснащение терминалов

Терминалы должны иметь возможность синхронизации от внешнего источника точного времени.

В терминалах должна быть предусмотрена непрерывная самодиагностика.

Терминалы должны иметь возможность установки любой группы уставок по дискретным входным сигналам, а также всех регулируемых параметров:

- с помощью интерфейса человек-машина (ИЧМ);
- с помощью персонального компьютера (ПК), подключаемого к специальному порту терминала;
- дистанционно с верхнего уровня управления.

В терминалах должны быть порты связи, обеспечивающие дистанционное управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУ ТП подстанции, местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на отключение и неисправности.

Терминалы должны осуществлять определение и отображение электрических параметров объекта, регистрацию событий, осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти; сигнализацию о состоянии и функционировании терминала. При анализе, обработке и расшифровке регистрационной записи обеспечивать дату и время регистрации (астрономическое время или время по отношению к началу регистрации) с точностью не более 1 мс.

Терминалы должны иметь стандартные международные протоколы обмена данными (например, стандарт МЭК 61850, МЭК 60870-5-103 и др.), при этом должна быть безусловно обеспечена возможность интеграции системы РЗА в АСУТП, поставляемую другой фирмой-производителем.

Терминалы должны иметь русифицированные интерфейсы.

Инв. №подл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

#### 4.10 Требования к поставке

В комплекте с терминалами каждого типа должны поставляться:

- программное обеспечение, необходимое для общения с терминалами, настройки параметров и конфигурации, регистрации и осциллографирования различных сигналов;
- документация на русском языке, содержащая:
  - описание принципов работы;
  - технические характеристики;
  - алгоритмы встроенных функций и функциональные схемы с описанием их функционирования и взаимодействия внутри терминала;
- рекомендации по выбору параметров настройки терминала;
- инструкции по наладке и эксплуатации;
- документация с достоверными данными о количестве выпущенных терминалов каждого типа, мест их установки (страна, напряжение защищаемой сети) и опыте эксплуатации.

Фирмы-поставщики оборудования должны иметь в России технический центр по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке и эксплуатации применяемых устройств управления, защиты и автоматики.

Поставщик должен дать предложения по подготовке эксплуатационного персонала в учебных центрах подрядчика или завода-изготовителя. Условия должны быть оговорены заказчиком в контракте на поставку услуг.

#### 4.11 Гарантия и срок службы терминалов

Срок службы системы РЗА (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее 25 лет.

Терминал должен иметь среднюю наработку на отказ сменного элемента не менее 125 тыс. ч.

Инв. №подл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Терминал должен иметь гарантийный срок эксплуатации не менее 36 месяцев.

Гарантийный ремонт организуют поставщики оборудования в срок не более 7 дней.

Инв. №подл.	Подп. и дата	ам. инв. №					Лист
Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.РЗА	

**5 Технические требования к микропроцессорным устройствам  
РЗА элементов подстанции**

**5.1 Релейная защита трехфазных трансформаторов 35/6 кВ**

**5.1.1 Основные защиты трансформатора**

**Продольная дифференциальная токовая с торможением защита трансформатора (ДЗТ).**

В ДЗТ должно быть предусмотрено программное выравнивание токов входов как по величине, так и по фазе с учетом группы соединения обмоток трансформатора. Погрешность выравнивания – не более 2 % от номинального тока трансформатора.

Регулирование минимального тока срабатывания чувствительной дифференциальной защиты ( $I_{с.з \text{ min}}$ ) должно осуществляться в пределах (0,2 – 0,8)  $I_{\text{ном Т}}$ .

При минимальной уставке по минимальному току срабатывания ДЗТ должна быть отстроена от любых (периодических и аperiodических) бросков тока намагничивания.

Коэффициент торможения ( $K_{\text{торм}}$ ) должен регулироваться в пределах от 0,2 до 0,8, если торможение осуществляется от арифметической суммы (полусуммы) входных токов (от всех групп трансформаторов тока).

Для отстройки от бросков тока намагничивания может использоваться блокировка, действующая при превышении заданного соотношения второй ( $I_{\text{diff 2}}$  при  $f=2f_{\text{ном}}$ ) и основной ( $I_{\text{diff}}$  при  $f=f_{\text{ном}}$ ) гармоник дифференциального тока. Уставка срабатывания блокировки по второй гармонике ( $I_{\text{diff 2}} / I_{\text{diff}}$ ) может изменяться в пределах от 8 до 20 % .

Регулирование минимального тока срабатывания дифференциальной отсечки ( $I_{с.з \text{ отс.}}$ ) должно осуществляться в пределах (6,5-12)  $I_{\text{ном Т}}$ .

Время срабатывания ДЗТ при токе, превышающем двукратное значение тока срабатывания, должно быть не более 0,03 с.

ДЗТ должна правильно функционировать при КЗ в зоне её действия при значении полной погрешности трансформаторов тока, вызванной их

ам. инв. №
Подп. и дата
Инв. №подл.

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

насыщением, до 50 % в установившемся режиме при работе на активную нагрузку и при значениях первичных токов КЗ до  $20 \cdot I_{ном}$ , а также при внешних КЗ при значении полной погрешности трансформаторов тока, вызванной их насыщением, до 10 % в установившемся режиме при работе на активную нагрузку и при значениях первичных токов КЗ до  $20 \cdot I_{ном}$ . Для правильной работы дифференциальной защиты номинальные параметры трансформаторов тока должны выбираться с учетом требований фирм производителей.

**Защита от перегрузки на стороне высшего напряжения трансформатора (ЗП ВН).**

Орган тока защиты от перегрузки должен иметь регулирование параметров срабатывания в диапазоне (0,4 – 12) А.

Орган выдержки времени должен иметь регулирование уставок в диапазоне (0,0 – 10,0) с.

**Защита от перегрузки на стороне низшего напряжения трансформатора (ЗП НН1, ЗП НН2)**

Орган тока защиты от перегрузки должен иметь регулирование параметров срабатывания в диапазоне (0,4 – 12) А.

Орган выдержки времени должен иметь регулирование уставок в диапазоне (0,0 – 10,0) с.

**Контроль исправности трансформатора напряжения на стороне 6кВ трансформатора (КИ ТН 6 кВ).**

КИ ТН 6 кВ подключается к трансформаторам напряжения на вводе 6кВ. Должна быть предоставлена возможность измерения или вычисления напряжений прямой и обратной последовательностей.

КИ ТН 10 кВ действует на сигнал с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне (0,1 – 10) с.

КИ ТН 10 кВ должен выявлять, по возможности, повреждения, как в первичных, так и во вторичных цепях.

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

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата



КИ ТН 10 кВ должен отличать режимы коротких замыканий в сетях, а также замыканий на землю на стороне НН от случаев неисправности самих цепей ТН.

**Требования к количеству дискретных входов и выходов терминалов.**

Количество входов и выходов указано применительно к терминалу, в котором располагается группа выходных реле данного комплекта защит. Контакты разных реле, по возможности, не должны иметь общей точки.

В терминале, содержащем группу выходных реле данного комплекта защит, должно быть предусмотрено не менее 30 дискретных входов и не менее 30 дискретных выходов.

Количество дискретных входов и выходов уточняется в процессе выполнения рабочей документации.

**5.1.2 Резервные защиты трансформатора**

**Максимальная токовая защита на стороне высшего напряжения трансформатора (МТЗ ВН).**

Орган тока защиты должен выполняться трехфазным и реагировать на максимальный ток одной из трех фаз.

МТЗ ВН должна иметь независимую характеристику выдержки времени.

Должно быть предусмотрено ускорение действия защиты при ручном (дистанционном или местном) включении выключателя 35 кВ трансформатора. Ускорение ступени МТЗ вводится на время, которое должно регулироваться в диапазоне (0-1,5) с.

Орган тока должен иметь уставку по току срабатывания, регулируемую в диапазоне (0,4 – 12) А.

Органы напряжения должны иметь уставку:

- по напряжению прямой последовательности - (20,0 – 80,0) В;
- по напряжению обратной последовательности – (3,0-20,0) В.

ам. инв. №
Подп. и дата
Инв. №подл.

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

Выдержка времени МТЗ ВН должна регулироваться в диапазоне (0 – 10) с.

**Требования к количеству дискретных входов и выходов терминалов.**

Терминал резервных защит должен иметь не менее 10 дискретных входов и не менее 30 дискретных выходов. Количество дискретных входов и выходов уточняется в процессе выполнения рабочей документации.

**5.1.3 Автоматическое регулирование напряжения трансформаторов, снабженных устройствами РПН (АРНТ)**

**Общие положения**

В соответствии с ГОСТ 24126-80 в комплект устройства регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой входит блок автоматического управления (регулятор напряжения микропроцессорный).

Регулятор напряжения микропроцессорный предназначен для управления электроприводами РПН при автоматическом регулировании коэффициента трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Регулятор предназначен для применения на подстанциях с плавно или резко изменяющейся нагрузкой.

**Технические требования к терминалам АРНТ**

Входные аналоговые сигналы:

Число входов по току 4.

Число входов по напряжению 4.

Номинальный входной переменный ток  $I_{НОМ} = 1 \text{ А}$  и  $5 \text{ А}$ .

Номинальное входное переменное напряжение  $U_{НОМ} = 100 \text{ В}$ .

Рабочий диапазон токов  $(0,1- 2,1) \times I_{ВХН}$ .

Рабочий диапазон напряжений  $-(0,8- 1,1) \times U_{НОМ}$ .

Рабочий диапазон частоты 45 – 55 Гц.

Верхние границы диапазонов измерения входных величин:

ам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №годл.	

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Переменное напряжение 180,0 В.

Переменный ток 18,0 А при  $I_{НОМ} = 5$  А.

Переменный ток 3,6 А при  $I_{НОМ} = 1$  А.

Диапазоны/дискретность задания уставок:

Напряжения поддержания  $U_{п}$ , от  $U_{н}$  ( $U_{н}$ - номинальное первичное напряжение измерительного трансформатора) - 85-145%.

Напряжения зоны нечувствительности  $U$ , от  $U_{п}$  - 1,0-20 %.

Минимального напряжения  $U_{min}$ , от  $U_{н}$  - 50-95%.

Максимального напряжения  $U_{max}$ , от  $U_{н}$  - 105-130%.

Токовая компенсация  $U_{к}$ , от  $U_{п}$  - 0-20 %.

Задержка времени выдачи первичной команды на управление приводом 1-200с.

Задержка времени выдачи повторной команды на управление приводом в том же направлении 0,1-200 с.

Задержка времени выдачи очередной команды на управление приводом при отработке перенапряжения 0,1-10 с.

Основная приведенная погрешность измерения в рабочем диапазоне при частоте входного сигнала 50 Гц:

- по току 1,5 %

- по напряжению 0,5 %

Входные дискретные сигналы:

Число входов 15.

Напряжение «срабатывания» входа должно быть порядка (160-170) В, а коэффициент возврата -  $K_{в} \geq 0,95$ .

Ток каждого входа должен обеспечивать пробой оксидной пленки управляющих контактов, для чего первоначальный импульс тока входа должен быть  $I_{вх.имп} \geq 50$  мА, затем может снижаться.

Выходные дискретные сигналы:

Число входов 7.

Наработка на отказ, не менее 250000 час

Средней срок службы, не менее 20 лет

ам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №годл.

Изм.	Колуч	Лист	№доку.	Подп.	Дата

Наличие экспертного заключения ПАО «ФСК ЕЭС»

### Основные функции терминалов АРНТ:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- коррекция уровня регулируемого напряжения по току нагрузки;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводами РПН;
- контроль исправности электроприводов РПН в импульсном режиме работы;
- одновременный контроль двух систем шин;
- оперативное переключение регулирования с одной системы шин на другую;
- блокировка работы и сигнализация при обнаружении неисправности электропривода РПН;
- блокировка регулирования внешними релейными сигналами;
- блокировка регулирования и сигнализация при обнаружении перегрузки, превышении тока стороны ВН или при пониженном измеряемом напряжении;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с одного, заранее выбранного значения, на другое;
- регулятор управляет приводами как в импульсном, так и в непрерывном режимах;
- регулятор формирует сигнал «Сигнализация» длительностью: 1,2,3,5,10,20 секунд или непрерывно;
- при управлении трехобмоточными трансформаторами регулятор обеспечивает регулирование напряжения на выходе одной обмотки с одновременным контролем параметров второй обмотки;
- регулятор управляет приводами, имеющими до 40 ступеней переключения;
- регулятор обеспечивает накопление, хранение, просмотр на индикаторе или передачу по линии связи информацию о зафиксированных событиях.

Инв. №подл.	Подп. и дата	ам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

## 5.2 Релейная защита элементов ЗРУ 6 кВ

### 5.2.1 Релейная защита ввода шин 6 кВ

#### Максимальная токовая защита.

Орган тока МТЗ должен иметь уставку по току срабатывания регулирующую в диапазоне (0,4 – 12) А.

МТЗ имеет независимую характеристику выдержки времени. Диапазон регулирования выдержки времени (0 – 10) с.

МТЗ вводов секции шин 6 кВ от Т должна иметь две выдержки времени с независимым регулированием каждой из них.

Должно быть предусмотрено ускорение действия защиты при ручном (дистанционном или местном) включении выключателя ввода. Ускорение защиты вводится на время, которое должно регулироваться в диапазоне (0-1,5) с.

#### Защита минимального напряжения.

Диапазон регулирования выдержек времени ЗМН (1,0 – 20,0) с.

#### Устройство резервирования при отказе выключателя ввода 6 кВ.

Пуск УРОВ осуществляется при действии МТЗ (ЛЗШ).

Ток срабатывания органа тока УРОВ должен регулироваться в диапазоне (0,25 – 2,5) А.

Коэффициент возврата органа тока УРОВ при любой уставке должен быть не менее 0,9.

Время срабатывания органа тока УРОВ при двукратном значении входного тока по отношению к току срабатывания не должно превышать 0,03 с.

Время возврата органа тока УРОВ при сбросе входного тока от  $30I_{ср}$  до нуля не должно превышать 0,03 с.

Выдержка времени УРОВ должна регулироваться в диапазоне (0,1–0,6) с.

### 5.2.2 Релейная защита секционнoг выключателя 6 кВ

Орган тока МТЗ должен иметь уставку по току срабатывания, регулирующую в диапазоне (0,4 – 12) А.

ам. инв. №
Подп. и дата
Инв. №годл.

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

МТЗ должна действовать на отключение секционного выключателя с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне (0,0 – 10,0) с.

Должно быть предусмотрено ускорение действия защиты при ручном (дистанционном или местном) или автоматическом (от АВР) включении секционного выключателя. Ускорение защиты вводится на время, которое должно регулироваться в диапазоне (0 - 1,5) с.

**5.2.3 Релейная защита трансформатора собственных нужд 6/0,4кВ.**

**Максимальная токовая защита.**

МТЗ выполняется двухступенчатой:

- первая ступень МТЗ, токовая отсечка, выполняется без выдержки времени;
- вторая ступень МТЗ выполняется с независимой выдержкой времени, регулируемой в диапазоне (0,1 – 10) с.

Органы тока МТЗ должны иметь уставку по току срабатывания, регулируемую в диапазоне (0,4 – 12) А.

МТЗ действует на отключение выключателя ТСН и автоматического выключателя 0,4 кВ и пуск УРОВ.

Должно быть предусмотрено ускорение действия второй ступени МТЗ при ручном (дистанционном или местном) включении выключателя. Ускорение защиты вводится на время, которое должно регулироваться в диапазоне (0 - 1,5) с. Ускоряемая ступень не должна реагировать на бросок тока намагничивания трансформатора.

**Максимальная токовая защита от перегрузки ТСН 6/0,4 кВ**

Защита от перегрузки выполняется в виде одноступенчатой МТЗ с независимой характеристикой выдержки времени.

Ток срабатывания МТЗ отстраивается от номинального тока ТСН и имеет диапазон регулирования  $(1,05 - 1,1) \cdot I_{ном}$ .

Защита действует на сигнал с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне (0,0 – 10,0) с.

**Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)**

Диапазон используемых частот высших гармоник (150-1000) Гц.

ам. инв. №
Подп. и дата
Инв. №подл.

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата	2223-ИЛО.ИОС.РЗА	Лист
							41

Защита должна быть отстроена от влияния токов высших гармоник неустановившегося режима.

**Устройство резервирования при отказе выключателя**

Пуск УРОВ осуществляется при действии любой ступени МТЗ ТСН.

Ток срабатывания органа тока УРОВ должен регулироваться в диапазоне (0,25 – 2,5) А.

Коэффициент возврата органа тока УРОВ при любой уставке должен быть не менее 0,9.

Время срабатывания органа тока УРОВ при двукратном значении входного тока по отношению к току срабатывания не должно превышать 0,03 с.

Время возврата органа тока УРОВ при сбросе входного тока от 30I<sub>с.р</sub> до нуля не должно превышать 0,03 с.

УРОВ должно иметь двухступенчатое действие:

- без выдержки времени на отключение выключателя ТСН;
- с выдержкой времени на отключение выключателя ввода шин 6кВ.

Выдержка времени УРОВ должна регулироваться в диапазоне (0,1–0,6) с.

**5.2.4 Релейная защита линий 6 кВ**

**Максимальная токовая защита**

Органы тока МТЗ должны иметь уставку по току срабатывания, регулирующую в диапазоне (0,4 – 12) А.

Должно быть предусмотрено ускорение действия второй ступени МТЗ при ручном (дистанционном или местном) включении выключателя линии. Ускорение защиты вводится на время, которое должно регулироваться в диапазоне (0 - 1,5) с. Ускоряемая ступень не должна реагировать на бросок тока намагничивания трансформатора.

**Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)**

Технические требования к ОЗЗ аналогичны раздела 5.2.2.

**Устройство резервирования при отказе выключателя**

Технические требования к УРОВ аналогичны раздела 5.2.2.

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

### 5.2.5 Релейная защита и автоматика в ячейке трансформатора напряжения 6 кВ

#### Контроль отсутствия и наличия напряжения на шине 6 кВ (КОНШ, КННШ)

Полноценный контроль отсутствия напряжения на секции шин (КОНШ) осуществляется с помощью функции минимального напряжения, реагирующей на междуфазное напряжение  $U_{mf}$  и напряжение обратной последовательности  $U_2$ .

Контроль наличия напряжения на секции шин (КННШ) осуществляется с помощью функции максимального напряжения, реагирующей на междуфазное напряжение  $U_{mf}$ , и напряжение обратной последовательности  $U_2$ .

Диапазон регулирования напряжения срабатывания КОНШ должен быть:

- по междуфазному напряжению (20 - 80) В;
- по напряжению обратной последовательности (6 - 24) В.

Диапазон регулирования выдержки времени (0,2 - 10) с;

Диапазон регулирования напряжения срабатывания КННШ по междуфазному напряжению должен быть от 80 до 110 В.

Коэффициент возврата органа КОНШ должен быть не более 1,05.

#### Контроль исправности трансформатора напряжения (КИ ТН)

Орган контроля исправности ТН должен подключаться к ТН шины и иметь возможность измерять или вычислять напряжения прямой и обратной последовательностей.

КИ ТН должен выявлять, по возможности, повреждения, как в первичных, так и во вторичных цепях.

КИ ТН должен действовать на сигнал с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне (0,1 – 10) с.

#### Сигнализация замыканий на землю (СЗЗ)

СЗЗ НН подключается к трансформаторам напряжения на шинах 6 кВ. Должна быть предоставлена возможность измерения или вычисления напряжений обратной и нулевой последовательностей.

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата



Уставка СЗЗ НН по напряжению нулевой последовательности должна регулироваться в диапазоне (3 - 40) В.

Уставка СЗЗ НН по напряжению обратной последовательности должна регулироваться в диапазоне (3 - 20) В.

СЗЗ НН действует на сигнал с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне (0,1 – 10,0) с.

**5.2.6 Защита от дуговых замыканий в КРУ 6 кВ (ЗДЗ)**

Время срабатывания датчика дугового замыкания не более 0,05 с.

Время ликвидации дугового замыкания с учетом времени отключения выключателя не более 0,2 с.

Для клапанной ЗДЗ должна быть предусмотрена сигнализация срабатывания клапана ЗДЗ и при ложном срабатывании клапана следует через 1 с выводить действие клапана ЗДЗ на отключение.

**6 Противоаварийная автоматика**

Устройства АЧР должны быть установлены на всех вновь вводимых подстанциях, питающих потребителей электроэнергии. Для обеспечения технической возможности подключения фидеров подстанций к устройствам автоматической частотной разгрузки, необходимость установки которых определена ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования», стандартом АО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» СТО 59012820.29.020.003-2016 необходимо предусматривать установку отдельных комплектов устройств АЧР 6 кВ.

ам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №годл.	

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Устройства АЧР должны действовать на отключение фидеров с целью отключения нагрузки при достижении заданных уставок по частоте и по времени (функция АЧР).

Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления частоты должно выполняться частотное автоматическое повторное включение (функция ЧАПВ), включающее потребителей, отключенных от АЧР.

Устройство АЧР не должно срабатывать при:

- снижении частоты, вызванном короткими замыканиями;
- замыкании на землю в цепях оперативного тока;
- снятии, подаче, снижении напряжения оперативного тока;
- перерывах питания любой длительности;
- объединении цепей переменного напряжения и цепей оперативного постоянного тока;
- возникновении неисправностей в цепях напряжения;
- перезагрузке устройства АЧР.

В устройстве АЧР должна быть предусмотрена блокировка по скорости снижения частоты ( $df/dt$ ) для предотвращения его срабатывания при выбеге электродвигателей. Значение  $df/dt$ , при котором устройство АЧР блокируется. Должно задаваться производителем устройства АЧР и составлять 10 Гц/с.

После восстановления оперативного тока, цепей напряжения и перезагрузки устройство АЧР должно восстанавливать работоспособность с заданными параметрами уставками и алгоритмом функционирования в полном объеме за время не более 30 секунд с момента подачи питания.

Устройство АЧР должно измерять частоту за время, не превышающее трех периодов промышленной частоты с погрешностью не более 0,02 Гц.

Устройство АЧР должно обеспечивать возможность задания:

- уставки срабатывания по частоте в диапазоне 46,5 – 49,2 Гц с шагом 0,1 Гц, уставки срабатывания по времени 0,15 – 0,5 секунд с шагом 0,01

ам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №годл.

Изм.	Колуч	Лист	№доку.	Подп.	Дата

секунды и уставки возврата, на 0,1 Гц превышающей уставку срабатывания по частоте, для функции АЧР-1;

- уставки срабатывания по частоте в диапазоне 48,7 – 49,1 Гц с шагом 0,1 Гц, уставки срабатывания по времени 3 – 90 секунд с шагом 0,1 секунды и уставки возврата, на 0,1 – 0,4 Гц превышающей уставку срабатывания по частоте для функции АЧР-2;

- уставки срабатывания по частоте в диапазоне 49,4 – 49,8 Гц с шагом 0,1 Гц, уставки срабатывания по времени 5 – 240 секунд с шагом 1 секунда и уставки возврата, на 0,1 Гц меньше уставки срабатывания по частоте, для функции ЧАПВ.

АЧР выполняется с использованием МП терминалов, устанавливаемых в напольном шкафу.

В устройстве АЧР предусматриваются до 8 очередей АЧР с последующим ЧАПВ.

По цепям переменного напряжения устройство АЧР подключается к соответствующему ТН 35 кВ.

По цепям переменного тока терминал АЧР подключается к обмотке класса 10Р трансформатора тока на стороне 35 кВ соответствующего трансформатора.

Отходящие линии 6 кВ заводятся под управляющие воздействия устройства АЧР.

Требования к МП терминалам АЧР аналогичны общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам РЗА и АУВ пункт 4 настоящего тома.

ам. инв. №
Подп. и дата
Инв. №годл.

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

## 7 Спецификация оборудования и кабельной продукции

Таблица 7.1. Ведомость вторичного оборудования и кабельной продукции по ПС 35 кВ Терней.

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код продукции	Поставщик	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
<b>Оборудование РЗА</b>								
1	Шкаф защит трансформатора (МП терминал ДЗТ, МП терминал резервных защит и АУВ, МП терминал АРКТ)	Карта заказа шкафа защиты двухобмоточного трансформатора	-	-	шт	2	-	ОПУ
2	Шкаф ТН 35 кВ	Карта заказа шкафа ТН	-	-	шт	1	-	ОПУ
3	ШКП ОБР	Карта заказа шкафа ОБР	-	-	шт	1	-	ОПУ
4	Шкаф АЧР	Карта заказа шкафа АЧР	-	-	шт	1	-	ОПУ
5	Шкаф ШЗТН	Карта заказа шкафа ШЗТН	-	-	шт	1	-	ОРУ 35 кВ
6	Шкаф ШЗТТ	Карта заказа шкафа ШЗТТ	-	-	шт	2	-	ОРУ 35 кВ
7	Шкаф ШУР 35 кВ	Карта заказа шкафа ШУР	-	-	шт	1	-	ОРУ 35 кВ
8	Терминал РЗА Присоединений 6 кВ	-	-	-	шт	6	-	Поставка комплектно с КРУ 6 кВ
9	Терминал РЗА Ввода 6 кВ	-	-	-	шт	2	-	
10	Терминал РЗА СВ 6 кВ	-	-	-	шт	1	-	
11	Терминал РЗА ТСН	-	-	-	шт	2	-	
12	Терминал РЗА ТН	-	-	-	шт	2	-	
13	Настенный шкаф ЗДЗ 6 кВ	Карта заказа шкафа ЗДЗ	-	-	шт	2	-	КРУ
14	Шкаф ввода питания ЗРУ 6 кВ	Карта заказа шкафа ввода питания	-	-	шт	2	-	КРУ
15	ЗИП РЗА в составе отдельных узлов и блоков, не более 10%	-	-	-	шт	-	-	-
<b>Кабельная продукция</b>								
16	Силовой кабель ВВГнг(А)-LS	2x6	-	-	м.	100		
17	Силовой кабель ВВГнг(А)-LS	3x2,5	-	-	м.	150		
18	Контрольный кабель КВВГнг (А)- LS	5x6			м.	420		
19	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS	4x1,5			м.	200		
20	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS	7x1,5			м.	200		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Э2120-20ПС-ИТР-007-15РЗ.ТЧ

Лист

47

21	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS	14x1,5			м.	550		
22	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS	4x2,5			м.	1500		
23	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS	5x2,5			м.	2200		
24	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS	7x2,5			м.	200		
25	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS	14x2,5			м.	200		
<b>Комплект оборудования и программного обеспечения для обслуживания терминалов РЗА</b>								
26	Ноутбук с установленной Windows 10 x64, MS Office, Антивирус Касперского (Intel Core i5, SSD 1Тб, ОЗУ 8Гб, nvidia GeForce), не хуже				шт.	1		
27	ПО и оборудование связи для терминалов				шт.	1		
28	Приборы и инструменты: - Вольтамперфазометр по типу РЕТОМЕТР-М3 – 1 шт.; - Токоизмерительные клещи по типу Fluke 325 – 1 шт.; - Цифровой мегаомметра по типу Е6-32 – 1 шт.				К-т	1		

Таблица 9.2. Ведомость вторичного оборудования по отпайке на Ханов Ключ.

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код продукции	Поставщик	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	Терминал РЗА присоединения 35 кВ	-	-	-	шт	1	-	Поставка комплектно с Реклоузером

Таблица 9.3. Ведомость вторичного оборудования и кабельной продукции по отпайке на Благодатное.

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код продукции	Поставщик	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
<b>Оборудование РЗА</b>								
1	Терминал РЗА Ввода 35 кВ	-	-	-	шт	1	-	Поставка комплектно с ЗРУ 35 кВ
2	Терминал РЗА Присоединений 10 кВ	-	-	-	шт	2	-	Поставка комплектно с КРУ 6 кВ
3	Терминал РЗА Ввода 10 кВ	-	-	-	шт	1	-	
4	Терминал РЗА ТН	-	-	-	шт	1	-	
5	ЗИП РЗА в составе отдельных узлов и блоков, не более 10%	-	-	-	шт	-	-	-
<b>Кабельная продукция</b>								
6	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS	7x1,5			м.	400		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Э2120-20ПС-ИТР-007-15РЗ.ТЧ

Лист

48

## 8 Ведомость объема работ

№	Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
<b>Ведомость объема работ на ПС 35 кВ Терней</b>				
1.	Учесть стоимость оборудования по спецификации, приведенной в таблице 9.1 пункта 9 настоящего тома			
	<b>Монтаж в помещении ОПУ</b>			
2.	Монтаж напольных, двухсторонних шкафов РЗА и ПА	шт.	5	2200х800х600 мм (ШхГхВ) 300кг.
	<b>Монтаж в ЗРУ 6кВ</b>			
3.	Монтаж навесного, одностороннего шкафа ЗДЗ	шт.	2	600х600х275 мм (ШхГхВ) 25кг.
4.	Монтаж навесных, односторонних шкафов ввода питания ЗРУ	шт.	2	600х600х250 мм (ШхГхВ) 25кг.
	<b>Монтаж на ОРУ 35</b>			
5.	Монтаж шкафа навесного, одностороннего ШЗ ТН	шт.	1	800х600х400 мм (ШхГхВ) 50 кг.
6.	Монтаж шкафа навесного, одностороннего ШЗ ТТ	шт.	2	800х600х400 мм (ШхГхВ) 50кг.
7.	Монтаж шкафа напольного, одностороннего ШУР 35 кВ	шт.	1	1800х600х400 мм (ШхГхВ) 150кг.
8.	<b>Монтаж кабельной продукции в ОПУ, ЗРУ и на ОРУ</b>			
	Силовой кабель ВВГнг(А)-LS 2х6	м.	100	
	Силовой кабель ВВГнг(А)-LS 3х2,5	м.	150	
	Контрольный кабель КВВГнг (А)- LS 5х6	м.	420	
	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS 4х1,5	м.	200	
	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS 7х1,5	м.	200	
	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS 14х1,5	м.	550	
	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS 4х2,5	м.	1500	
	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS 5х2,5	м.	2200	
	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS 7х2,5	м.	200	
	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS 14х2,5	м.	200	
	<b>Комплекс пуско-наладочных работ</b>			

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.РЗА

Лист

49

№	Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
9.	ПНР шкафа защит трансформатора (МП терминал ДЗТ, МП терминал резервных защит и АУВ, МП терминал АРКТ)	шт.	2	
10.	ПНР шкафа ТН 35 кВ	шт.	1	
11.	ПНР ШКП ОБР	шт.	1	
12.	ПНР шкафа АЧР	шт.	1	
13.	ПНР шкафа ШЗТН	шт.	1	
14.	ПНР шкафа ШЗТТ	шт.	2	
15.	ПНР шкафа ШУР 35 кВ	шт.	1	
16.	ПНР терминала РЗА Присоединений 6 кВ	шт.	6	
17.	ПНР терминала РЗА Ввода 6 кВ	шт.	2	
18.	ПНР терминала РЗА СВ 6 кВ	шт.	1	
19.	ПНР терминала РЗА ТСН	шт.	2	
20.	ПНР терминала РЗА ТН	шт.	2	
21.	ПНР шкафа ЗДЗ 6 кВ	шт.	2	
22.	ПНР шкаф ввода питания ЗРУ 6 кВ	шт.	2	

### Ведомость объема работ на отпайке на Ханов Ключ

23.	Учесть стоимость оборудования по спецификации, приведенной в таблице 9.2 пункта 9 настоящего тома			
	<b>Комплекс пуско-наладочных работ</b>			
24.	Терминал РЗА присоединения 35 кВ	шт.	1	

### Ведомость объема работ на отпайке на Благодатное

25.	Учесть стоимость оборудования по спецификации, приведенной в таблице 9.3 пункта 9 настоящего тома			
26.	<b>Монтаж кабельной продукции</b>			
	Контрольный кабель КВВГЭнг - LS 7x1,5	м.	400	
	<b>Комплекс пуско-наладочных работ</b>			
27.	ПНР терминала РЗА Ввода 35 кВ	шт.	1	
28.	ПНР терминала РЗА Присоединений 10 кВ	шт.	2	
29.	ПНР терминала РЗА Ввода 10 кВ	шт.	1	
30.	ПНР терминала РЗА ТН	шт.	1	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №годл.

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

2223-ИЛО.ИОС.РЗА

Лист

50

## 9 Принятые сокращения

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АУВ – автоматика управления выключателем;

АВР - автоматический ввод резерва;

АПВ - автоматическое повторное включение;

АУВ - автоматика управления выключателем;

АРКТ - автоматическое регулирование коэффициента трансформации трансформатора;

АЧР - автоматическая частотная разгрузка;

ВН - высшее напряжение;

ГЗ Т - газовая защита трансформатора;

ГЗ РПН Т- газовая защита регулятора под напряжением;

ДЗ - дистанционная защита;

ДЗЛ+СЗ - дифференциальная защита линии с комплектом ступенчатых защит;

ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора;

ЗДЗ - защита от дуговых замыканий;

ЗМН - защита минимального напряжения;

ЗОЗЗ - защита от замыканий на землю;

ЗП - защита от перегрузки;

КСЗ - комплект ступенчатых защит;

ЛЗШ - логическая защита шин;

МТЗ - максимальная токовая защита;

НН - сторона низшего напряжения трансформатора;

ОМП - определение места повреждения на ЛЭП;

РЗ - релейная защита;

РПН - регулирование под нагрузкой;

СВ – секционный выключатель;

СЗ - ступенчатые защиты;

СЗЗ - сигнализация замыканий на землю;

ТЗ - технологические защиты трансформатора;

ТЗНП - токовая защита нулевой последовательности;

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

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата



ТНЗНП - токовая направленная защита нулевой последовательности;

Т – трансформатор;

ТО - токовая отсечка;

ТК ЗДЗ - токовый контроль ЗДЗ;

УРОВ - устройство резервирования при отказе.

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

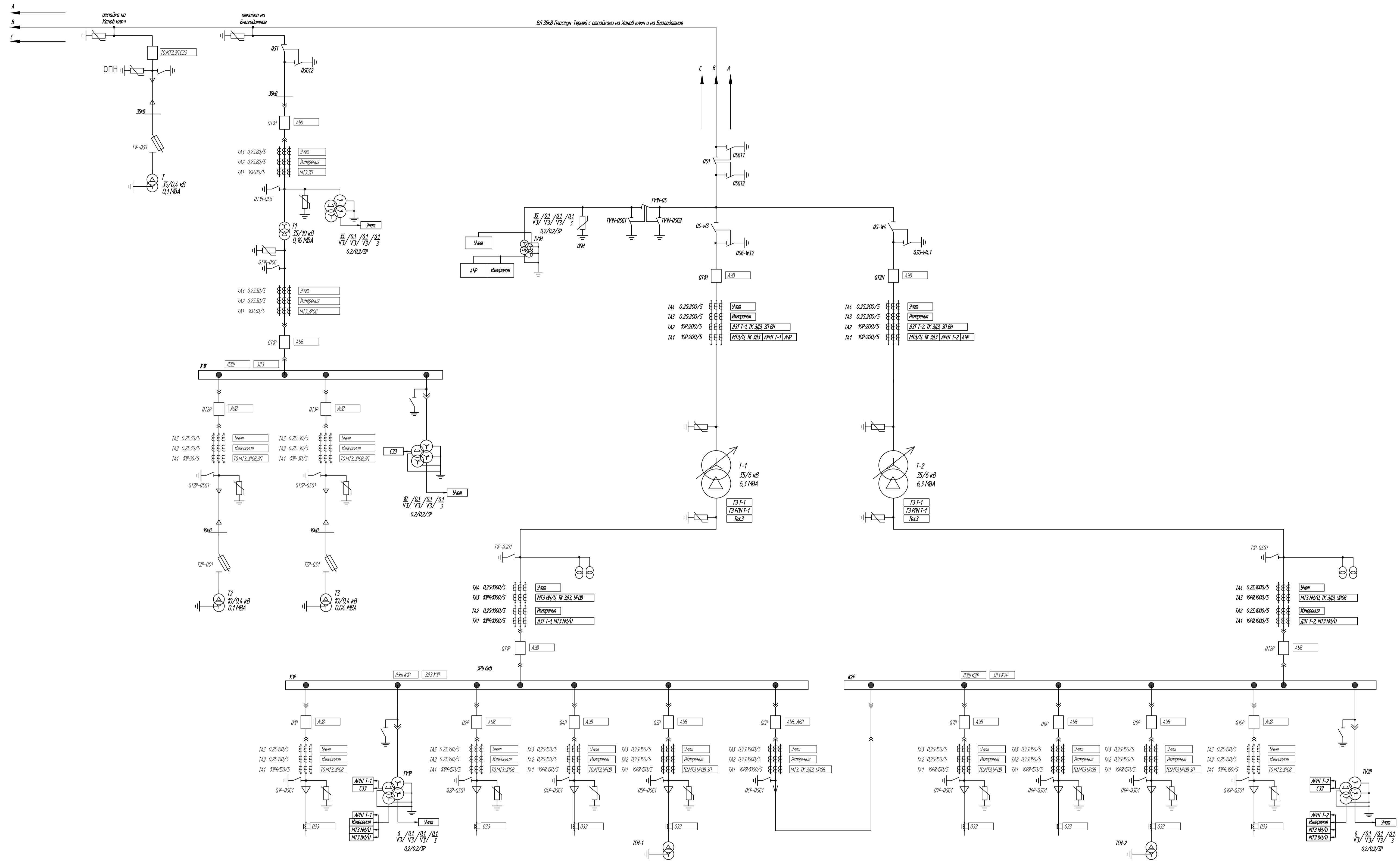
Изм. №подл.

## 10 Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата	Примечания
	Изм.	Зам.	Нов.	Аннул.					

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2223-ИЛО.ИОС.РЗА

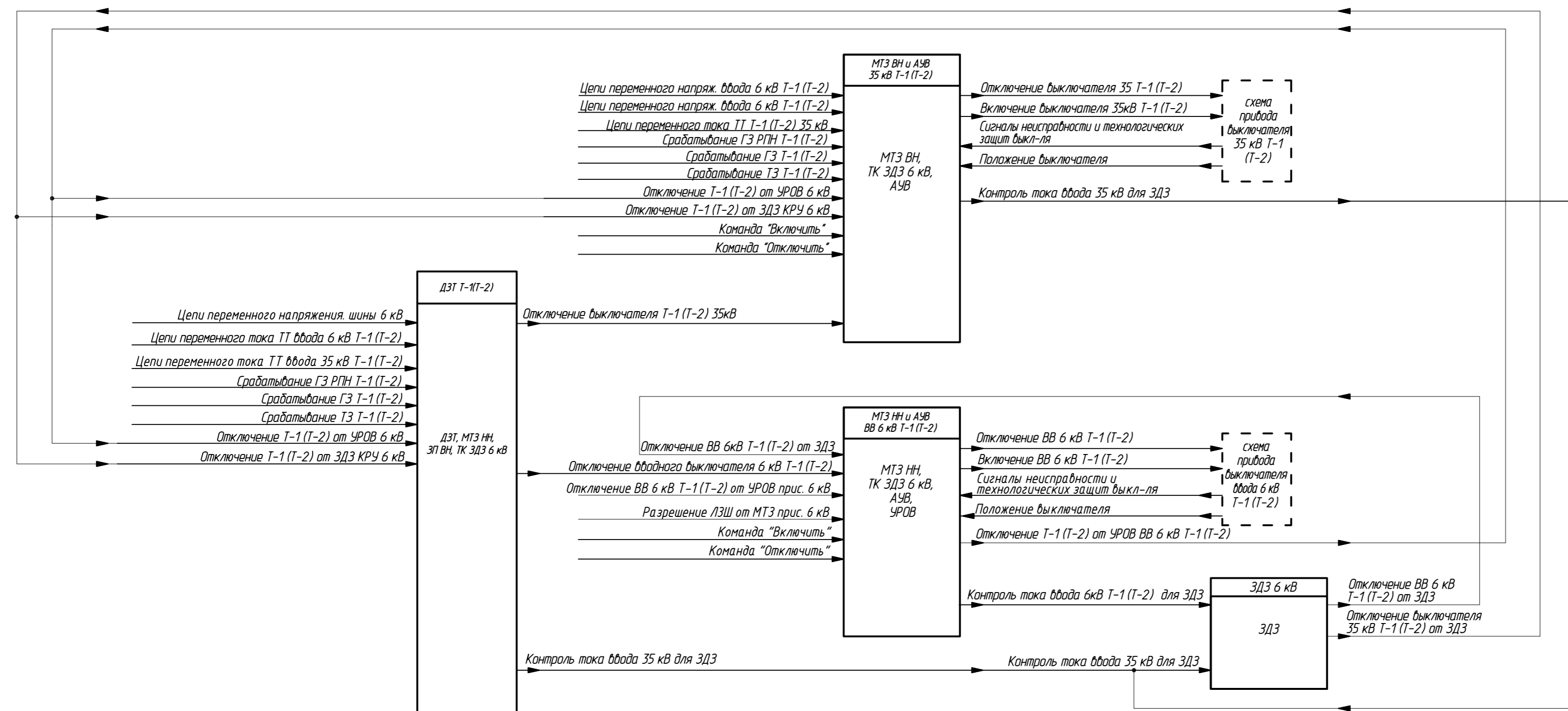


- Перечень сокращений:
- АВР - Автоматический ввод резерва;
  - АЗБ - автоматика управления выключателем;
  - АРН - автоматический резервный источник трансформатора;
  - АР - автоматическая частотная регуляция;
  - ВН - высшее напряжение;
  - ЗТ - защита трансформатора;
  - ЗТН - защита трансформатора;
  - АЗТ - дифференциальная защита трансформатора;
  - ЗЗ - защита от дуговой замыкания;
  - ЗП - защита от перегрузки;
  - КРЗ - комбинированное распределительное устройство;
  - ЛЗШ - линия защиты шин;
  - МТЗ - максимальная защита;
  - МТЗУ - максимальная защита с учетом по напряжению;
  - НН - низшее напряжение;
  - ОЗС - контроль дифференциальной защиты на линии;
  - СЗЗ - самозащита замыкания на землю;
  - ТекЗ - максимальная защита трансформатора;
  - ТКЗЗ - контроль тока замыкания от дуговой замыкания;
  - ТН - выходящая линия;
  - ТН-1 - трансформатор собственных нужд;
  - УФВБ - устройство резервирования при аварии выключателя;

Создано: [ ]  
 Внесено: [ ]  
 Проверено: [ ]  
 Аппр. №: [ ]

<b>2223-ИТО.ИОС.Р.З.Г.Ч.1</b>					РАЗРАБОТКА ПРОЕКТИВНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОС. ТЕРНЕЙ Строительств ЛЭП "Плоский-Терней", ПК "Терней", КТП и отпайки ЛЭП на карьеры золоудаления и КТП				
Изм.	Колуч.	Лист	Надк.	Подпись	Дата	Релейная защита и противоаварийная автоматика.	Станд.	Лист	Листов
					03.22	Графическая часть	П		1
Нконтр.	Бахарев				03.22	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС			
ГПИ	Прудников				03.22				


Структурно-функциональные схемы РЗА элементов 35 кВ



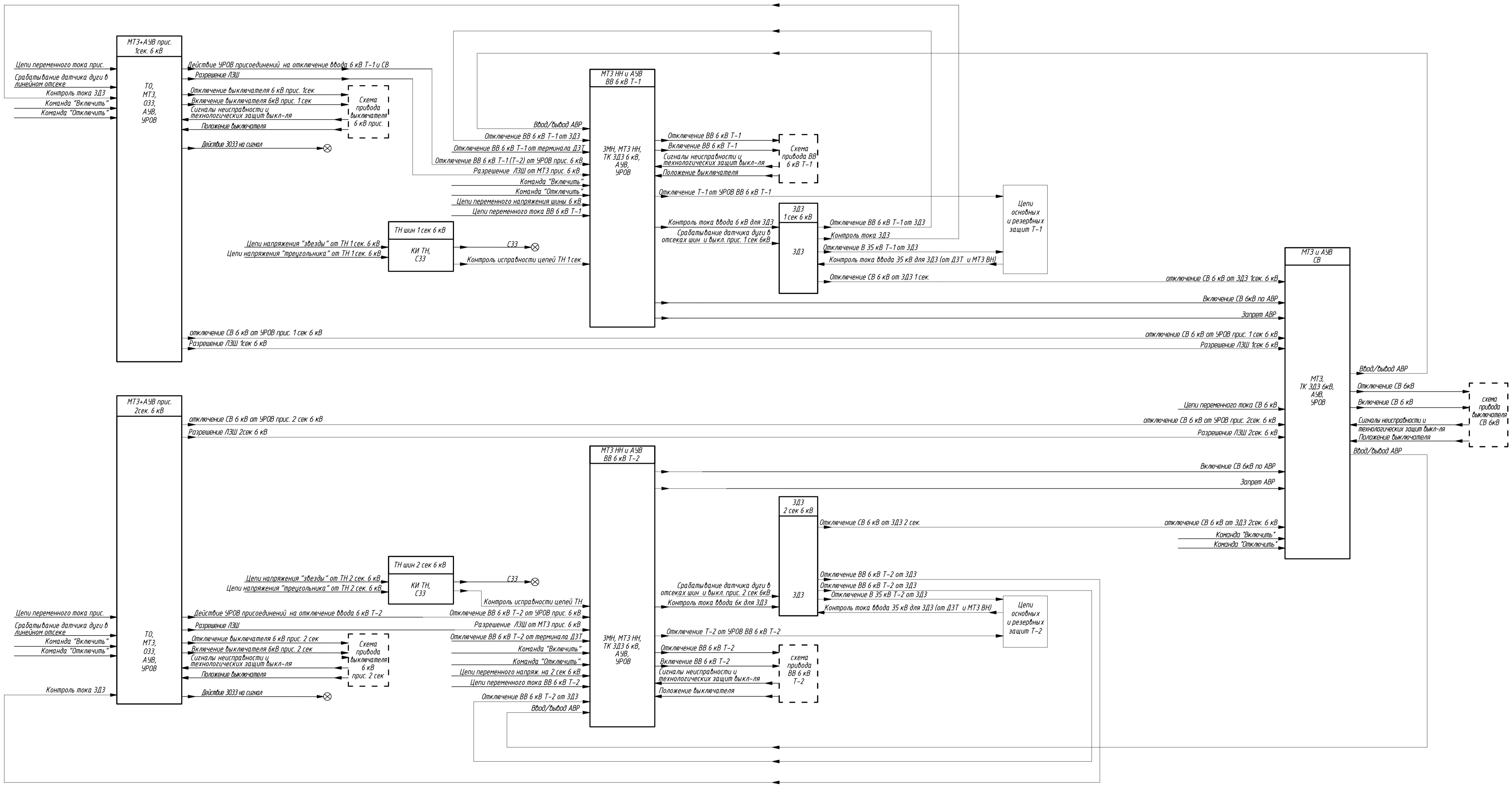
- Неисправность ГЗ Т и ГЗ РПН на сигнал
- Действие ГЗ Т на сигнал
- Действие ЗП на сигнал

Перечень сокращений:  
 АРНТ - автоматика регулирования напряжения трансформатора;  
 АУВ - автоматика управления выключателем;  
 ВН - высшее напряжение;  
 ГЗ Т - газовая защита трансформатора;  
 ГЗ РПН - газовая защита РПН;  
 ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора;  
 ЗДЗ - защита от дуговых замыканий;  
 ЗП - защита от перегрузки;  
 КРУ - комплектное распределительное устройство;  
 ЛЗШ - логическая защита шин;  
 МТЗ - максимальная токовая защита;  
 МТЗ/У - максимальная токовая защита с пуском по напряжению;  
 НН - низшее напряжение;  
 ОЗЗ - контроль однофазного замыкания на землю;  
 РЗА - релейная защита и автоматика;  
 РПН - регулирование под нагрузкой;  
 СЗЗ - сигнализация замыкания на землю;  
 Тех.З - технологические защиты трансформатора;  
 ТК ЗДЗ - контроль тока защитой от дуговых замыканий;  
 ТО - токовая отсечка;  
 УРОВ - устройство резервирования при отказе выключателя.

Согласовано	
Взам. инж. И	
Подп. и дата	
Инф. И подп.	

2223-ИЛО.ИОС.РЗА.ГЧ2					
РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОС. ТЕРНЕЙ. Строительство ЛЭП "Плостун-Терней", ПС "Терней", КТП и отсек ЛЭП на карданы заповедника и КПП					
Изм.	Колуч.	Лист	Изд.	Подпись	Дата
Разраб.	Горбачева				03.22
Проверил	Дзюзер				03.22
Релейная защита и противоаварийная автоматика. Графическая часть			Стация	Лист	Листов
			П	1	3
Нконтр.	Бахарев				03.22
ГИП	Прабичев				03.22
Структурно-функциональные схемы			 2 Москва 2022		

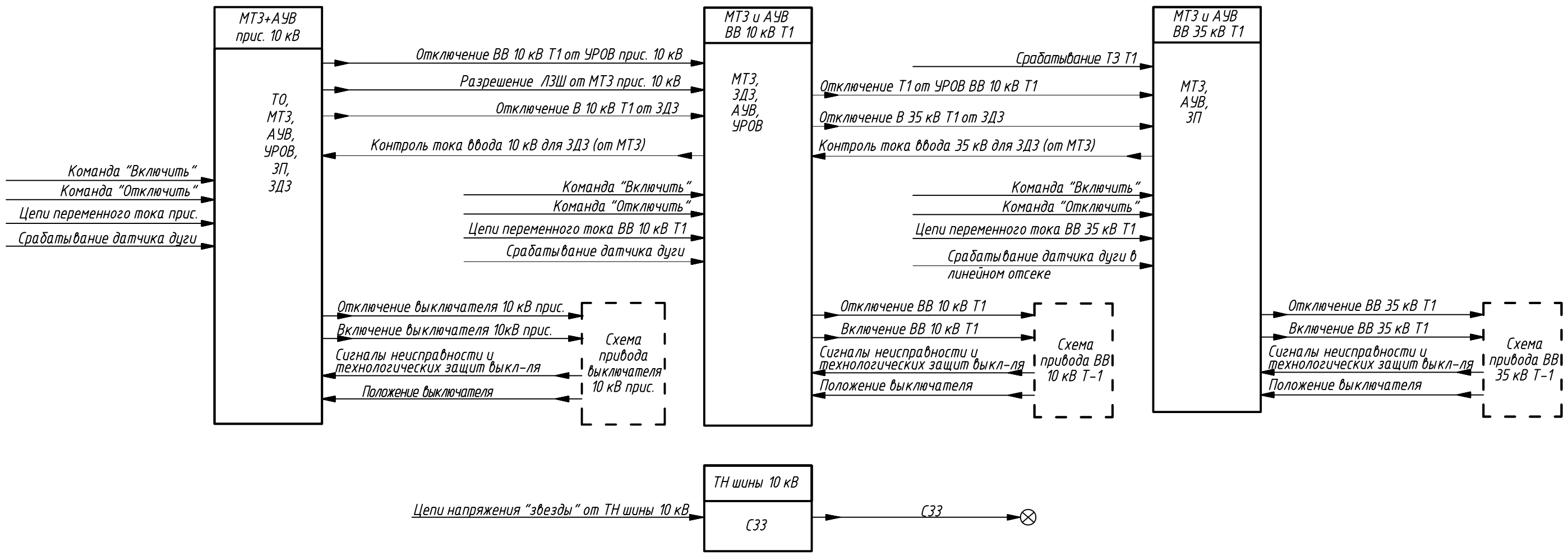
Структурно-функциональные схемы РЗА элементов 6 кВ



- Перечень сокращений:
- АРНТ - автоматика регулирования напряжения трансформатора;
  - А4В - автоматика управления выключателем;
  - ВВ - вводной выключатель;
  - ВН - высшее напряжение;
  - ГЗТ - заводская защита трансформатора;
  - ГЗРПН - заводская защита РПН;
  - ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора;
  - ЗДЗ - защита от дуговых замыканий;
  - ЗП - защита от перегрузки;
  - КРУ - комплектное распределительное устройство;
  - ЛЗШ - логическая защита шин;
  - МТЗ - максимальная токовая защита;
  - МТЗ/У - максимальная токовая защита с пуском по напряжению;
  - НН - низшее напряжение;
  - ОЗЗ - контроль однофазного замыкания на землю;
  - РЗА - релейная защита и автоматика;
  - СЗЗ - схема лизация замыкания на землю;
  - ТехЗ - технологические защиты трансформатора;
  - ТК ЗДЗ - контроль тока защиты от дуговых замыканий;
  - ТО - токовая отсечка;
  - УРОВ - устройство резервирования при отказе выключателя.

2223-ИЛО.ИОС.РЗА.ГЧ2					
РАЗРАБОТКА ПРОЕКТИВНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСТРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОС. ТЕРНЕЙ. Строительство ЛЭП "Плоский-Терней", ПК "Терней", КТП и отпекс ЛЭП на карданы золоудаления и КТП					
Изм.	Колуч.	Лист	Надк.	Подпись	Дата
Разработ	Гардачева	03.22			03.22
Проверил	Дязвер	03.22			03.22
Нконтр.	Бахарев	03.22			03.22
ГИП	Прудников	03.22			03.22
Релейная защита и противоаварийная автоматика. Графическая часть			Студия	Лист	Листов
			п	2	3
Структурно-функциональные схемы			z Москва 2022		
			Формат А1		

## Структурно-функциональные схемы РЗА элементов КТП 35/10 кВ отпайки на Благодатное



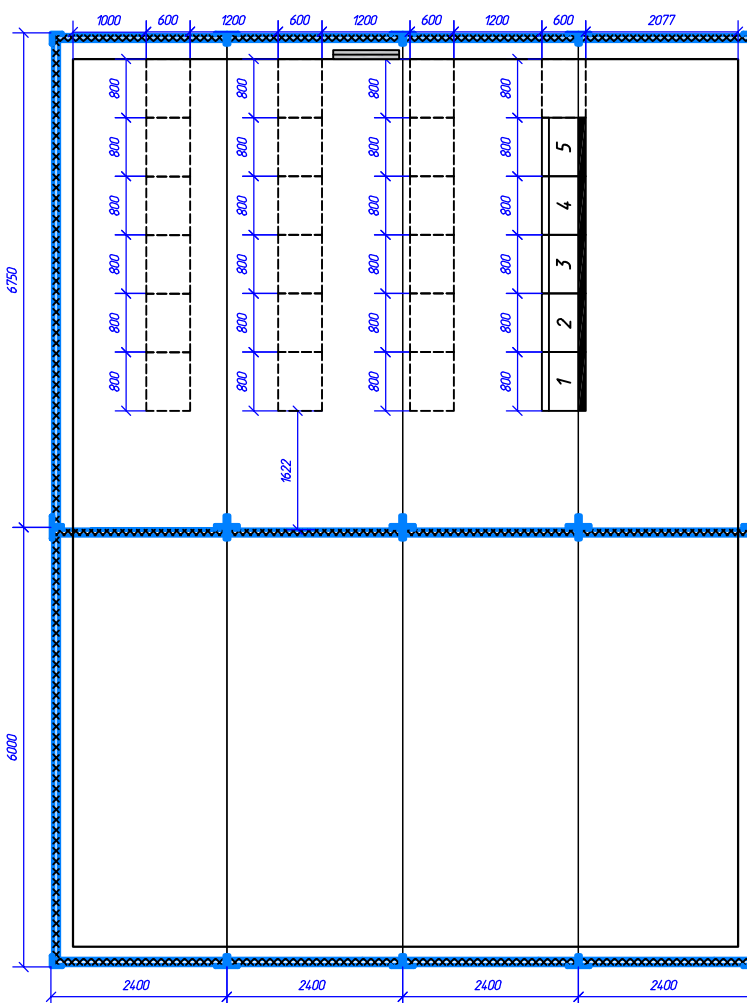
- Перечень сокращений:**  
 АУВ – автоматика управления выключателем;  
 ВВ – вводной выключатель;  
 ВН – высшее напряжение;  
 ЗДЗ – защита от дуговых замыканий;  
 ЗП – защита от перегрузки;  
 КТП – комплектная трансформаторная подстанция;  
 ЛЗШ – логическая защита шин;  
 МТЗ – максимальная токовая защита;  
 НН – низшее напряжение;  
 ЗА – релейная защита и автоматика;  
 Тех.З – технологические защиты трансформатора;  
 ТК ЗДЗ – контроль тока защитой от дуговых замыканий;  
 ТО – токовая отсечка;  
 УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя.

Согласовано
Взам. инж. Н
Подп. и дата
Инф. и подл.

2223-ИЛО.ИОС.РЗА.ГЧ2						
РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОС. ТЕРНЕЙ. Строительство ЛЭП "Пластун-Терней", ПС "Терней", КТП и отпавк ЛЭП на корданы заповедника и КПП						
Изм.	Колуч.	Лист	И.доп.	Подпись	Дата	
Разраб.	Горбачева				03.22	
Проверил	Дзюзер				03.22	
Н.контр.	Бахарев				03.22	
ГИП	Пробичев				03.22	
Релейная защита и противоаварийная автоматика. Графическая часть				Стадия	Лист	Листов
				П	3	3
Структурно-функциональные схемы				 ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ г. Москва 2022г		

Номер шкафа	Тип шкафа	Наименование шкафа	Габаритные размеры (ВхШхГ)	Масса	Примечание
Помещение ОПУ, ЗРУ 6 кВ					
1	Напольный	Шкаф защиты трансформатора Т-1	2200*800*600	300	
2	Напольный	Шкаф защиты трансформатора Т-2	2200*800*600	300	
3	Напольный	Шкаф ТН 35кВ	2200*800*600	300	
4	Напольный	ШКП ОБР	2200*800*600	300	
5	Напольный	Шкаф АЧР	2200*800*600	300	

План Помещение ОПУ (М 1:100)



Согласовано	
Взам. инв. N	
Подп. и дата	
Инв. N подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	И.док.	Подпись	Дата
Разраб.		Горбачева			03.22
Проверил		Дзюзер			03.22
Н.контр.		Бахарев			03.22
ГИП		Пробичев			03.22


**2223-ИЛО.ИОС.РЗА.ГЧЗ**

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОС. ТЕРНЕЙ. Строительство ЛЭП "Плостун-Терней", ПС "Терней", КТП и отпаек ЛЭП на кордоны заповедника и КПП

Релейная защита и противоаварийная автоматика.  
Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П		1

План размещения оборудования в помещении ОПУ



**ВСС**  
ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ  
г. Москва 2022г

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**  
**на разработку проектной и рабочей документации на строительство**  
**сетей для централизованного электроснабжения пос. Терней**

**1. Основание для проектирования:**

1.1. Инвестиционная программа АО «ДРСК» на 2019 – 2023 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 7 декабря 2020 г. № 8@

**2. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проектной документации:**

- 2.1. Градостроительный кодекс РФ;
- 2.2. Земельный кодекс РФ;
- 2.3. Воздушный кодекс Российской Федерации;
- 2.4. Федеральный закон от 24.07.2007 г. № 221-ФЗ «О кадастровой деятельности»;
- 2.5. Федеральный закон от 13.07.2015 № 218-ФЗ «О государственной регистрации недвижимости»;
- 2.6. Лесной кодекс РФ;
- 2.7. Водный кодекс РФ
- 2.8. Федеральный закон от 26.06.2008 N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;
- 2.9. Федеральный закон от 27.12.2002 N 184-ФЗ «О техническом регулировании» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021);
- 2.10. Федеральный закон от 07.07.2003 N 126-ФЗ "О связи" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021);
- 2.11. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021);
- 2.12. Федеральный закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ "Об особо охраняемых природных территориях";
- 2.13. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности";
- 2.14. Федеральный закон от 25.06.2002 N 73-ФЗ "Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации";
- 2.15. Постановление Правительства РФ от 12.05.2017 N 564 "Об утверждении Положения о составе и содержании документации по планировке территории, предусматривающей размещение одного или нескольких линейных объектов";
- 2.16. Постановление Правительства РФ от 26.08.2020 N 1285 "О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 12 мая 2017 г. N 564 и признании утратившим силу абзаца шестого подпункта "г" пункта 2 изменений, которые вносятся в постановление Правительства Российской Федерации от 12 мая 2017 г. N 564, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2020 г. N 586";
- 2.17. Постановление Правительства РФ от 22.04.2017 N 485 "О составе материалов и результатов инженерных изысканий, подлежащих размещению в государственных информационных системах обеспечения градостроительной деятельности, Едином государственном фонде данных о состоянии окружающей среды, ее загрязнении, а также о форме и порядке их представления";
- 2.18. Постановление Правительства РФ от 31.03.2017 N 402 "Об утверждении Правил выполнения инженерных изысканий, необходимых для подготовки документации по



планировке территории, перечня видов инженерных изысканий, необходимых для подготовки документации по планировке территории, и о внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 19 января 2006 г. N 20";

2.19. Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003 № 486 «Об утверждении правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети»;

2.20. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

2.21. Постановление Правительства РФ от 05.03.2007 № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий»;

2.22. ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;

2.23. ГОСТ Р 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

2.24. ГОСТ Р 21.1101-2013 «Национальный стандарт РФ. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;

2.25. МДС 12-81.2007 Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства и проекта производства работ;

2.26. МДС 12-46.2008 Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства, проекта организации работ по сносу (демонтажу), проекта производства работ;

2.27. Приказ №421/пр от 04.08.2020 об утверждении «Методики определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации»;

2.28. Приказ Министерства энергетики РФ от 19.06.2003 № 229 «Об утверждении правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»;

2.29. ПУЭ (действующее издание);

2.30. ПТЭ (действующее издание);

2.31. РД 153-34.0-20.409-99 «Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли «Электроэнергетика» к новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению»;

2.32. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ;

2.33. СТО 56947007-29.240.55.192-2014. Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ;

2.34. СП 48.13330.2011. Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004;

2.35. СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования;

2.36. СТО 59012820.29.020.009-2016. Стандарт «Релейная защита и автоматика.

Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» в актуальной редакции;

2.37. Техническая политика Группы РусГидро;

2.38. «Уточнение карт климатического районирования территории Приморского и Хабаровского краев по ветровому давлению, толщине стенки гололеда, среднегодовой продолжительности гроз», выполненное в 2008 г. ГУ «Главная геофизическая обсерватория им. А.И. Воейкова» Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды;

2.39. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (приложение 1 Приказа ОАО «РАО ЕЭС России» от 11.02.2008 г. № 57 «Об организации взаимодействия ДЗО ОАО «РАО ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики».

2.40. Методические указания по определению сметной стоимости:

2.40.1. «Порядок определения стоимости проектных работ», решение Совета директоров Общества о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ Общества о принятии в работу от 30.04.2014 № 134;

2.40.2. «Порядок определения стоимости инженерных изысканий», решение Совета директоров Общества о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ Общества о принятии в работу от 30.04.2014 № 134;

2.40.3. «Порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов генерации, сетей, зданий и сооружений», решение Совета директоров Общества о присоединении от 07.05.2014 (протокол № 7) и приказ Общества о принятии в работу от 16.05.2014 № 148;

2.40.4. «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ», решение Совета директоров Общества о присоединении от 08.07.2014 (протокол № 11) и приказ Общества о принятии в работу от 15.07.2014 № 213.

2.40.5. Раздел X (Правила организации учета электрической энергии на розничных рынках) постановления Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 29.12.2020) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии") (с изм. и доп., вступ. в силу с 07.01.2021) - (в ред. Постановления Правительства РФ от 18.04.2020 N 554).

2.40.6. Постановление Правительства РФ от 19 июня 2020 г. N 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»;

2.41. Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 - 750 кВ. N 14278ТМ-Т1 (утв. Минтопэнерго 20.05.1994);

2.42. Постановление Правительства РФ от 24.02.2009 N "О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон";

2.43. Приказ Ростехнадзора от 17.01.2013 N 9 "Об утверждении Порядка согласования Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору границ охранных зон в отношении объектов электросетевого хозяйства";

2.44. Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании

необходимо руководствоваться последними редакциями нормативно-технических и законодательных документов РФ, необходимых и действующих на момент разработки проектной документации.

### 3. Этапы проектирования и основные характеристики проектируемых объектов:

#### 3.1. I этап. Разработка основных технических решений. Согласование технико-экономических показателей.

На стадии разработки основных технических решений подготовить сопоставление вариантов исполнения ЛЭП 20 кВ, 35 кВ и 110кВ (с оценкой технико-экономических показателей) технических решений строительства с расчетом различных режимов и перспективы развития района и увеличения нагрузки.

После получения от Заказчика согласования одного из предложенных вариантов приступить к разработке проектно-сметной и рабочей документации.

В объеме проектирования предусматриваются следующие мероприятия:

- Строительство ЛЭП Пластун – Терней выбранного класса напряжения;
- Строительство ПС в п. Терней выбранного класса напряжения, включая ЛЭП от проектируемой ТП до существующей сети.

##### 3.1.1. Основные характеристики проектируемых объектов:

- Строительство ЛЭП «Пластун-Терней»:

Показатель	Значение
Номинальное напряжение	Определить проектом исходя из сравнения технико-экономических показателей.
Количество цепей	1 цепь, определяется в проекте
Передаваемая мощность	определяется в проекте
Длина трассы	56 км, уточняется в проекте
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	определяется в проекте
Число часов использования максимума нагрузки	определяется в проекте
Прочие особенности ВЛ (КЛ), включая рекомендации по типу опор и изоляции (с уточнением в проекте)	определяется в проекте.
Необходимость прокладки ВОЛС по проектируемой ЛЭП	Требуется.

- Строительство ПС в п. Терней:

Показатель	Значение
Номинальные напряжения	Определить проектом исходя из сравнения технико-экономических показателей.
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	определяется в проекте
Тип схемы каждого РУ	определяется в проекте
Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ	определяется в проекте.
Количество резервных ячеек по каждому РУ	определяется в проекте.
Количество и мощность силовых трансформаторов и	определить проектом

автотрансформаторов	исходя из сравнения технико-экономических показателей.
Вид обслуживания	определяется в проекте.
Возможность расширения	определяется в проекте, в соответствии с техническими требованиями.
Прочие особенности ПС, включая: - требования к охране объекта; - объем телемеханики и связи с объектом.	определяется в проекте, в соответствии с техническими требованиями.

### **3.2. II этап. Инженерные изыскания.**

3.2.1. Согласно Правил выполнения инженерных изысканий утвержденных Правительством РФ от 31.05.2017 г. № 402 и на основании утвержденного филиалом «ЗАДАНИЯ на инженерные изыскания», необходимого для подготовки документации по планировке территории для филиала «Приморские ЭС «Строительство ЛЭП «Пластун-Терней» выполнить комплекс инженерных изысканий необходимых для подготовки документации по планировке территории и для подготовки проектной документации объектов капитального строительства, размещаемых в соответствии с указанной документацией, включая сбор исходных данных, в объеме, необходимом для строительства (реконструкции, расширения) объекта, в т.ч.:

- инженерно-геодезические изыскания;
- инженерно-геологические изыскания;
- инженерно-гидрометеорологические изыскания;
- инженерно-экологические изыскания;

3.2.2. Подготовить Программу инженерных изысканий, устанавливающую состав и объем инженерных изысканий для подготовки документации по планировке территории и метод их выполнения. Представить Программу инженерных изысканий Заказчику для утверждения в срок не менее чем за 10 рабочих дней, до начала работ по выполнению инженерных изысканий.

### **3.3. III этап.**

#### **3.3.1. Подготовка документации по планировке территории:**

3.3.1.1. Подготовить документацию по планировке территории для линейного объекта, в соответствии с материалами и результатами инженерных изысканий, указанных в п. 3.2 настоящих Технических требований, в виде проекта планировки территории и проекта межевания территории.

3.3.1.2. Требования к объему работ в проекте планировки территории:

- выполнить комплексный градостроительный анализ проектируемой территории (определить существующее использование территории; определить перечень существующих и планируемых к размещению объектов), включая рассмотрение результатов инженерных изысканий;
- определить границы территорий объектов культурного наследия при их наличии;
- определить границы зон с особыми условиями использования территорий;
- установить местоположение объектов федерального значения, регионального значения, местного значения в границах проектируемой территории, определить их характеристики;
- определить границу разработки проекта;

- определить красные линии (существующие, устанавливаемые, отменяемые) в границах проектируемой территории; составить перечень координат характерных точек красных линий (при необходимости их установления);
- определить зоны планируемого размещения проектируемых линейных объектов, составить перечень координат характерных точек таких зон.
- определить, есть ли линейные объекты, подлежащие реконструкции в связи с изменением их местоположения, и определить границы зон таких объектов, в случае их наличия;
- определить необходимость и перечень мероприятий по вертикальной планировке, инженерной подготовке и инженерной защите территории;
- разработать мероприятия по защите территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, в том числе по обеспечению пожарной безопасности по гражданской обороне;
- разработать перечень мероприятий по охране окружающей среды;
- определить очередность планируемого развития территории в случае поэтапного развития;
- подготовить чертежи и текстовые материалы проекта планировки территории;
- определить иные мероприятия по разработке материалов, необходимых для обоснования положений о планировке территории.

#### 3.3.1.3. Требования к объему работ в проекте межевания территории:

- определить возможные способы образования земельных участков;
- установить границы образуемых и изменяемых земельных участков;
- определить площади образуемых земельных участков;
- определить виды разрешенного использования земельных участков;
- определить перечень образуемых земельных участков, которые будут отнесены к территориям общего пользования или имуществу общего пользования, в том числе в отношении которых предполагаются резервирование и (или) изъятие для государственных или муниципальных нужд;
- установить линии отступа от красных линий в целях определения места допустимого размещения зданий, строений, сооружений;
- установить границы публичных сервитутов;
- подготовить чертежи и текстовые материалы проекта межевания территории;
- определить целевое назначение лесов, вид (виды) разрешенного использования лесного участка, количественные и качественные характеристики лесного участка, сведения о нахождении лесного участка в границах особо защитных участков лесов (в случае, если подготовка проекта межевания территории осуществляется в целях определения местоположения границ образуемых и (или) изменяемых лесных участков);
- определить границы территории, в отношении которой утвержден (подготовлен) проект межевания.

3.3.1.4. Обеспечить согласование и утверждение документации по планировке территории в уполномоченном органе власти, в порядке, установленном градостроительным законодательством.

3.3.1.5. Проект планировки выполняется в соответствии с требованиями ст. 42 Градостроительного кодекса РФ, постановлением Правительства РФ от 12.05.2017 № 564 «Об утверждении Положения о составе и содержании проектов планировки территории, предусматривающих размещение одного или нескольких линейных объектов», постановлением Правительства РФ от 26.08.2020 N 1285 «О внесении изменений в

постановление Правительства Российской Федерации от 12 мая 2017 г. N 564 и признании утратившим силу абзаца шестого подпункта "г" пункта 2 изменений, которые вносятся в постановление Правительства Российской Федерации от 12 мая 2017 г. N 564, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2020 г. N 586», проект межевания территории выполняется в соответствии с требованиями ст. 43 Градостроительного кодекса РФ, а также иных действующих нормативов и правил, с учетом документов территориального планирования.

3.3.1.6. Часть проектируемой ЛЭП разместить в кабельном исполнении, по краю придорожной полосы автомобильной дороги «Рудная пристань-Терней» участок 45.5 км - 137 км., в границах земельного участка с кадастровым номером 25:17:000000:34. В соответствии с рекомендациями Министерства имущественных и земельных отношений Приморского края (письмо от 29.04.20. № 20/5694).

### **3.3.2. Установление охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон.**

Сведения о границах охранных зон должны быть подготовлены:

- в электронном виде текстовое и графическое описание местоположения границ охранной зоны, перечень координат характерных точек границ таких зон (в виде электронного документа в формате XML, подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью подготовившего их лица);
- на бумажном носителе, визуально воспроизводящие сведения о границе охранной зоны и на графической части которого красными сплошными линиями нанесены такие границы.

Этапы работ:

- Подготовить описания местоположения границ охранной зоны с перечнем координат характерных точек границ таких зон, с учетом требований установленных Правилами установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденными постановлением Правительства РФ от 24.02.2009 № 160, Порядком согласования Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору границ охранных зон в отношении объектов электросетевого хозяйства, утвержденным Приказом Ростехнадзора от 17.01.2013 N 9.

- Направить заявление о согласовании границ охранных зон объекта электросетевого хозяйства в Дальневосточное управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

- Получить решение о согласовании границ охранной зоны объекта электросетевого хозяйства от Дальневосточного управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору и включить данное решение в текстовое и графическое описание местоположения границ охранной зоны в электронный документ в формате XML, подписать усиленной квалифицированной электронной подписью подготовившего их лица.

- Направить подготовленный электронный документ в Дальневосточное управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

- Обеспечить сопровождение данного документа в филиале ФБГУ «ФКП Росреестра» по Приморскому краю, до момента внесения сведений об охранной зоне объектов строительства электросетевого хозяйства в Единый государственный реестр недвижимости.

### **3.4. IV этап. Кадастровые работы:**

3.4.1. Подготовить в форме электронного документа сведения о границах публичного сервитута, включающие графическое описание местоположения границ публичного сервитута и перечень координат характерных точек этих границ в системе координат, установленной для ведения Единого государственного реестра недвижимости (МСК 25), на

основании документации по планировке территории, подготовленной в соответствии с п. 3.3.1. настоящих Технических требований.

3.4.2. Передать сведения о границах публичного сервитута указанные в п. 3.4.1. настоящих Технических требований Заказчику. Заказчик, после получения указанных документов, направляет в уполномоченный орган ходатайство об установлении сервитута.

*Работа Участника считается выполненной от даты установления публичного сервитута. Публичный сервитут считается установленным со дня внесения сведений о нем в Единый государственный реестр недвижимости.*

**3.5. V этап. Разработка, согласование с Заказчиком проектной документации: (проект выполнить в соответствии с техническими требованиями (приложение №1 к ТЗ))**

3.5.1. Выполнить обследование строительных конструкций существующих зданий и сооружений ПС Пластун методом инструментального контроля с определением прочностных характеристик конструкций, по результатам обследования представить заключение.

3.5.2. Получение технических условий специализированных организаций и балансодержателей инженерных сетей и коммуникаций, необходимых для проведения работ по разработке проектно-сметной документации. Выбор и согласование трасс, проектируемых линейных электросетевых объектов.

3.5.3. Разработать и выдать проектную документацию в объеме, достаточном для прохождения экспертизы и региональной ценовой экспертизы, организации закупок подрядных работ и оборудования, разработки рабочей документации.

При этом выполнить:

3.5.3.1. В случае отсутствия схемных проработок по обоснованию и присоединению к энергосистеме проектируемого объекта выполнить их и утвердить в составе данного этапа. При этом выполнить.

3.5.3.2. Выполнить расчеты электрических режимов работы сетей 10-110 кВ в районе сооружения объекта на год его ввода (проведение реконструкции, технического перевооружения) и на перспективу 5 лет с учетом динамики изменения электрических нагрузок энергорайона: режим зимних максимальных нагрузок (расчётную модель ограничить шиной 220 кВ ПС 220 кВ Горелое).

3.5.3.3. Сопоставление различных вариантов (с оценкой экономических показателей) технических решений строительства с расчетом различных режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных и токов короткого замыкания) работы сети (на основе различных схем ПС и их присоединений, конфигурации сети, конструктивных и компоновочных решений ВЛ (КЛ) и ПС и др.) и на этой основе определить:

Для ПС:

- главную электрическую схему подстанции;
- конструктивные и компоновочные решения РУ;
- генеральный план ПС с нанесением на чертеже существующего и вновь устанавливаемого оборудования;
- конструктивные и компоновочные решения (РУ открытого исполнения, КРУЭ или др.);
- решения по средствам компенсации реактивной мощности (СКРМ);
- решения по системам РЗА, ПА, АИИС КУЭ и связи с указанием мест их размещения;
- организацию управления подстанцией из удаленных центров управления;
- план заходов ВЛ/КЛ;
- место (район) размещения объекта, размер площадки;

- строительные решения, включая использование прежних зданий и сооружений (для реконструируемых ПС), а также строительство новых, на основе современных строительных технологий (применение комплектного оборудования, модульно-блочных зданий и т.д.);
- схемные и технические решения по ограничению токов короткого замыкания (т.к.з.);
- необходимость и возможность расширения ПС в перспективе;
- решения по обеспечению электроснабжения собственных нужд (СН):
- схему системы СН и схему питания СН; вид и количество независимых источников СН; требуемая мощность источников СН;
- решения по инженерным системам (противопожарным, водоснабжению и др.);
- описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект;
- описание проектных решений и мероприятий по охране объектов в период строительства.

Для ВЛ (КЛ):

- точки присоединения к сетям;
- основные технические решения, в т.ч. по применению типовых или неунифицированных, индивидуально сконструированных строительных конструкций (опор, фундаментов и т.д.);
- характеристики пропускной способности ВЛ (КЛ) в обе стороны (учитывая нормированную плотность тока);
- протяженность и вариант прохождения трассы;
- количество цепей и тросов;
- линейную изоляцию (тип кабеля);
- тип опор и фундаментов (способ прокладки КЛ), схему заходов и подключения ВЛ (КЛ) к ПС;
- защиту от грозových и внутренних перенапряжений;
- необходимость и расстановку СКРМ, дополнительные мероприятия повышения пропускной способности ВЛ (КЛ);
- средства снижения ветровой вибрации;
- определить тип и марку волоконно-оптического кабеля (ОКСН, ОКНН, ОКГТ).

3.5.3.4. Технические решения по релейной защите и линейной автоматике (РЗА), противоаварийной автоматике (ПА), автоматике управления выключателями (АУВ) проектируемой ПС и прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств. Предусмотреть организацию информационной сети РЗА с возможностью удаленного получения информации о состоянии устройств.

3.5.3.5. Рассмотреть необходимость организации передачи сигналов РЗ и ПА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов (схему продублировать и согласовать в отдельном томе «Связь»).

3.5.3.6. Перечень всех функций РЗА и ПА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, автотрансформатор и др.), необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей.

3.5.3.7. Выполнить расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит, в т.ч. обоснование:

- необходимости подключения к трансформатору тока в линии (для ВЛ с двумя выключателями) защит (дифференциально-фазной, продольной дифференциальной);
- действия защит, подключенных к линии (одной фазы, трех фаз, не отключать);



- требуемого количества ступеней резервных защит ВЛ и трансформаторов, места их установки и направленности;
- необходимости усиления требований ближнего резервирования (установка дополнительной защиты на ВЛ);
- алгоритмов АПВ;
- принятых коэффициентов трансформации трансформаторов тока дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов трансформаторов тока (без установки промежуточных ТТ).

3.5.3.8. Решения по определению мест повреждения на каждой ВЛ с обоснованием применения способов двухстороннего или одностороннего замера в зависимости конфигурации сети («коридоры», одиночные линии).

3.5.3.9. Обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА (дифференциальная защита шин, продольная дифференциальная, дифференциально-фазная защита линии, ступенчатые защиты линий и т.п.) и ПА.

3.5.3.10. Решения по оперативному управлению коммутационными аппаратами (КА) из центров диспетчерского управления.

3.5.3.11. Решения по выбору направлений передачи информации в центры управления и региональные структуры «СО-ЦДУ ЕЭС»: обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления, а также решения по выбору протоколов передачи.

3.5.4. Организационно-технические решения по созданию автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на проектируемом объекте выполнить отдельным томом.

3.5.4.1. Организовать учет электроэнергии на проектируемых подстанциях на вводе 35 кВ, 20 кВ, 10 кВ, СВ 10 кВ и отходящих фидерах 10 кВ, ТСН-0,4 кВ.

- счетчики электроэнергии активно-реактивные двунаправленные, с двумя интерфейсами RS-485, ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ-совместимый протокол и протокол DLMS/COSEM (СПОДЭС), классом точности 0,5S;

- трансформаторы тока классом точности 0,2S в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2001, с отдельными обмотками для измерений и учета. Выполнить проверку на термическую и динамическую стойкость (в соответствии с главой 1.5, п.1.5.17 ПУЭ-6). Выполнить расчет и произвести проверку средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной и максимальной нагрузке присоединения.

- трансформаторы напряжения классом точности 0,2 в соответствии с требованиями ГОСТ 1983-20015, с отдельными обмотками для измерений и учета электроэнергии. Нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей, климатическое исполнение в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки; произвести проверку (расчет) величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, проверку сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения (в соответствии с главой 1.5, п.1.5.19 ПУЭ-6).

3.5.4.2. Организовать основной и резервный канал связи от УСПД до ЦСОИ АИИС КУЭ филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети.

Предоставить с кратким описанием:

- порядок взаимодействия уровней ИИК, ИВКЭ с учётом сбора данных по каналам измерений при создании АИИС КУЭ;
- перечень (массив) входных данных, перечень выходных данных;

- схему объемов учета электроэнергии;
- схему подключения вторичных цепей ТТ, ТН к приборам учета;
- схему подключения интерфейсных цепей к приборам учета;
- план расположения оборудования АИИС КУЭ в ОПУ, ШУ, и т.д. с разводкой кабеля;
- таблицу соединений и подключений (кабельный журнал);
- спецификацию оборудования;
- ведомость оборудования и материалов;
- опросные листы на АИИС КУЭ.

3.5.4.3. Организовать автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии розничного рынка (АИИС КУЭ РР) тип и марку (устройство сбора и передачи данных (устройство сбора и передачи данных (УСПД)) согласовать с филиалом АО «ДРСК» «Приморские электрические сети». Предусмотреть наличие и интеграцию в АИИС КУЭ всех приборов учета электроэнергии. Оборудование АИИС КУЭ РР УСПД и коммуникационное оборудование разместить в специализированных шкафах для защиты от механических воздействий и несанкционированного доступа со степенью защиты IP-54. Шкафы смонтировать с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудовать техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования. Предусмотреть источник бесперебойного питания для оборудования АИИС КУЭ.

3.5.5. Выполнить (отдельным томом) организационно-технические решения по созданию систем связи для передачи корпоративной и технологической информации. Состав проектируемых систем связи определяется для каждого конкретного проекта.

3.5.6. Для волоконно-оптических линий связи (ВОЛС), определить направления и линии, по которым будет проектироваться ВОЛС от проектируемого энергообъекта в п. Терней до ПС Пластун, обеспечивающие каналы связи оперативного управления коммутационными аппаратами и передачу данных ТМ по ВОЛС на ДП Дальнегорского РЭС.

3.5.7 Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, АСУ, ТП, АИИС КУЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.

3.5.8 Решения по организации электропитания систем РЗА, ПА, АСУ ТП, систем связи и других систем.

3.5.9. В целях бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией разработать и согласовывать с Заказчиком технические решения по электроснабжению потребителей на время реконструкции объекта.

3.5.10. Разработать и выдать сметную документацию, в соответствии с п.28 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию.

3.5.11. Разработать и выдать конкурсную документацию в объеме, достаточном для проведения закупок подрядных работ на выполнение СМР, техническую документацию для проведения закупок оборудования и материалов.

3.5.12. По результатам II этапа выполненные проектные материалы с пояснительной запиской предоставить Заказчику (одновременно в адрес исполнительного аппарата АО «ДРСК» г. Благовещенск, и в адрес филиала АО «ДРСК», для которого разрабатывается проект) для последующего рассмотрения и согласования с профильными структурными подразделениями АО «ДРСК» и филиалом АО «СО ЕЭС» - ОДУ Востока.

3.5.13. Подрядчик обеспечивает проведение по доверенности Заказчика экспертизы и ценовой экспертизы разработанной проектной документации, включая сметные расчеты (6

*течение 3-х месяцев после разработки).*

3.5.14. Заказчик утверждает проектную документацию на основании положительных заключений экспертизы и ценовой экспертизы сметной документации.

3.5.15. Итогом этапа является утверждение Заказчиком проектной документации.

**3.6. VI этап. Проведение экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий, проведение ценовой экспертизы.**

3.6.1. Проектная организация от лица Заказчика (на основании доверенности) обеспечивает подачу проектной документации и результатов инженерных, а также смет на экспертизу.

3.6.2. Проектная организация обеспечивает получение положительного заключения экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий и положительного заключения ценовой экспертизы.

3.6.3. Проектная организация устраняет за свой счет все замечания к проектно-сметной документации, полученные от Заказчика, экспертизы или организации, аккредитованной на право проведения негосударственной экспертизы, в течение 7 (семи) рабочих дней после их получения, но не позднее срока окончания экспертизы, установленного в договоре на проведение экспертизы.

3.6.4. При повторном обращении в экспертизу или в организацию, аккредитованную на право проведения негосударственной экспертизы, необходимость которого возникла вследствие неустранения или ненадлежащего устранения Проектной организацией замечаний при проведении экспертизы, расходы по проведению повторной и последующих экспертиз проектно-сметной документации компенсируются Проектной организацией.

3.6.5. Работы по проектированию считаются выполненными после утверждения Заказчиком проектно-сметной документации и получения положительного заключения экспертизы.

**3.7 VII этап. Разработка рабочей документации (далее – РД).**

3.7.1. Разработать рабочую документацию, обеспечивающую реализацию принятых в утвержденной проектной документации технических решений по объекту, необходимых для производства строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

3.7.2. Рабочую документацию согласовать с АО «ДРСК», Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока (далее – МЭС Востока), Филиалом АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ (далее – Приморское РДУ) и собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования.

3.7.3. Разработанную РД от лица Заказчика согласовать со всеми сторонними организациями, чьи интересы затрагиваются в части пересечений, сближений и параллельных следований с инженерными коммуникациями и сетями.

#### **4. Особые условия:**

4.1. Подготовку документации по планировке территории осуществить на основании принятого филиалом решения о подготовке документации по планировке территории. Решение о подготовке документации по планировке территории, принято в форме приказа.

Документацию по планировке территории подготовить, руководствуясь:

- ст. 41.1, 41.2, 42, 43, Градостроительного кодекса РФ, Законом Приморского края от 29.06.2009 N 446-КЗ "О градостроительной деятельности на территории Приморского края", с учетом иных действующих нормативов и правил;

- материалами: схемы территориального планирования Тернейского муниципального района.

- порядком применения ПЗЗ Тернейского муниципального района.

4.2. На основании Постановления Правительства РФ от 30 апреля 2013 г.

№ 384 О согласовании с Федеральным агентством по рыболовству строительства и реконструкции объектов капитального строительства, внедрения новых технологических процессов и осуществления иной деятельности, оказывающей воздействие на водные биологические ресурсы и среду их обитания. Согласовать рабочую документацию с Приморским территориальным управлением Федерального агентства по рыболовству.

4.2.1. В обязательном порядке согласовать расположение земельных участков линейного объекта находящихся вблизи Особо Охраняемых природных территорий (ООПТ).

4.3. Документацию по планировке территории изготовить в количестве 3 (трёх) экземпляров на бумажном носителе и в электронном виде (формат \*.pdf, \*.doc). Координаты линейного сооружения предоставить в электронном виде (формат \*.dwg, \*.dxf, \*.mid, \*.mif, \*.xml) в местной системе координат и МСК-25.

4.4. Все мероприятия, необходимые для надлежащего исполнения договорных обязательств, а также направление и сопровождение документации по планировке территории для согласования с заинтересованными организациями Подрядчик выполняет за счёт собственных средств.

4.5. Для установления публичного сервитута в форме электронного документа подготовить сведения о границах публичного сервитута, включающие графическое описание местоположения границ публичного сервитута и перечень координат характерных точек этих границ в системе координат, установленной для ведения Единого государственного реестра недвижимости (МСК-25);

4.6. Согласовать с Заказчиком сведения о границах публичного сервитута, включающие графическое описание местоположения границ публичного сервитута и перечень координат характерных точек этих границ в системе координат, установленной для ведения Единого государственного реестра недвижимости.

4.7. Выявить наличие и границы объектов культурного наследия, а также их охранные зоны.

4.8. Выявить наличие и границы полезных ископаемых вдоль трассы ЛЭП, а так же их охранные зоны.

4.10. В проекте организации строительства разработать технические решения, последовательность и технологии работ, связанных с обеспечением бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией на время реконструкции (*расширения*) объекта.

4.11. В разделах «Инженерные изыскания» и «Проект полосы отвода» картографический материал предоставить в масштабах 1:500 и 1:2000 на бумажном и электронном носителях.

4.12. Разделы проектно-сметной документации выполнить в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87) и ГОСТ Р 21.1101-2013 Основные требования к проектной и рабочей документации.

4.13. Противопожарные мероприятия выполнить в соответствии с действующими правилами пожарной безопасности для энергетических объектов.

4.14. В случае наличия выявленного объекта культурного наследия разработать в составе проектной документации раздел об обеспечении сохранности выявленного объекта культурного наследия или проведении спасательных археологических полевых работ или проект обеспечения сохранности выявленного объекта культурного наследия, либо план проведения спасательных археологических полевых работ, включающих оценку воздействия проводимых работ на указанный объект культурного наследия и обеспечить получение по указанной документации заключение историко-культурной экспертизы, а так

же её согласование в органе исполнительной власти субъекта Российской Федерации, уполномоченном в области охраны объектов культурного наследия;»;

4.15. В случае размещения объекта либо его части на ранее необследованных земельных участках, подвергающихся воздействию земельных, строительных, хозяйственных и иных работ, обеспечить проведение историко-культурной экспертизы земельного участка, путем проведения археологической разведки, в порядке, установленным Федеральным законом от 25.06.2002 N 73-ФЗ "Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации" с подготовкой научного отчета о выполненных археологических полевых работах, а так же обеспечить получение по указанной документации заключения историко-культурной экспертизы;»;

4.16. Археологические полевые работы осуществить на основании Разрешения (открытого листа), выдаваемого физическим лицам - гражданам Российской Федерации, обладающим научными и практическими познаниями, необходимыми для проведения археологических полевых работ и подготовки научного отчета о выполненных археологических полевых работах, и состоящим в трудовых отношениях с юридическими лицами, уставными целями деятельности которых являются проведение археологических полевых работ, в соответствии с частью 4 статьи 45.1. Федерального закона от 25.06.2002 N 73-ФЗ "Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации".

4.17. Предусмотреть мероприятия, направленные на выполнение требований при строительстве объектов, размещаемых в приаэродромных зонах, в соответствии с воздушным законодательством РФ;

4.18. В случае размещения объектов строительства на землях лесного фонда Проектировщик в рамках договорной цены выполняет проект освоения лесов в соответствии с Лесным кодексом РФ и иными нормативными актами, действующими на период проектирования, а также обеспечивает выполнение проекта лесовосстановления и подготовку лесной декларации.

4.19. В случае размещения объектов строительства на землях особо охраняемых природных территорий Проектировщик в рамках договорной цены проходит необходимую процедуру согласований в рамках действующего законодательства.

4.20. Сведения о границах охранных зон должны быть подготовлены и переданы Заказчику:

- в электронном виде текстовое и графическое описание местоположения границ охранной зоны, перечень координат характерных точек границ таких зон (в виде электронного документа в формате XML, подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью подготовившего их лица);

- на бумажном носителе, визуально воспроизводящие сведения о границе охранной зоны и на графической части которого красными сплошными линиями нанесены такие границы в 2-х экземплярах.

Подрядчик передает Заказчику оригинал Решения о согласовании границ охранной зоны объекта электросетевого хозяйства, принятое Дальневосточным управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

4.21. Подрядчик в день завершения работ, указанный в календарном плане, направляет в филиал АО «ДРСК» Акт сдачи-приемки выполненных работ с приложением 4 (четырёх) экземпляров ПСД в бумажном виде и 1 экземпляр в электронном виде (на CD), одновременно направляет 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в АО «ДРСК» г. Благовещенск.

4.22. Использование форматов при передаче документации в электронном виде:

Вид документа	Используемое приложение	Формат
Текстовая часть, описания	MS Word и Adobe Acrobat	.doc .pdf
Таблицы	MS Excel и Adobe Acrobat	.xls .pdf
Базы данных	MS Excel и Adobe Acrobat	.xls .pdf
Планы, графики	MS Project и MS Excel	.mpp .xls
Чертежи	AutoCAD и Adobe Acrobat	.dwg .pdf
Графический материал	MS Photo Editor и Adobe Acrobat	.jpg .pdf
Электронный архив	WinRar	.rar *
Сметная документация	MS Excel и в формате программы «ГРАНД СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.	.xls .gsf

\*- материалы каждого тома проекта компоновать в одном файле

4.23. Разработанная проектно-сметная документация является собственностью Заказчика и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

4.24. Исключительные права на разработанную в рамках договора проектно-сметную документацию и на результаты выполнения изыскательских работ принадлежат Заказчику с момента приемки проектно-сметной документации и результата выполнения изыскательских работ. Заказчик вправе использовать разработанную Подрядчиком в рамках договора проектно-сметную документацию и результат выполнения изыскательских работ без согласия Подрядчика в любых целях по усмотрению Заказчика неограниченное число раз. Подрядчик не вправе требовать предоставления права на участие в реализации проекта, предусмотренного документацией.

4.25. Проектная организация включает в стоимость проектных работ затраты, и осуществляет от лица Заказчика получение по проекту всех необходимых согласований и заключений, положительного заключения экспертизы и региональной ценовой экспертизы.

4.26. Исходные данные, предоставляемые Заказчиком:

- планируемое месторасположение объекта строительства;
- техническая документация по ПС Пластун (по дополнительному запросу);
- конструкторская документация на подстанционное оборудование;
- технические условия на ТП;
- технические условия на временное электроснабжение.

4.27. Проектная организация обеспечивает согласование разработанной проектно-сметной документации с заинтересованными государственными надзорными органами, организациями природопользования и охраны окружающей среды, земле и лесопользователями, эксплуатирующими организациями инженерных коммуникаций и другими заинтересованными организациями.

4.28. Археологические полевые работы осуществить на основании Разрешения (открытого листа), выдаваемого физическим лицам - гражданам Российской Федерации, обладающим научными и практическими познаниями, необходимыми для проведения археологических полевых работ и подготовки научного отчета о выполненных археологических полевых работах, и состоящим в трудовых отношениях с юридическими лицами, уставными целями деятельности которых являются проведение археологических полевых работ, в соответствии с частью 4 статьи 45.1. Федерального закона от 25.06.2002 N 73-ФЗ "Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации".

## **5. Требования к выполнению и оформлению сметных расчетов.**

5.1. Подрядчик представляет сметную документацию (расчет стоимости работ конкурсного предложения) в соответствии с действующим положением, требованиям нормативных документов Минстроя РФ по сметно-нормативной базе ценообразования в строительстве, включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ. Сметная документация составляется с учетом требований Методики определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации», утвержденную приказом Минстрой от 04.08.2020 №421/пр.

5.2. Сметная документация должна соответствовать требованиям методических указаний по определению стоимости строительства, решение по которым принято Советом директоров АО «ДРСК» (Приложение № 2 к техническим требованиям).

5.3. Сметную документацию выполнить в двух уровнях цен с применением базисно-индексного метода.

5.4. Сметная стоимость в базисном уровне цен, определяется на основе действующих сметных норм и цен с использованием единичных расценок утвержденных, зарегистрированных в установленном порядке и внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов РФ, утвержденный Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России).

5.5. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, определяется на основе действующих сметных норм и цен с использованием единичных расценок утвержденных, зарегистрированных в установленном порядке и внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов РФ, утвержденный Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России) с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России) или индексами, рекомендованными к применению региональными органами субъекта РФ, уполномоченными разрабатывать индексы изменения сметной стоимости.

По каждой позиции единичной расценки (позиции локальной сметы) следует применять индексы, разработанные к федеральным единичным расценкам и рекомендованные к применению региональными органами субъекта РФ, уполномоченными разрабатывать индексы изменения сметной стоимости.

5.6. Для пересчета из базисного в текущий уровень цен и наоборот, к стоимости оборудования, прочих затрат, проектных работ применяются индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» в соответствии с рекомендациями Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой). При этом индексы на строительные-монтажные работы:

5.6.1. Индексы для воздушных и кабельных линий применяются в соответствии с

индексами по объектам строительства:

- воздушная прокладка провода с медными жилами;
- воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами;
- подземная прокладка кабеля с медными жилами;
- подземная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами.

5.6.2. Индексы для КТП, ПС применяются в соответствии с индексом «Прочие объекты».

5.7. Стоимость материально-технических ресурсов (далее – МТР) (не учтенных в расценках) определять по сборнику «сметных цен на материалы» утвержденного в установленном порядке и внесенного в Федеральный реестр сметных нормативов.

5.8. При отсутствии необходимой номенклатуры МТР по сборнику, допускается определять стоимость МТР на основании прайс-листов в текущем уровне (в сметах в графе «обоснование» указывать дату/период действия и изготовителя/поставщика), при этом цены не должны превышать средних цен по региону расположения Филиала АО «ДРСК».

5.9. При использовании в сметах коэффициентов и лимитированных затрат, указывать обоснование из технической части, вводных указаний сборников или других нормативных документов и приложений к ним.

5.10. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ.

5.11. При определении стоимости работ по двум и более локальным сметным расчетам (локальным сметам) необходимо предоставить сводный сметный расчет.

5.12. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel, либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel и в формате «Гранд СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Допускается наличие аналогичных программных продуктов, которые должны полностью поддерживать форматы указанного ПО заказчика с набором функций, не уступающих указанному ПО, и схожим с ним интерфейсом.

5.13. Сметы на проектные работы составлять на основании технических требований (технического задания). Указывать полное наименование нормативного документа на основании, которого составляется сметная документация с указанием всех реквизитов документа.

5.14. Сметная документация принимается к рассмотрению при следующем условии: Сметная стоимость объекта, определенная по разработанной проектной документации, не должна превышать объем финансовых потребностей определенный, в соответствии с приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электросетевого хозяйства». Расчет объемов финансовых потребностей (Расчет УНЦ) представить отдельным альбомом с заполнением данных по формам Минэнерго России в электронном виде (Приложение № 3). Дополнительно, в пояснительной записке к сметной документации заполнить сравнительную таблицу относительно объемов финансовых потребностей:

тыс. руб. с НДС

Расчет УНЦ (таблица т6)	ССР по ПСД	Выполнение условия непревышения
0,00	0,00	< или = нулю

**6. Перечень документов, подтверждающих соответствие Участника закупки установленным требованиям.**

6.1. Требование к наличию выписки из реестра членов СРО



Участник должен предоставить в составе заявки копию выписки из реестра членов саморегулируемой организации (далее - СРО), основанной на членстве лиц:

- выполняющих инженерные изыскания;
- выполняющих подготовку проектной документации;

Выписки из реестра членов СРО должны быть оформлены по форме, установленной органом надзора за саморегулируемыми организациями,

и содержать сведения об уровне ответственности Участника по компенсационному фонду возмещения вреда и компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств, соответствующем предложенной стоимости выполнения работ по договору.

Дата выписок не должна быть старше одного месяца на дату подачи заявки Участника.

6.2. Для выполнения комплекса кадастровых работ (предусмотренных п. 3.4.) Участник должен иметь не менее двух кадастровых инженеров, являющихся членами саморегулируемой организации кадастровых инженеров.

6.2.1. Соответствие установленному в п. 6.2. подтверждается путем предоставления участником закупки в составе заявки «Справки о кадровых ресурсах», оформленной по форме, приведенной в Документации о закупке, с обязательным приложением копий документов, подтверждающих наличие и квалификацию персонала имеющих действующие квалификационные аттестаты кадастровых инженеров по форме в соответствии с Приказом Минэкономразвития России от 03 марта 2010 г. №8383 (на основании п. 1 ст. 29 Федерального закона от 26.07.2007 № 221-ФЗ «О кадастровой деятельности»).

В случае отсутствия возможности самостоятельного выполнения кадастровых работ, Участник должен представить следующие копии документов (определяется самостоятельно из представленного ниже перечня):

а) договор возмездного оказания услуг на выполнение кадастровых работ / договор на выполнение кадастровых работ;

б) гарантийное письмо в произвольной форме от Участника о том, что в случае его победы в закупочной процедуре будет заключен договор возмездного оказания услуг / договор на выполнение кадастровых работ.

6.3. В составе заявки Участник предоставляет укрупненный сметный расчет в объеме соответствующем, плановой стоимости Заказчика. Сметная стоимость определяется на основании методических указаний по определению сметной стоимости строительства (Приложение № 2 к техническим требованиям);

## **7. Заказчик: АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».**

### **8. Исходные данные для проектирования.**

Перечень исходных данных, сроки их подготовки и передачи Заказчиком проектной организации определяются договором на разработку проекта и календарным графиком.

### **9. Срок выполнения работ:**

Начало проектирования - в соответствии с календарным планом.

*Приложение:*

*1. Технические требования;*

2. Методические указания по определению сметной стоимости;
3. Формы 20,24,26, Т6 для Расчета объемов финансовых потребностей по УНЦ.

**Заказчик:**  
Директор филиала  
АО «ДРСК» «ПЭС»

**Подрядчик:**

\_\_\_\_\_ **А.Н. Гончаров**

\_\_\_\_\_

Приложение Б. Расчетная проверка трансформаторов напряжения и их вторичных цепей

### Б1. Расчет нагрузки трансформаторов напряжения

Нагрузка вторичных обмоток ТН сведена в таблицы 2, 3, 4.

Таблица 1 – Технические характеристики ТН

Точка подключения	Обмотка	Схема содинения	Коэффициент трансформации	Класс точности
35 кВ	1 осн.	Y	$35\,000/\sqrt{3}$ $100/\sqrt{3}$	0,2
	2 осн.	Y	$35\,000/\sqrt{3}$ $100/\sqrt{3}$	0,2
	Доп.	$\Delta$	$35\,000/100/3$	3P
Шина КР 6 кВ	1 осн.	Y	$6000/\sqrt{3}$ $100/\sqrt{3}$	0,2
	2 осн.	Y	$6000/\sqrt{3}$ $100/\sqrt{3}$	0,2
	Доп.	$\Delta$	$6000/\sqrt{3}$ $100/3$	3P
Шины 10 кВ отпайка на Благодатное	Осн.	Y	$10000/\sqrt{3}$ $100/\sqrt{3}$	0,2

Номинальная мощность трансформатора напряжения согласно ГОСТ 1983-2001 устанавливается для каждого класса точности и должна быть равна или более суммарной полной мощности, потребляемой приборами и реле, подключенным ко вторичным обмоткам ТН.

Согласно ГОСТ 1983-2001 мощность активно-индуктивной нагрузки трансформатора напряжения определяется от 25% номинальной мощности трансформатора в данном классе точности до 100% номинальной мощности трансформатора, независимо от того, какая обмотка загружена.

В случаях, когда трансформатор напряжения работает с нагрузкой менее 25% от номинальной мощности ТН необходимо компенсировать догруженность фаз посредством догрузочных резисторов.

Необходимость применения догрузочных резисторов обоснована данными в таблице 7.5.

Таблица 7.2 Нагрузка обмоток ТН 35 кВ

Обозначение ТН	Обмотка	Тип нагрузки	Кол-во устройств		Ном. нагрузка устройства, ВА	Сумм. расч. мощность нагрузки одной фазы, ВА		Принимаемая мощность ТН (трехфазная), ВА
			С учетом резервирования	Без учета резервирования		С учетом резервирования	Без учета резервирования	
ТВН	1 осн.	АИИС КУЭ	2	2	1,2	2,4	2,4	30
	2 осн.	АЧР	2	2	0,5	2	2	30
		Измерения	2	2	0,5			
Доп.	-	-	-	-	-	-	-	450

Таблица 7.3 Нагрузка обмоток ТН 6 кВ

Обозначение ТН	Обмотка	Тип нагрузки	Кол-во устройств		Ном. нагрузка устройства, ВА	Сумм. расч. мощность нагрузки одной фазы, ВА		Принимаемая мощность ТН (трехфазная), ВА
			С учетом резервирования	Без учета резервирования		С учетом резервирования	Без учета резервирования	
ТВР	1 осн.	АИИС КУЭ	16	16	1,2	19.2	19.2	60
	2 осн.	МТЗ НН	2	2	0,5	10.5	10.5	45
		ЗМН	1	1	0,5			
		АРНТ	2	2	0,5			
		Измерения	16	16	0,5			
	Доп.	АРНТ	2	2	0,5	1,5	1,5	450
СЗЗ		1	1	0,5				

Таблица 7.4 Нагрузка обмоток ТН 10 кВ на отпайке на Благодатное

Обозначение ТН	Обмотка	Тип нагрузки	Кол-во устройств		Ном. нагрузка устройства, ВА	Сумм. расч. мощность нагрузки одной фазы, ВА		Принимаемая мощность ТН (трехфазная), ВА
			С учетом резервирования	Без учета резервирования		С учетом резервирования	Без учета резервирования	
ТВК	1 осн.	АИИС КУЭ	3	3	1,2	3.6	3.6	15

Таблица 7.5 Обоснование применения догрузочных резисторов

Точка подключения	Обмотка	Максимальная фазная расчетная мощность, ВА		Мощность номинальная фазная, ВА	Условие работы ТН в классе точности	Выводы об обеспечении требований	Ном мощн догруз резистора, ВА	Тип устанавливаемого догрузочного резистора
		с учетом резерва	Без учета резерва					
35 кВ	1 осн.	2,4	2,4	10	25%<Sнагр<100%	Не обеспеч.	3	МР3021-Н-110/√3В-(3х3)ВА
	2 осн.	2	2	10	25%<Sнагр<100%	Не обеспеч.	3	МР3021-Н-110/√3В-(3х3)ВА
	Доп.	-	-	450	Sнагр<100%	Обеспеч.	-	-
6 кВ	1 осн.	19,2	19.2	20	25%<Sнагр<100%	Обеспеч.	-	-
	2 осн.	10,5	10.5	15	25%<Sнагр<100%	Обеспеч.	-	-
	Доп.	1,9	1,2	450	Sнагр<100%	Обеспеч.	-	-
10кВ отпайка на Благодатное	Осн.	3,6	3.6	5	25%<Sнагр<100%	Обеспеч.	-	-

## Б2. Выбор и проверка сечения жил кабелей во вторичных цепях напряжения.

Примем параметры кабелей во вторичных цепях ТН 35 кВ и ТН 6 кВ на ПС Терней и ТН 10кВ на отпайке на Благодатное и сведем их в таблицу 6.

Таблица 6 Параметры контрольных кабелей

Точка подкл-я ТН	Обмотка	Длина кабеля 1, м	Сечение кабеля 1, мм <sup>2</sup>	Длина кабеля 2, м	Сечение кабеля 2, мм <sup>2</sup>	Длина кабеля 3, м	Сечение кабеля 3, мм <sup>2</sup>
35кВ	1 осн.	15	6	60	6	10	2,5
	2 осн.	15	6	60	6	10	2,5
	Доп.	15	6	60	6	-	-
6 кВ	1 осн.	2	2,5	30	2,5	-	-
	2 осн.	2	2,5	30	2,5	40	2,5
	Доп.	2	2,5	30	2,5	40	2,5
10 кВ на отпайке на Благодатное	Осн.	2	2,5	10	2,5	-	-

Примечание: Длину первых участков цепи ( $R_{\text{каб.1}}$ ) необходимо учитывать удвоенной, т.к. ток нагрузки на фазу проходит по прямому и обратному проводам на этом участке, до объединения фаз в схему «У» или «Δ» в шкафу управления ячейки.

Для ТН 35 кВ:

кабель от ТН 35 кВ до ШЗТН на ОРУ 35кВ (сопротивление его жил  $-R_{\text{каб.1}}$ );

кабель от ШЗТН на ОРУ 35кВ до шкафа ТН 35 кВ на ОПУ (сопротивления его жил  $-R_{\text{каб.2}}$ );

кабель от шкафа ТН 35 кВ на ОПУ до шкафов защит на ОПУ (сопротивления его жил  $-R_{\text{каб.3}}$ ).

Для ТН 6 кВ:

кабель от ТН до шинок напряжения в ячейке ТН КРУ 6 (сопротивление его жил  $-R_{\text{каб.1}}$ ).

кабель от ячейки ТН в КРУ 6 до самой удаленной ячейки с устройством ИТС в КРУ 6 кВ (сопротивление его жил  $-R_{\text{каб.2}}$ ).

кабель от КРУ 6 до панели защит и автоматики на ОПУ (сопротивление его жил  $-R_{\text{каб.3}}$ ).

Для ТН 10 кВ на отпайке на Благодатное:

кабель от ТН до шинок напряжения в ячейке ТН КРУ 10 кВ (сопротивление его жил  $-R_{\text{каб.1}}$ ).

кабель от ячейки ТН в КРУ 10 кВ до самой удаленной ячейки с устройством ИТС в КРУ 10 кВ (сопротивление его жил  $-R_{\text{каб.2}}$ ).

Сечение проводов во вторичных цепях проверяется по допустимой потере напряжения. В целях упрощения расчетов потеря напряжения принимается равной падению напряжения.

$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{H}} \cdot R_{\text{каб}}$  - потери напряжения во вторичных цепях ТН

$I_{\text{HY}} = (S_{\text{HY}(\Delta)} / U_{\text{номY}(\Delta)})$  - ток нагрузки в питающем кабеле

$U_{\text{номY}} = 100 / \sqrt{3}$ , В - номинальное линейное напряжение для обмоток собранных в «Y»;

$U_{\text{ном} \Delta} = 100 / 3$  В - номинальное линейное напряжение для обмоток собранных в «Δ»;

$R_{\text{каб}} = (\rho \cdot L) / S$  - сопротивление жил кабеля;

$\rho = 0,0175$  Ом·мм<sup>2</sup>/м - удельная проводимость материала кабеля;

L – длина кабеля;

S – сечение жилы кабеля.

Согласно ПУЭ для цепей напряжения потери напряжения от ТН при условии включения всех защит и приборов должны составлять:

- до расчётных счётчиков и измерительных преобразователей мощности, используемых для ввода информации в вычислительные устройства, - не более 0,5 %;

- до расчётных счётчиков межсистемных линий электропередачи, - не более 0,25 %;

- до счётчиков технического учёта – не более 1,5 %;

- до щитовых приборов и датчиков мощности, используемых для всех видов измерений, - не более 1,5 %;

- до панелей защиты и автоматики – не более 3 %.

Для упрощения расчёта потеря напряжения принимается равной падению напряжения в сопротивлении проводов от тока нагрузки И.

Условие проверки:

Потери напряжения в кабеле от второй основной обмотки «Y»  $\Delta U_{\text{макс}} \leq 1,5$  В;

Потери напряжения в кабеле от первой основной обмотки «Y»  $\Delta U_{\text{макс}} \leq 0,5$  В (для ТН 6-35 кВ).

$\Delta U_{\Delta} = (\sqrt{3} \cdot S_{\text{H} \Delta} \cdot R_{\text{каб}}) / 100$  - для обмоток соединённых в «Δ».

Условие проверки:

Потери напряжения в кабеле от обмотки «Δ»  $\Delta U_{\text{макс}} \leq 3 \text{ В}$ .

Сопротивление рассеяния АВ ( $R_{\text{AB}}$ ) равно 0,15 Ом для  $I_{\text{ном АВ}} = 3 \text{ А}$ .

Таблица 7 Результаты проверки сечения кабеля по допустимому падению напряжения

Точка подкл-я ТН	Обмотка	Сопр-ние уч.1, Ом $R_{\text{каб1}}$	$R_{\text{AB}}$ , Ом	Сопр-ние уч.2, Ом $R_{\text{каб2}}$	Сопр-ние уч.3, Ом $R_{\text{каб3}}$	Снагр,ВА	$\Delta U$ , В	Мах величина Потерь, В	Вывод об обеспечении требований
35кВ	1 осн.	0,088	0,15	0,18	0,07	2,4	0,03	0,5	Обеспеч.
	2 осн.	0,088	0,15	0,18	0,07	1	0,01	1,5	Обеспеч.
	Доп.	0,088	0,15	0,18	0	0	0,00	3	Обеспеч.
6 кВ	1 осн.	0,028	0,15	0,21	0	19,2	0,22	0,5	Обеспеч.
	2 осн.	0,028	0,15	0,21	0,28	10,5	0,21	1,5	Обеспеч.
	Доп.	0,028	0,15	0,21	0,28	1,9	0,04	3	Обеспеч.
10 кВ на отпайке на Благодатное	Осн.	0,028	0,15	0,07	-	3,6	0,03	0,5	Обеспеч.

### Б3. Проверка автоматических выключателей в цепях напряжения.

Одним из основных требований к вторичным цепям ТН является быстрое отключение КЗ в любой точке. Для защиты вторичных цепей должны применяться автоматические выключатели (АВ). Номинальный ток расцепителя АВ ( $I_{\text{ном АВ}}$ ) выбирают по наибольшему возможному току длительной нагрузки на обмотку ТН, учитывая также повышение нагрузки при резервировании другого ТН. Для обеспечения запаса чувствительности выбираются автоматы с наименьшим коэффициентом уставки (КУ).

В шкафу управления ячейки применяем АВ с номинальным током 3 А и характеристикой срабатывания «В» ( $\text{КУ} = 3 \div 5$ ).

Для расчёта токов КЗ необходимо знать сопротивление ТН  $Z_{\text{T}}$ , приведённое к его вторичной обмотке:

$$Z_{\text{T}} = (U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{ном 2}}) / 100 \cdot S_{\text{ном}};$$

Для проверки чувствительности определяются минимальные токи КЗ.

При соединении ТН в «Δ» минимальный ток будет при двухфазном КЗ между незаземлёнными фазами:

$$I_{\text{мин. КЗ } \Delta} = I_{\text{КЗ}(2)} = U_{\text{ном}\Delta} / 2 \cdot \sqrt{(Z_{T2} + (\Sigma R_{\text{каб}})^2)}$$

При соединении ТН по схеме «Y-Y» с выделенным нулем минимальный ток будет при однофазном КЗ:

$$I_{\text{мин. КЗ Y}} = I_{\text{КЗ}(1)} = (U_{\text{номY}}) / \sqrt{(Z_{T2} + (\Sigma R_{\text{каб}} + \Sigma R_{\text{обр}})^2)}$$

По результатам определения минимального значений тока КЗ оценивается чувствительность электромагнитных расцепителей АВ. Чувствительность АВ определяется коэффициентом чувствительности, который должен удовлетворять следующему требованию:

$$КЧ = I_{\text{КЗ}(1)} / I_{\text{ср.АВ}} \geq 1,5; \quad КЧ = I_{\text{КЗ}(2)} / I_{\text{ср.АВ}} \geq 1,5,$$

где  $I_{\text{ср.Э.АВ}} = КУ \cdot I_{\text{ном АВ}}$  – ток срабатывания АВ.

Таблица 8 Результаты проверки автоматических выключателей

Точка подключения ТН	Обмотка	Сопр-ние ТН, Ом	Сопр-екаб. связей, Ом	Сопр. обр. провода, Ом	U <sub>ном</sub> , В	Расчетный ток КЗ (с учетом АВ), А	I <sub>ср.Э.АВ</sub>	К <sub>ч</sub>	Вывод об обеспечении и требований
35кВ	1 осн.	0,47	0,48	0,48	57,8	53,90114	15	3,59	Обеспеч.
	2 осн.	0,47	0,48	0,48	57,8	53,90	15	3,59	Обеспеч.
	Доп.	0,03	0,41	-	100	120,87	15	8,06	Обеспеч.
6 кВ	1 осн.	0,23	0,39	0,39	57,8	71,32	15	4,75	Обеспеч.
	2 осн.	0,31	0,67	0,67	57,8	42,13	15	2,81	Обеспеч.
	Доп.	0,03	0,67	-	100	74,77	15	4,98	Обеспеч.
10 кВ на отпайке Благодатное	1 осн.	0,94	0,25	0,25	57,8	54,59	15	3,64	Обеспеч.

#### Б4. Сводная таблица устанавливаемого оборудования в цепях ТН.

Согласно результатам расчетов данного тома в части цепей трансформаторов напряжения необходима установка оборудования, представленного в таблице 7.9.

Таблица 9 Ведомость устанавливаемого оборудования

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Параметры		Ед. измерения	Кол-во
1	Трансформатор напряжения 35 кВ	1 осн	30 ВА	шт.	1
		2 осн	30 ВА		
		Доп	450 ВА		



2	Трансформатор напряжения 6 кВ	1 осн	60 ВА	шт.	1
		2 осн	45 ВА		
		Доп	450 ВА		
3	Трансформатор напряжения 10 кВ на отпайке на Благодатное	1 осн	15 ВА	шт.	1
3	Догрузочный резистор	MP3021-H-110/ $\sqrt{3}$ V-(3x3)VA		шт.	2
4	Кабель от ТН на ОРУ 35 кВ до ШЗТН	6 мм <sup>2</sup> , 10м		шт.	2
5	Кабель от ШЗТН до шкафа ТН 35 кВ в ОПУ	6 мм <sup>2</sup> , 60м		шт.	2
6	Кабель от шкафа ТН 35 кВ на ОПУ до шкафов на ОПУ	2,5 мм <sup>2</sup> , 20м		шт.	4
7	Автоматический выключатель	3А, хар-ка В		шт.	3
6	Кабель от КРУ 6кВ до шкафов защит на ОПУ	2,5 мм <sup>2</sup> , 90м		шт.	2

## В1. Расчет времени до насыщения трансформаторов тока

### В1.1 Общие положения

В данном разделе на основании технического задания и исходных данных для проектирования, выполнены расчеты времени до насыщения для:

- ТТ, отходящих линий 6 кВ ЗРУ 6 кВ. ПС 35 кВ Терней;
- ТТ, отходящих линии к ТСН-1(2) ЗРУ 6 кВ. ПС 35 кВ Терней;
- ТТ ввода 6 кВ Т-1(2). ПС 35 кВ Терней;
- ТТ СВ 6 кВ ЗРУ 6кВ. ПС 35 кВ Терней;
- ТТ выключателей 35 кВ Т-1(2). ПС 35 кВ Терней;
- ТТ 35 кВ Т-1. КТП 35 кВ на Благодатное;
- ТТ 10 кВ Т-1. КТП 35 кВ на Благодатное;
- ТТ отходящей линии к Т-2(3). КТП 35 кВ на Благодатное.

Расчет  $T_{нас}$  проводится в соответствии с 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».

Время насыщения ТТ рассчитывается с учетом расчетного аварийного режима (вида КЗ) для конкретной используемой функции защиты в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1. Расчетные аварийные режимы для расчета  $T_{нас}$ .

Защищаемый объект	Тип защиты	Расчетный аварийный режим	Расчетная точка КЗ
ТТ отходящих линий 6 кВ ЗРУ 6 кВ. ПС 35 кВ Терней	МТЗ	Близкое КЗ в зоне	КЗ на отходящей линии 6 кВ
		КЗ вне зоны действия	КЗ на шинах 6 кВ
ТТ отходящих линии к ТСН-1(2) ЗРУ 6 кВ. ПС 35 кВ Терней	МТЗ	Близкое КЗ в зоне	КЗ на отходящей линии 6 кВ к ТСН-1(2)
		КЗ вне зоны действия	КЗ на шинах 6 кВ
ТТ СВ 6 кВ ПС 35 кВ Терней	МТЗ	Близкое КЗ в зоне	КЗ на шинах 6 кВ
ТТ ввода 6 кВ Т-1(2). ПС 35 кВ Терней	ДЗТ	Близкое КЗ в зоне	КЗ на выводах 6 кВ Т-1(2)
		КЗ вне зоны действия	КЗ на шинах 6 кВ
	МТЗ	Близкое КЗ в зоне	КЗ на выводах 6 кВ Т-1(2)

		КЗ вне зоны действия	КЗ на шинах 6 кВ
ТТ выключателей 35 кВ Т-1(2). ПС 35 кВ Терней	МТЗ	Близкое КЗ в зоне	КЗ на выводах 35 кВ Т-1(2)
		КЗ вне зоны действия	КЗ на ВЛ 35 кВ
	ДЗТ	Близкое КЗ в зоне	КЗ на выводах 35 кВ Т-1(2)
		КЗ вне зоны действия	КЗ на ВЛ 35 кВ
ТТ 35 кВ Т-1. КТП 35 кВ на Благодатное	МТЗ	Близкое КЗ в зоне	КЗ на выводах 35 кВ Т-1
		КЗ вне зоны действия	КЗ на ВЛ 35 кВ
ТТ 10 кВ Т-1. КТП 35 кВ на Благодатное	МТЗ	Близкое КЗ в зоне	КЗ на выводах 10 кВ Т-1
		КЗ вне зоны действия	КЗ на шинах 10 кВ
ТТ отходящей линии к Т-2(3). КТП 35 кВ на Благодатное	МТЗ	Близкое КЗ в зоне	отходящей линии к Т-2(3)
		КЗ вне зоны действия	КЗ на шинах 10 кВ

ГОСТ Р 58669-2019 не регламентирует критерии оценки  $T_{нас}$  с точки зрения обеспечения корректной работы защит в переходных режимах короткого замыкания. В соответствии с п.3.2 письма Минэнерго РФ от 02.04.2019 №ЧА-3440/10 на основании выполненных расчетов  $T_{нас}$  в тех. требованиях к устройствам РЗА (в составе тома Закупочной документации) будут указаны требования обеспечения корректной работы защит в режимах насыщения ТТ с полученными значениями времен насыщения.

### В1.2 Выражения для расчета $T_{нас}$

Расчет времени насыщения выполняется с учетом остаточной намагниченности ТТ. Расчеты проводятся графоаналитическим методом путем графического решения уравнения (1):

$$K_{пр(t)} = \omega \cdot T_{экв} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_{экв}}}\right) - \sin(\omega \cdot t) = A(1 - K_r) \quad (1)$$

где

- $K_r = 0,86$  - коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ;
- $\omega = 314 \text{ с}^{-1}$  – угловая частота сети;
- $T_{экв}, \text{ с}$  – эквивалентная постоянная времени затухания свободной апериодической составляющей тока, затухающей по экспоненциальному закону, которой заменяют сумму свободных апериодических составляющих, имеющих неодинаковые начальные значения и постоянные времени затухания.

$T_{\text{экв}}$  рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{ЭКВ}} = \frac{1}{I_{\text{КЗ}\Sigma}} \left( \sum_{i=1}^n I_{\text{КЗ}(i)} \cdot T_{a(i)} \right) \quad , \quad (2)$$

где

$I_{\text{КЗ}\Sigma}$  - суммарный ток КЗ;

$I_{\text{КЗ}(i)}$  - ток КЗ в  $i$ -ой ветви;

$T_{a(i)}$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока в каждой из  $i$ -ой ветви, питающей место КЗ;

- $A$  – параметр, характеризующий отношение потокосцепления насыщения к амплитуде потокосцепления, созданного периодической составляющей тока КЗ при фактическом сопротивлении ветви вторичного тока трансформатора тока.

Параметр  $A$  рассчитывается по выражению:

$$A = \frac{I_{1\text{НОМ}} \cdot K_{\text{НОМ}} \cdot Z_{2\Sigma\text{НОМ}}}{I_{\text{КЗ}} \cdot Z_{2\Sigma\text{НАГР}}} \quad (3),$$

где

$I_{1\text{НОМ}}$ ,  $A$  – номинальный первичный ток ТТ;

$I_{\text{КЗ}}$  - ток КЗ через проверяемый ТТ;

$K_{\text{НОМ}}$  – номинальная предельная кратность ТТ;

$Z_{2\Sigma\text{НОМ}}$  - номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ;

$Z_{2\Sigma\text{НАГР}}$  - фактическое полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ;

При этом

$$Z_{2\Sigma\text{НОМ}} = \sqrt{\left( R_2 + Z_{\text{НАГР,НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{Н.НОМ}} \right)^2 + \left( X_2 + Z_{\text{НАГР,НОМ}} \cdot \sin \varphi_{\text{Н.НОМ}} \right)^2} ;$$

$$Z_{2\Sigma\text{НАГР}} = \sqrt{\left( R_2 + R_{\text{НАГР,ФАКТ}} \right)^2 + \left( X_2 + X_{\text{НАГР,ФАКТ}} \right)^2} ,$$

где

$Z_{\text{НАГР,НОМ}}$  - номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ;

$\varphi_{H,НОМ}$  - номинальное значение угла сопротивления нагрузки ТТ;

$R_2$  - активное сопротивление вторичной обмотки ТТ.

Считая, что нагрузка ТТ носит активный характер ( $\cos\varphi_{H,НОМ}=1$ ) и при пренебрежении индуктивностью нагрузки и обмотки ТТ выражение для расчета параметра  $A$  примет вид:

$$A = \frac{I_{1НОМ} \cdot K_{НОМ} \cdot (R_2 + R_{НАГР,НОМ})}{I_{КЗ} \cdot (R_2 + R_{НАГР,ФАКТ})} \quad (4)$$

Кроме того, необходимо выполнить проверку условий:

$$A \cdot (1 - K_r) > 1 \quad (5)$$

$$\omega \cdot T_{ЭКВ} + 1 > A \cdot (1 - K_r) \quad (6)$$

Номинальное сопротивление нагрузки определяется как:

$$R_{НАГР,НОМ} = S_{НОМ} / I_{НОМ}^2$$

Фактическое сопротивление нагрузки ТТ определяется как:

$$\text{Для 3х фазного КЗ: } R_{НАГР,ФАКТ(3)} = R_{КАБ} + R_{P3};$$

$$\text{Для 1фазного КЗ: } R_{НАГР,ФАКТ(1)} = 2 \cdot R_{КАБ} + R_{P3}.$$

$R_{КАБ}$  - сопротивление кабеля, Ом;

$R_{P3}$  - суммарное сопротивление подключенных к ТТ устройств РЗА, Ом;

$$R_{КАБ} = \rho \cdot L / s, \text{ Ом.}$$

Потребление МП терминалов по цепям тока:

- новые устройства РЗА, устанавливаемые в рамках данного титула, при  $I_{НОМ} = 5\text{А} - 2\text{ВА}$ .

Невыполнение условия (5) означает, что эксплуатация ТТ в таких условиях недопустима, т. к. ток предельной кратности меньше действующего значения тока КЗ.

Невыполнение (6) означает, что насыщение магнитопровода отсутствует, и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

Таким образом, для расчета времени насыщения трансформатора тока необходимо выполнить расчет параметра  $A$  по (4), расчет  $T_{ЭКВ}$  по (2), проверить условия (5), (6) и при их выполнении построить график по (1). Расчеты

выполняются для трехфазных КЗ с учетом остаточной намагниченности с  $K_r=0,86$  (при расчете без учета остаточной намагниченности – принимается равным 0).

Эквивалентная постоянная времени рассчитывается по выражению:

$$T_a = \frac{X}{\omega \cdot R}, \quad (7)$$

где  $X$  – реактивное сопротивление первичной сети;

$R$  – активное сопротивление первичной сети;

$\omega$  - угловая частота.

Значения токов короткого замыкания и постоянных времени сети по ветвям схемы, используемые настоящим расчете приведены в разделе В1.4.

### **В1.3 Расчет времени насыщения трансформаторов тока**

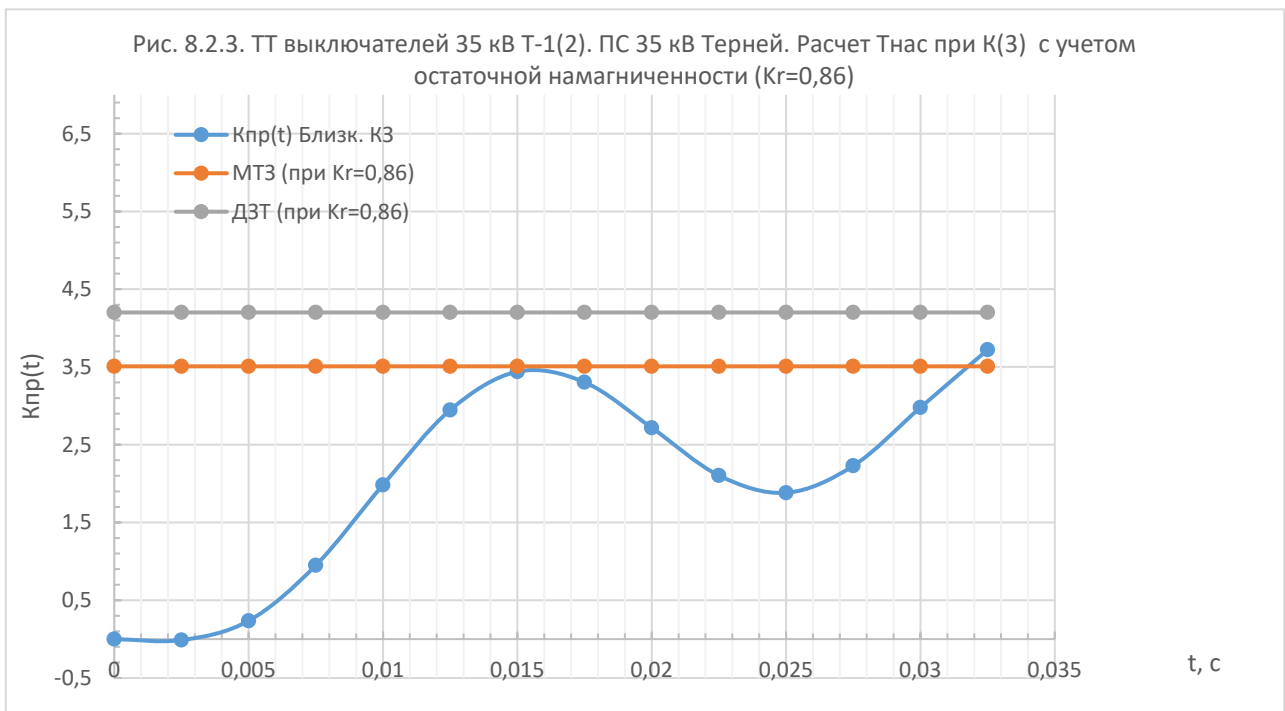
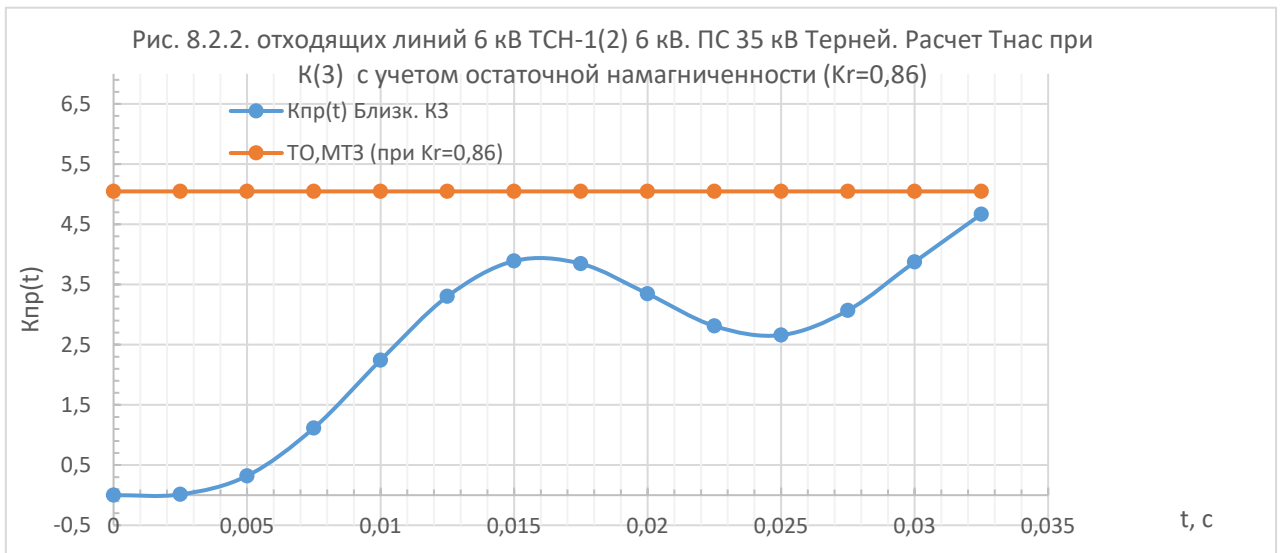
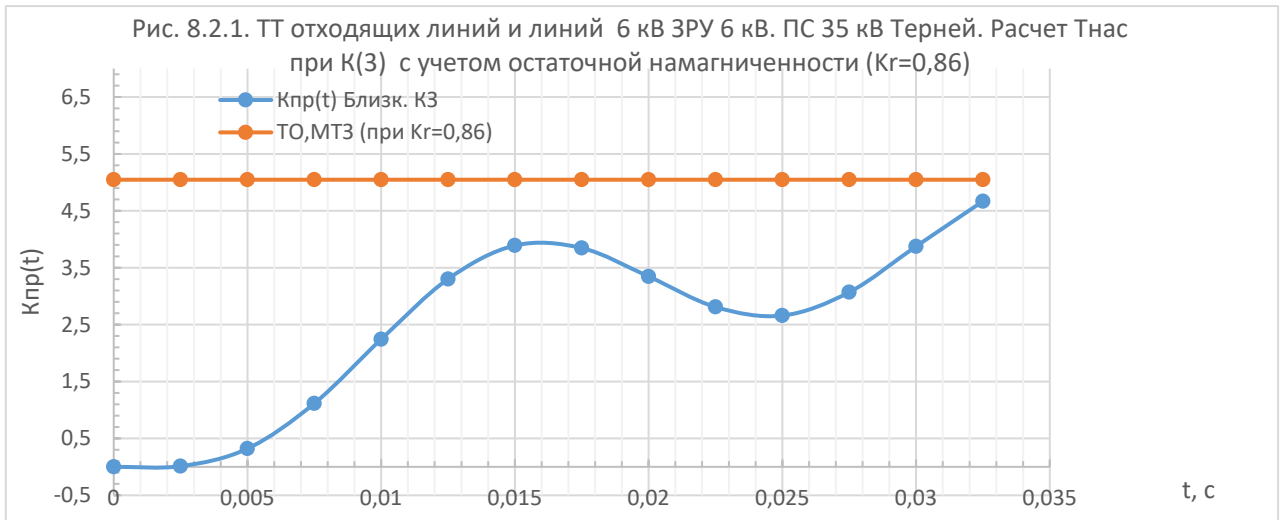
Результаты расчетов трансформаторов тока представлены в таблице 2.

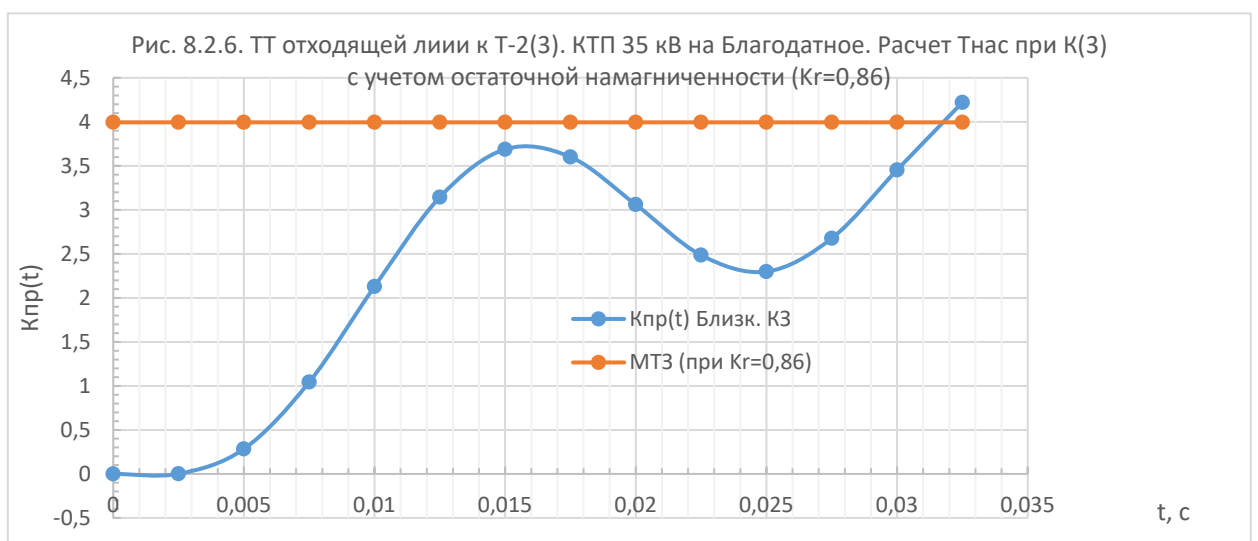
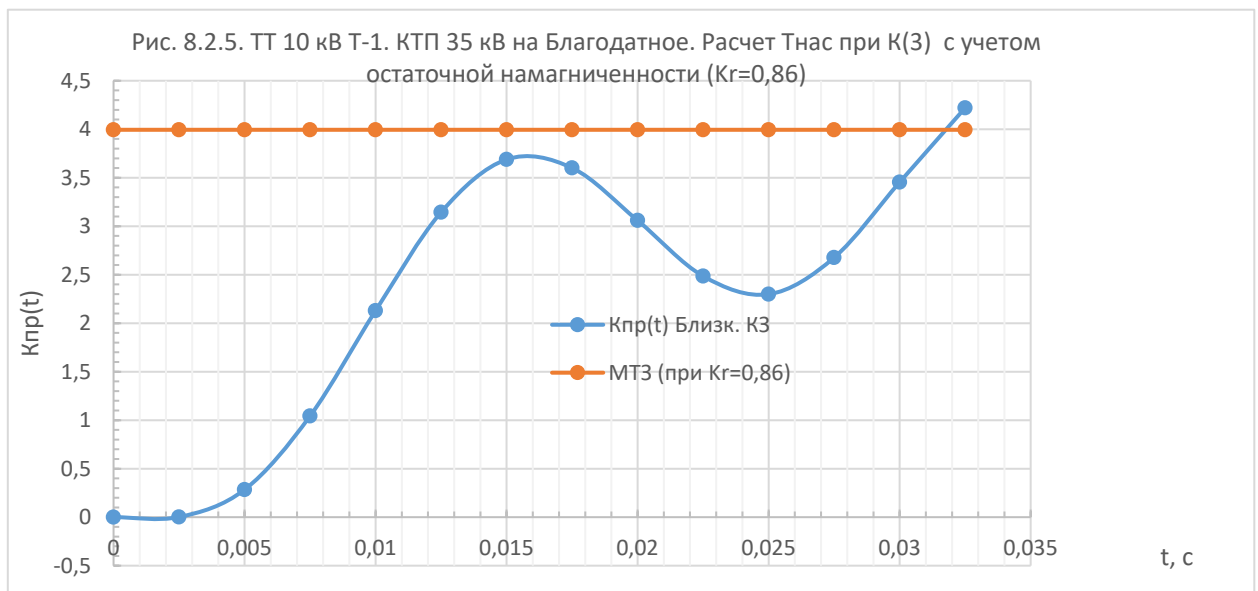
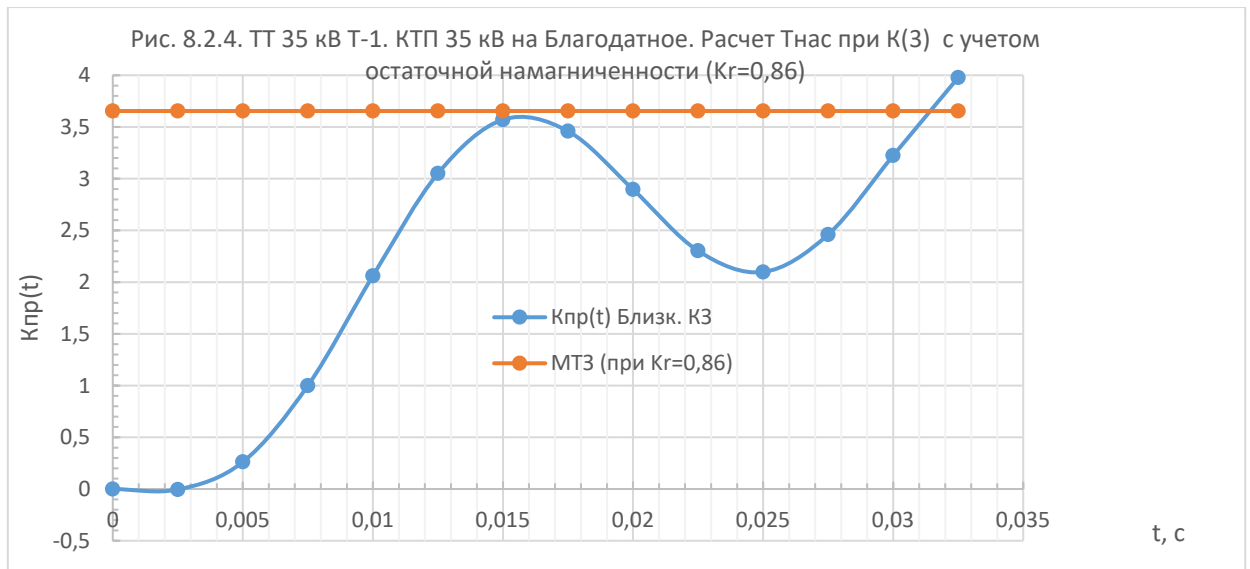


Таблица 2. Расчет параметра А и времени до насыщения ТТ (окончание)

Наименование величины	Обозначение	ТТ 35 кВ Т-1. КТП 35 кВ на Благодатное		ТТ 10 кВ Т-1. КТП 35 кВ на Благодатное		ТТ отходящей линии к Т-2(3). КТП 35 кВ на Благодатное	
Рассматриваемый керн ТТ		ТА1		ТА1		ТА1	
Подключаемые устройства РЗА, к данному керну ТТ		МТЗ, ЗП		МТЗ, УРОВ, ЗП		ТО, МТЗ, УРОВ, ЗП	
Проверяемый тип защиты		МТЗ		МТЗ		ТО, МТЗ	
Класс точности ТТ		10Р		10Р		10Р	
<b>Номинальные параметры ТТ</b>							
Номинальный ток первичной обмотки ТТ	$I_{НОМ1}, А$	80		30		30	
Номинальный ток вторичной обмотки ТТ	$I_{НОМ2}, А$	5		5		5	
Номинальная мощность нагрузки для ТТ	$S_{НОМ}, ВА$	30		30		30	
Номинальное сопротивление нагрузки для ТТ	$R_{н. ном}, Ом$	1,2		1,2		1,2	
Номинальная кратность тока вторичной обмотки ТТ	$K_{10НОМ}$	40		30		30	
Сопротивление вторичной обмотки ТТ	$R_{2ТТ}, Ом$	0,24		0,24		0,24	
<b>Расчет нагрузки ТТ</b>							
Сечение кабеля	$S, мм^2$	4		2,5		2,5	
Длина кабеля	$L, м$	2		2		2	
Сопротивление кабеля	$R_{каб}, Ом$	0,01		0,01		0,01	
Потребление устройств РЗА по цепям переменного тока	$S_p, ВА$	2		2		2	
Сопротивление устройств РЗА, подключенных к ТТ	$R_{рз}, Ом$	0,08		0,08		0,08	
Фактическое сопротивление нагрузки на ТТ для м/ф КЗ	$R_{нагр(3)}, Ом$	0,09		0,09		0,09	
Фактическое сопротивление нагрузки на ТТ для о/ф КЗ	$R_{нагр(1)}, Ом$	0,10		0,11		0,11	
<b>Расчетные токи КЗ</b>							
Расчетная точка КЗ		В месте установки	За спиной	В месте установки	За спиной	В месте установки	За спиной
Максимальный ток м/ф КЗ	$I_{кз(3)}, А$	537	0	136	0	136	0
<b>Расчет параметра А</b>							
Для междуфазных КЗ	$A(3), о.е.$	26,10	-	28,53	-	28,53	-
<b>Расчет <math>T_{нас}</math> при трехфазных КЗ</b>							
Эквивал. пост. времени затухания при трехфазнлм КЗ	$T_{экв}, с$	0,011	-	0,012	-	0,012	-
	$\omega T_{экв}+1$	4,45	-	4,77	-	4,77	-
Коэффициент остат. намагниченности сердечника ТТ	$K_r$	0,86	-	0,86	-	0,86	-
	$A(1-K_r)$	3,65	-	3,99	-	3,99	-
	$\omega T_{экв}+1 > A(1-K_r)$	да	-	да	-	да	-
Расчет $T_{нас(3)}$ с учетом остаточной намагниченности ( $K_r=0,86$ )	$T_{нас(3)}, с$	0,031	-	0,032	-	0,032	-
Расчет $T_{нас(3)}$ без учета остаточной намагниченности ( $K_r=0$ )	$T_{нас(3)}, с$	не насыщается	-	не насыщается	-	не насыщается	-







## В.4 Расчет токов короткого замыкания и постоянных времени для проверки трансформаторов тока

Расчет токов и постоянных времени при трехфазном коротком замыкании.

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-set\_Plastun ДАТА-11.01.2022. ВРЕМЯ-12:15:04.

ВЕЛИЧИНА IA  
1-ПОЯС 44  
ФОРМУЛА  $T=1000*IM(IA)/(RE(IA)*314.159)$   
СНСМ 1  
ЗАМ-ФАЗ 44/АВС

-----  
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА  
СНСМ 1  
ЗАМ-ФАЗ 44/АВС  
Замеры  
1,44-42 IA 2022 103  
Т 13.603/-180.000  
44  
I1сум 2022 103 I2сум 0 0 ЗI0сум 0 0  
IAсум 2022 103 IBсум 2022 -17 ICсум 2022 -137  
IABсум 3502 133 IBCсум 3502 13 ICАсум 3502 -107

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-set\_Plastun ДАТА-11.01.2022. ВРЕМЯ-12:15:25.

ВЕЛИЧИНА IA  
1-ПОЯС 42  
ФОРМУЛА  $T=1000*IM(IA)/(RE(IA)*314.159)$   
СНСМ 1  
ЗАМ-ФАЗ 42/АВС

-----  
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА  
СНСМ 1  
ЗАМ-ФАЗ 42/АВС  
Замеры  
42-41 IA 474 107  
Т 10.237/-180.000  
42-43 IA 0 0  
Т 0.000/0.000  
1,42-44 IA 0 0  
Т \*\*\*\*\*  
42  
I1сум 474 107 I2сум 0 0 ЗI0сум 0 0  
IAсум 474 107 IBсум 474 -13 ICсум 474 -133  
IABсум 821 137 IBCсум 821 17 ICАсум 821 -103

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-set\_Plastun ДАТА-11.01.2022. ВРЕМЯ-12:17:51.

ВЕЛИЧИНА IA  
1-ПОЯС 48  
ФОРМУЛА  $T=1000*IM(IA)/(RE(IA)*314.159)$   
СНСМ 1  
ЗАМ-ФАЗ 48/АВС

-----  
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА  
СНСМ 1  
ЗАМ-ФАЗ 48/АВС  
Замеры  
48-41 IA 537 106  
Т 11.029/-180.000  
48-49 IA 0 0  
Т \*\*\*\*\*  
48

I1сум	537	106	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	537	106	IVсум	537	-14	ICсум	537	-134
IABсум	930	136	IVCсум	930	16	ICAcум	930	-104

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-set\_Plastun ДАТА-11.01.2022. ВРЕМЯ-12:17:59.

ВЕЛИЧИНА IA  
 1-ПОЯС 49  
 ФОРМУЛА T=1000\*IM(IA)/(RE(IA)\*314.159)  
 СНСМ 1  
 ЗАМ-ФАЗ 49/ABC

-----  
 Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А  
 СНСМ 1

ЗАМ-ФАЗ 49/ABC

Замеры

49-48	IA	136	105
	T	11.994	-180.000
49-50	IA	0	0
	T	*****	
49-51	IA	0	0
	T	*****	

49

I1сум	136	105	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	136	105	IVсум	136	-15	ICсум	136	-135
IABсум	236	135	IVCсум	236	15	ICAcум	236	-105

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-set\_Plastun ДАТА-11.01.2022. ВРЕМЯ-12:18:28.

ВЕЛИЧИНА IA  
 1-ПОЯС 50  
 ФОРМУЛА T=1000\*IM(IA)/(RE(IA)\*314.159)  
 СНСМ 1  
 ЗАМ-ФАЗ 50/ABC

-----  
 Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А  
 СНСМ 1

ЗАМ-ФАЗ 50/ABC

Замеры

50-49	IA	136	105
	T	11.977	-180.000
50-52	IA	0	0
	T	*****	

50

I1сум	136	105	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
IAсум	136	105	IVсум	136	-15	ICсум	136	-135
IABсум	236	135	IVCсум	236	15	ICAcум	236	-105

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-set\_Plastun ДАТА-11.01.2022. ВРЕМЯ-12:18:45.

ВЕЛИЧИНА IA  
 1-ПОЯС 51  
 ФОРМУЛА T=1000\*IM(IA)/(RE(IA)\*314.159)  
 СНСМ 1  
 ЗАМ-ФАЗ 51/ABC

-----  
 Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А  
 СНСМ 1

ЗАМ-ФАЗ 51/ABC

Замеры

51-49	IA	135	106
	T	11.029	-180.000
51-53	IA	0	0
	T	*****	

51

I1сум	135	106	I2сум	0	0	3I0сум	0	0
-------	-----	-----	-------	---	---	--------	---	---

$\Gamma_{A\text{сум}}$	135	106	$\Gamma_{B\text{сум}}$	135	-14	$\Gamma_{C\text{сум}}$	135	-134
$\Gamma_{AB\text{сум}}$	233	136	$\Gamma_{BC\text{сум}}$	233	16	$\Gamma_{CA\text{сум}}$	233	-104

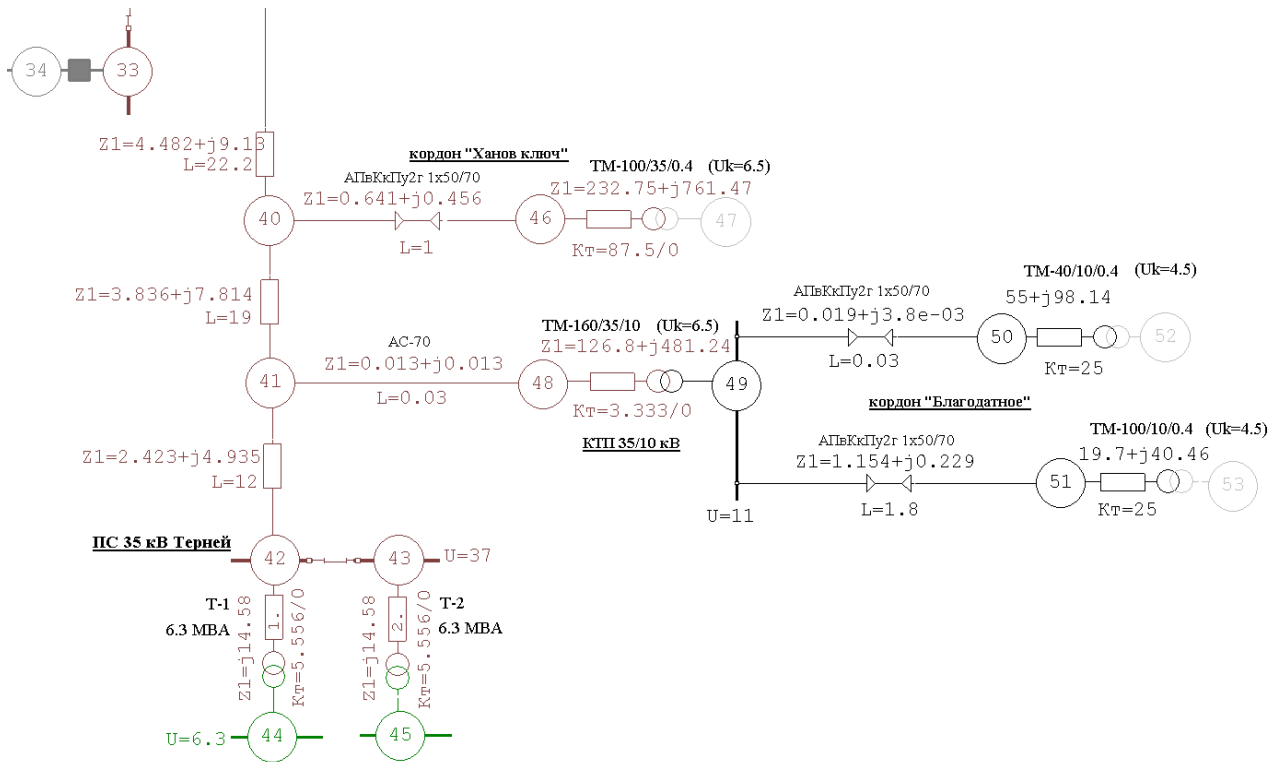


Рис.1 Расчетная схема сети

## В1.5 Выводы и рекомендации

Для оценки правильности функционирования устанавливаемых устройств РЗА на ПС 35 кВ Терней в переходных режимах при коротких замыканиях в таблице 8.2.3 представлено сравнение результатов расчета времени до насыщения с учётом требований ООО «Релематика», ООО НПП «ЭКРА», ООО «НПП Бреслер» (письма производителей представлены в данном приложении.)

Таблица 3. Требования производителей устройств РЗА к значениям  $T_{нас}$

Тип защиты	ТТ отходящих линий 6 кВ ЗРУ 6 кВ. ПС 35 кВ Терней		ТТ отходящих линии к ТСН-1(2) ЗРУ 6 кВ. ПС 35 кВ Терней		ТТ СВ 6 кВ. ПС 35 кВ ПС Терней	ТТ ввода 6 кВ Т-1(2). ПС 35 кВ Терней				ТТ выключателей 35 кВ Т-1(2). ПС 35 кВ Терней				ТТ 35 кВ Т-1. КТП 35 кВ на Благодатное		ТТ 10 кВ Т-1. КТП 35 кВ на Благодатное		ТТ отходящей линии к Т-2(3). КТП 35 кВ на Благодатное	
	ТО, МТЗ		ТО, МТЗ		МТЗ	ДЗТ		МТЗ		МТЗ		ДЗТ		МТЗ		МТЗ		ТО, МТЗ	
Расчетная точка КЗ	в месте установки	КЗ за спиной	в месте установки	КЗ вне зоны	В месте установки	в месте установки	КЗ за спиной	в месте установки	КЗ вне зоны	в месте установки	КЗ за спиной	в месте установки	КЗ вне зоны	в месте установки	КЗ за спиной	в месте установки	КЗ вне зоны	в месте установки	КЗ за спиной
<b>Результаты расчетов с учетом остаточной намагниченности <math>K_r=0,86</math></b>																			
$T_{нас} (З), с$	0,033	-	0,033	-	не насыщается	-	не насыщается	не насыщается	-	-	0,032	0,032	-	0,031	-	0,032	-	0,032	-
<b>Результаты расчетов без учета остаточной намагниченности</b>																			
$T_{нас} (З), с$	не насыщается	-	не насыщается	-	не насыщается	-	не насыщается	не насыщается	-	-	не насыщается	не насыщается	-	не насыщается	-	не насыщается	-	не насыщается	-
$T_{нас,с}$ (по ООО «Релематика»)	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,010	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,010	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
$T_{нас,с}$ (по ООО НПП «ЭКРА»)	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
$T_{нас,с}$ (по ООО НПП «Бреслер»)	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025

## Выводы

По результатам выполненных расчетов  $T_{нас}$  рассматриваемых ТТ рекомендуется:

- применение ТТ ЗРУ 6 кВ ПС 35 кВ Терней (ТТ отходящей линии 6 кВ, ТТ отходящей линии к ТСН-1(2), ТТ ввода 6 кВ Т-1(2)) класса точности 10PR, с номинальными параметрами не ниже указанных в таблице 8.2.2;
- применение ТТ выключателей 35 кВ Т-1(2) ПС 35 кВ Терней, ТТ 35 кВ Т-1 КТП 35 кВ на Благодатное, ТТ 10 кВ Т-1 КТП 35 кВ на Благодатное, ТТ отходящей линии к Т-2(3). КТП 35 кВ на Благодатное класса точности 5(10)P, с номинальными параметрами не ниже указанных в таблице 8.2.2;
- применение кабелей токовых цепей сечением не менее указанных в таблице 8.2.2;
- в качестве устройств РЗА рекомендуется использовать МП терминалы производства ООО «НПП ЭКРА», ООО «Релематика», ООО «НПП Бреслер» и других, требованиям которых соответствуют полученные значения времён насыщения.

## В2. Расчет трансформаторов тока по обеспечению 10% погрешности

Проверка трансформаторов тока на 10% погрешность сводится к сравнению допустимой(фактической) предельной кратности ТТ ( $K_{пк\ факт}$ ) и расчетной предельной кратности ( $K_{пк\ расч}$ ).

Максимальная кратность расчетного тока по отношению к номинальному первичному току ТТ:

$$K_{пк\ расч} = \frac{I_{кз\ макс}}{I_{1ном}}$$

где  $I_{1ном}$  - номинальный первичный ток ТТ, А;

$I_{кз\ макс} = 474$  А- Максимальный ток через ТТ при 3-х фазном КЗ на шинах 35 кВ  
ПС 35 кВ Терней

$I_{кз\ макс} = 2022$  А- Максимальный ток через ТТ при 3-х фазном КЗ на шинах 6 кВ  
ПС 35 кВ Терней

$I_{кз\ макс} = 537$  А- Максимальный ток через ТТ при 3-х фазном КЗ на шинах 35 кВ  
КТП 35/10 кВ на отпайке на Благодатное.

$I_{кз\ макс} = 136$  А- Максимальный ток через ТТ при 3-х фазном КЗ на шинах 10 кВ  
КТП 35/10 кВ на отпайке на Благодатное.

По кривым предельной кратности определяется максимальная допустимой(фактической) предельной кратности ТТ ( $K_{пк\ факт}$ ).

Определяется суммарное сопротивление нагрузки нагрузка ТТ:

Для 3х фазного КЗ:  $Z_{расч.} = Z_{каб} + Z_{пер} + Z_{потр.}$

$Z_{каб}$  - сопротивление кабеля, Ом;

$Z_{пер}$  - Переходное сопротивление контактов, Ом;

$Z_{потр.}$  - Суммарное сопротивление защит, подключенных к ТТ, Ом.

$Z_{каб} = \rho * L / s$ , Ом

В расчетах приняты нагрузки терминалов:

РЗА = 2 ВА;

РАС = 2 ВА;

ОМП = 2 ВА.

Расчетное значение максимальной нагрузки на ТТ определяется:

$$S_{расч} = Z_{расч} * (I_{втор})^2$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 Результаты расчета проверки на 10% погрешность

	Присоединение	Тип защиты	Ктт	I <sub>мах</sub> , кА	L, м	S, мм <sup>2</sup>	Z <sub>каб</sub> , Ом	Z <sub>пер</sub> , Ом	S <sub>потр</sub> , ВА	Z <sub>потр</sub> , Ом	Z <sub>расч</sub>	Кпк расч	Кпк ном	S <sub>расчт(3)</sub> , ВА	S <sub>ном</sub>	Z <sub>нагр. ном</sub> , Ом	Z <sub>2тт</sub> , Ом	Кап	Кпк доп (3)
ПС 35 кВ Терней	QT1Н	ДЗТ	200/5	0,474	70	2,5	0,49	0,1	2	0,08	0,67	2,37	10	16,75	40	1,6	0,32	1	19,39
	Трансформатор Т-1	МТЗ, АРНТ	200/5	0,474	70	2,5	0,49	0,1	4	0,16	0,75	2,37	10	18,75	40	1,6	0,32	1	17,94
	QT2Н	ДЗТ	200/5	0,474	70	2,5	0,49	0,1	2	0,08	0,67	2,37	10	16,75	40	1,6	0,32	1	19,39
	Трансформатор Т-2	МТЗ, АРНТ	200/5	0,474	70	2,5	0,49	0,1	4	0,16	0,75	2,37	10	18,75	40	1,6	0,32	1	17,94
	Ввод 6 кВ Т-1(Т-2)	МТЗ НН	1000/5	2,022	2	2,5	0,01	0,1	2	0,08	0,19	2,02	10	4,85	20	0,8	0,16	1	27,12
		ДЗТ	1000/5	2,022	70	2,5	0,49	0,1	2	0,08	0,67	2,02	10	16,75	20	0,8	0,16	1	11,57
	СВ 6 кВ	МТЗ	1000/5	2,022	2	2,5	0,01	0,1	2	0,08	0,19	2,02	10	4,85	20	0,8	0,16	1	27,12
	Отходящая линия	МТЗ	150/5	2,022	2	2,5	0,01	0,1	2	0,08	0,19	13,48	20	4,85	20	0,8	0,16	1	54,24
Линия к ТСН	МТЗ	150/5	2,022	2	2,5	0,01	0,1	2	0,08	0,19	13,48	20	4,85	20	0,8	0,16	1	54,24	
Отпайка на Благодатное ТП 35/10 кВ	Ввод 35 кВ Т1	МТЗ	80/5	0,537	5	4	0,02	0,1	2	0,08	0,20	6,71	20	5,05	30	1,2	0,24	1	65,18
	Ввод 10 кВ Т1	МТЗ	30/5	0,136	2	2,5	0,01	0,1	2	0,08	0,19	4,53	20	4,85	30	1,2	0,24	1	66,36
	Линия к ТСН 0,1 МВА	МТЗ	30/5	0,136	2	2,5	0,01	0,1	2	0,08	0,19	4,53	20	4,85	30	1,2	0,24	1	66,36
	Линия к ТСН 0,04	МТЗ	30/5	0,136	2	2,5	0,01	0,1	2	0,08	0,19	4,53	30	4,85	30	1,2	0,24	1	99,54

Согласно расчётам, выбранные параметры трансформаторов тока удовлетворяют требованиям обеспечения 10 % погрешности.



**В3 Итоговые параметры ТТ 35 кВ, 6кВ ПС Терней и отпайки на Благодатное.**

Таблица 8.4. Итоговые параметры ТТ

Место установки ТТ	$I_{1ном},$ А	$I_{2ном},$ А	$S_{ном},$ ВА	$K_{пк}$ ном	Сеч. цепи, мм <sup>2</sup>	Класс точ.
ОРУ 35 кВ ПС Терней. Т1Н. Трансформатор Т-1	200	5	30	40	2,5	10P
ОРУ 35 кВ ПС Терней. Т2Н. Трансформатор Т-2	200	5	30	40	2,5	10P
КРУ 6 кВ ПС Терней. Ячейка вводного выключателя 6 кВ Т-1(Т-2)	1000	5	20	20	2,5	10PR
КРУ 6 кВ ПС Терней. Ячейка СВ 6 кВ	1000	5	20	20	2,5	10PR
КРУ 6 кВ ПС Терней. Ячейка отходящего присоединения 6 кВ	150	5	20	20	2,5	10PR
КРУ 6 кВ ПС Терней. Ячейка отходящей линии 6 кВ к ТСН	150	5	20	20	2,5	10PR
КТП 35 кВ отпайки на Благодатное. Ячейка вводного выключателя 35 кВ Т-1	80	5	30	40	4	10P
КРУ 10 кВ отпайки на Благодатное. Ячейка вводного выключателя 10 кВ Т-1	30	5	30	30	2,5	10P
КРУ 10 кВ отпайки на Благодатное. Ячейка отходящей линии 10 кВ к ТСН 0,1МВА	30	5	30	30	2,5	10P
КРУ 10 кВ отпайки на Благодатное. Ячейка отходящей линии 10 кВ к ТСН 0,04МВА	30	5	30	30	2,5	10P

## В4 Письма производителей о времени насыщения ТТ



Общество с ограниченной ответственностью «НПП Бреслер»  
428018, Россия, Чувашская Республика, г. Чебоксары, ул. Афанасьева, д.13  
Тел./факс: (8352) 36-73-33, 23-77-55, e-mail: info@bresler.ru  
www.bresler.ru

Исх. № 02/26365 от 17.02.2020

О требованиях к ТТ  
(изменения от 17.02.2020)

### Уважаемые коллеги!

В соответствии с п. 46 приказа №101 от 13.02.2019 г. Министерства энергетики РФ сообщаем следующее.

Требование о сроке достоверного измерения тока целесообразно предъявлять только к быстродействующим защитам энергообъектов. Для защит с выдержками времени на срабатывание порядка сотен миллисекунд и более рассматриваемое требование неправомерно, т.к. трансформаторы тока в условиях насыщения не могут обеспечить правильную трансформацию на протяжении данного временного интервала.

При подключении терминалов к правильно выбранному ТТ с классом точности 5Р или 10Р обеспечивается корректная работа алгоритмов РЗА при насыщении ТТ (отсутствие срабатывания при внешних замыканиях и правильная работа при внутренних замыканиях). При этом, допустимо срабатывание с замедлением ступенчатых защит линий при внутренних КЗ с аperiodической составляющей.

Срок достоверного измерения тока должен вычисляться согласно ПНСТ 283-2018 как время до насыщения ( $T_{нас}$ ) ТТ от аperiodической составляющей тока КЗ.

В таблице ниже приведены времена насыщения измерительных ТТ при которых ООО «НПП Бреслер» гарантирует правильную работу устройств РЗА.

№	Тип защиты	Серия устройств	$T_{нас}$
1	Дифференциальная защита шин (ошиновок)	Бреслер-0107.8XX	$\geq 5\text{мс}$
2	Остальные устройства РЗА (НВЧЗ, КСЗ, ДФЗ, ДЗЛ, АУВ, УРОВ, Защиты ОВ, Защиты ШСВ (СВ), ДЗТ, ДЗАТ, РЗТ, РЗАТ)	Бреслер-0107.5XX Бреслер-0107.6XX Бреслер-0107.7XX Бреслер-0107.9XX	$\geq 25\text{мс}$

Информируем, что ООО «НПП Бреслер» выполняет исследования по проверке правильного функционирования устройств РЗА при уменьшении времени до насыщения ТТ.

Генеральный директор  
ООО «НПП Бреслер»



Н.С. Ефимов



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

08 ФЕВ 2021

№ 08-02-04

На

от

*О минимальном времени до насыщения трансформаторов тока  
(изменения от 08.02.2021)*

На Ваш запрос о предоставлении информации для осуществления расчетов, определенных требованиями «ПНСТ 283-2018. Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока», «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» и выражению (Б.4) «ПНСТ 283-2018», необходимо учитывать время до насыщения данных ТТ. Расчет времени до насыщения ТТ проводить по требованиям п.5.2 «ГОСТ Р 58669-2019» или «ПНСТ 283-2018» 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» (или Б.26 «ПНСТ 283-2018»). 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	$T_{нас}^{1)}$	$T_{нас}^{2)}$
1	Дифференциальная защита шин или оши- новок 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 трансформато- ров (автотрансформаторов) 35-750 кВ Дифференциальная защита БСК 110-220 кВ Дифференциальная защита ШР 110-750 кВ	Бреслер ТТ	5 мс <sup>3)</sup>	10 мс
		ТОР 300 ДЗТ, ДЗАТ, ДЗБ, БСК, ШР, УШР БПО версии 2.14 и ниже	5 мс <sup>3)</sup>	10 мс
		ТОР 300 ДЗТ, ДЗАТ, ДЗБ, БСК, ШР, УШР БПО версии 2.15 и выше	2.5 мс <sup>3)</sup>	7 мс
5	Комплект ступенчатых защит ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов 35-750 кВ Автоматика управления выключателем 35-750 кВ Дифференциально-фазная защита ЛЭП 110-750 кВ Направленная высокочастотная защита ЛЭП 110-220 кВ	Бреслер ТЛ	10 мс <sup>5)</sup>	25 мс
		ТОР 300 КСЗ, РЗТ, РЗАТ, АУВ, ДФЗ, НВЧЗ	10 мс <sup>5)</sup>	25 мс
6	Дифференциальная защита двухобмоточ- ного трансформатора 35-110 кВ Дифференциальная защите трансформато- ра 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
7	Дифференциальная защита шин 6-10 кВ	ТОР 200 ДЗШ -16	5 мс	7 мс
8	Токовые защиты присоединений 6-35 кВ (ВВ, СВ, ОЛ и т.п.)	ТОР 200 -16 (кроме выделенных исполнений)	5 мс <sup>4)</sup>	5 мс <sup>4)</sup>

1) При внутренних коротких замыканиях.  
 2) При внешних коротких замыканиях.  
 3) При отключении внутренних коротких замыканий с  $T_{нас} \leq 20$  мс функцией дифференциальной  
 токовой отсечки без торможения.  
 4) Уставка токовых защит выбирается исходя из фактической погрешности ТТ.  
 5) В режимах внутреннего КЗ при  $T_{нас} < 10$  мс возможно замедление защиты

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» (выражению (Б.4) «ПНСТ 283-2018») 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.

Следует также принимать во внимание, что для функций ДФЗ, ДЗ, ТНЗНП, токовой отсечки линейных защит:

- при внутренних КЗ с апериодической составляющей тока и значениях времени до насыщения ТТ ( $T_{нас}$ ) в интервале от 5 до 10 мс срабатывание защиты может осуществляться с допустимым замедлением.

- при внешних КЗ с апериодической составляющей тока и значениях времени до насыщения ТТ ( $T_{нас}$ ) менее 25 мс селективность может быть обеспечена введением выдержки времени на срабатывание  $20\text{мс} + \tau$ , где  $\tau$  – постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ.

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.

Настоящим сообщаем, что ООО «Релематика» ведет работу по усовершенствованию характеристик устройств РЗА в части обеспечения корректной работы при меньшем времени насыщения ТТ.

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

С уважением,

Технический директор ООО «Релематика»

  
С.В. Иванов



Общество с ограниченной  
ответственностью  
Научно-производственное предприятие



Россия, 428020, Чувашская Республика - Чувашия,  
Чебоксары, пр-кт И. Я. Яковлева, 3, помещение 541  
Тел./факс: +7 (8352) 22-01-10 (многоканальный)  
55-03-68, 57-00-76, 55-43-61,  
57-01-46, 57-01-27, 22-01-30 (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 30101810300000000609

на № 05.07.2019 № 9190  
ВД-4171 от 27.06.2019

Заместителю Председателя  
Правления – главному инженеру  
ПАО ФСК «ЕЭС»  
Воденникову Д.А.



00ДО-068841 от 05.07.2019

## О времени до насыщения ТТ

Уважаемый Дмитрий Александрович!

На Ваш запрос о предоставлении требований, предъявляемых к трансформаторам тока (ТТ), устройствами релейной защиты и автоматики, производимыми ООО НПП «ЭКРА» сообщаем следующее.

В настоящее время на нашем предприятии ведутся исследования работы производимых нами устройств РЗА в условиях насыщения ТТ апериодической составляющей тока КЗ с учетом проведенных по заказу АО «СО ЕЭС» в ОАО «ВНИИР» испытаний устройств РЗА разных производителей, а также требований ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока» и готовящегося к выпуску ГОСТ Р «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».

Предварительные результаты исследований позволяют отметить факторы, влияющие на минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗА в условиях насыщения ТТ апериодической составляющей тока:

- функциональное назначение защиты;
- способ подключения токовых входов терминала к выходам ТТ: подключение терминала на «физическую» сумму токов ТТ, установленных в цепях выключателей; подключение терминала к выходам ТТ, установленных в цепи присоединения; подключение терминала ко вторичным цепям ТТ общим нулевым проводником или индивидуальными нулевыми проводниками («цифровое» суммирование токов) и др.;
- конфигурация схемы защищаемой сети и параметры нормального режима ее работы;

Исполнитель: Лебедев Александр Владиславович  
Тел.: +7 (8352) 22-01-30, доб. 1071  
e-mail: lebedev\_av@ekra.ru

- расчетный аварийный режим: близкое или удаленное КЗ в зоне работы защиты, внешнее КЗ «за спиной» или вне зоны работы защиты;
- вид КЗ: развивающееся КЗ (от простого в сложное, с одной фазы на другую), переход внешнего КЗ во внутреннее;
- выбранные уставки защит.

В частности, для производимых нами устройств РЗА по результатам испытаний в ОАО «ВНИИР» при различных схемах защищаемой сети и подключении терминалов к выходам одиночных ТТ, установленных в цепях защищаемого присоединения, времена срабатывания в случаях КЗ в зоне работы для КСЗ и ДФЗ не превышали 25 мс, а для ДЗЛ и ДЗТ – 15 мс.

Предварительная информация по запрашиваемым минимальным временам до насыщения ТТ для правильной работы каждого типа устройства РЗА приведена в таблице:

№	Тип устройства	Серия	Версия ПО	Годы выпуска	T <sub>min</sub> , мсек	Доп. информация
	ДЗШ, ДЗО	ШЭ2607,	Все версии	Все с начала производства	≥ 5	для варианта подключения защит через один ТТ
	КСЗ, ДЗТ(АТ)	ШЭ2710			≥ 25	
	ДФЗ, ДЗЛ				≥ 25	

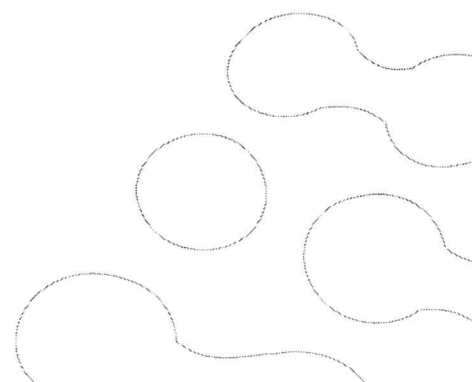
Примечание: ДЗШ, ДЗО – дифзащиты шин и ошинок; КСЗ – комплекты ступенчатых защит; ДЗТ(АТ) – дифзащиты трансформаторов и автотрансформаторов; ДФЗ – дифференциально-фазная защита линии; ДЗЛ – продольная дифференциальная защита линии.

Уточненная информация и требования производителя РЗА к выбору ТТ будут направлены в Ваш адрес по окончании испытаний в рамках исследования всех исполнений защит (ориентировочно: конец 2019 г. – начало 2020 г.).

С уважением,  
Заместитель генерального  
директора - технический  
директор



В. А. Наумов



**Приложение В.**

**Расчеты настроек устройств РЗА**

С целью определения параметров срабатывания устройств РЗА была составлена схема замещения участка сети, прилегающего к ПС 110 кВ Пластун (см. рис. 7). Расчеты выполнены в программном комплексе АРМ-СРЗА.

На рис.6 представлена карта селективности устройств РЗА в сети, прилегающей к ПС 110 кВ Пластун.

При составлении схемы замещения были использованы исходные данные, представленные в таблицах 1-3.

Таблица 1

Данные по проводам, используемые при составлении схемы замещения

Марка провода участка ЛЭП	Удельное активное сопротивление ( $R_{уд}$ ), Ом/км	Удельное реактивное сопротивление ( $X_{уд}$ ), Ом/км	Примечание
АСКу-150/24	0.202	0.411	Опора ПС110П-4Т
АПВКкПу2г 1×50/70-35 кВ	0.641	0.156	Прокладка треугольником
АПВКкПу2г 1×50/70-10 кВ	0.641	0.127	Прокладка треугольником

Таблица 2

Данные по трансформаторам, используемые при составлении схемы замещения

Параметры двухобмоточных трансформаторов							Рассчитанные параметры		
Место установки	$S_{ном}$ , кВА	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	Схема соединения	$R_1$ , Ом	$X_1$ , Ом	$K_T$
кордон «Ханов ключ»	100	35	0.4	1.9	6.5	$\Delta/Y_n$	232.75	761.47	87.5
КТП 35/10 кВ	160	35	10.5	2.6	6.5	$\Delta/Y$	126.8	481.23	3.333
ПС 35 кВ Терней	6300	35	6.3	46.5	7.5	$Y/\Delta$	1.43	14.51	5.556
кордон «Благодатное»	100	10	0.4	1.97	6.5	$\Delta/Y_n$	19.7	40.46	25
КПП	40	10	0.4	0.88	4.5	$\Delta/Y_n$	55	98.14	25

Таблица 3

Данные по трансформаторам на ПС 110 кВ Пластун, используемые при составлении схемы замещения

Параметры трехобмоточных трансформаторов на ПС 110 кВ Пластун									Рассчитанные параметры		
№	$S_{ном}$ , МВА	$U_{вн}$ , кВ	$U_{сн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ	$U_{кв-н}$ , %	$U_{кс-н}$ , %	$U_{кв-с}$ , %	Схема соединения	$X_{в}$ , Ом	$X_{с}$ , Ом	$X_{н}$ , Ом
Т-1	16	115	38.5	11	10.5	6	17.5	$Y_n/Y/\Delta$	88.855	5.79	-0.019
Т-2	16	115	38.5	10.5	10.42	6.06	17.28	$Y_n/Y/\Delta$	89.434	5.985	-0.028



## 1. Расчет настроек устройств РЗА на ПС 35 кВ Терней

На ПС 35 кВ Терней устанавливаются силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 мощностью 6.3 МВА, номинальными напряжениями обмоток ВН и НН, равными 35 кВ и 6.3 кВ, с устройством РПН на стороне ВН имеющим диапазон  $\pm 6 \times 1.5\%$ .

### 1.1 Расчет настроек ДЗТ силового трансформатора ПС 35 кВ Терней

Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) выполняется в виде дифференциальной токовой защиты с торможением от тормозного тока. Характеристика срабатывания ДЗТ представлена на Рис.1.

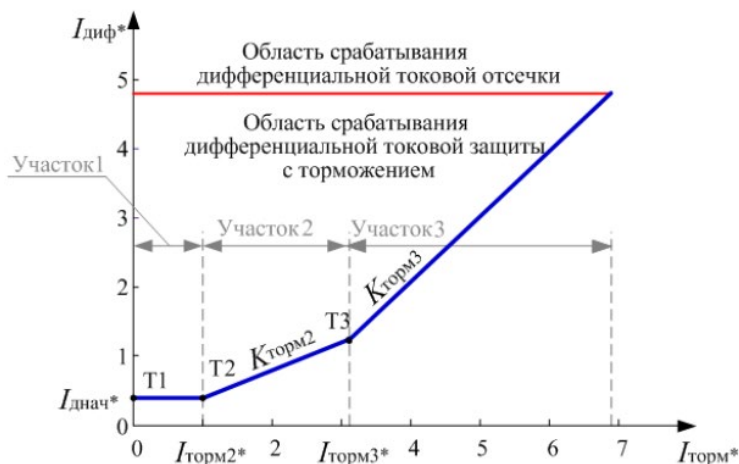


Рис. 1. Характеристика срабатывания ДЗТ.

$I_{д.нач}$  – начальный ток срабатывания ДЗТ;  $I_{торм2}$  – ток начала торможения на втором участке;  $I_{торм3}$  – ток начала торможения на третьем участке;  $K_{торм2}$  – коэффициент торможения ДЗТ на втором участке;  $K_{торм3}$  – коэффициент торможения ДЗТ на третьем участке.

Дифференциальный ток определяется как модуль векторной суммы токов плеч защиты по выражению  $I_{дифф} = \left| \dot{I}_{\phi}^{(1)} + \dot{I}_{\phi}^{(2)} + \dot{I}_{\phi}^{(3)} \right|$ . Тормозной ток равен наибольшему из токов плеч всех фаз дифференциальной защиты.

### Коэффициенты цифрового выравнивания

Коэффициенты цифрового выравнивания для ДЗТ определяются по выражению:

$$k_{выр.п} = \frac{I_{ном.ТТ,перв.п} \cdot I_{ном.ПТТ,п}}{I_{баз,п} \cdot I_{ном.ТТ,втор.п}} \cdot 100\%, \quad I_{баз,п} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{баз,п}}, \quad \text{где}$$

$I_{баз,п}$  – базисный ток, рассчитываемый для каждой из сторон  $n$  отдельно;

$S_{баз}$  – базисная мощность, равная мощности наиболее мощной обмотки трансформатора;

$U_{баз,п}$  – базисное напряжение, равное номинальному напряжению трансформатора, соответствующей стороне  $n$ .

$$I_{баз}^{ВН} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{ВН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103.9 \text{ А}, \quad I_{баз}^{НН} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{НН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 577.35 \text{ А},$$

$$k_{\text{выр.ВН}} = \frac{200 \cdot 1}{103.9 \cdot 5} \cdot 100\% = 38.5\%, \quad k_{\text{выр.НН}} = \frac{1000 \cdot 1}{577.35 \cdot 5} \cdot 100\% = 34.64\%.$$

### Начальный тормозной ток второго участка

Принимаем:  $I_{\text{торм2}^*} = 1$

### Начальный ток срабатывания ДЗТ

**Расчетное условие (РУ):** Отстройка от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах.

$$I_{\text{д.нач}^*} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}^*} = 1.2 \cdot 0.21 = 0.252, \text{ где}$$

$k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}^*}$  - относительный ток небаланса, определяемый для режима, соответствующего началу торможения, по выражению:

$$I_{\text{нб.расч}^*} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{расч}^*} = (1 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.09 + 0.02) \cdot 1 = 0.21, \text{ где}$$

$k_{\text{одн}}$  - коэффициент однотипности ТТ;

$k_{\text{пер}}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ;

$\Delta U_{\text{рег}}$  - относительная погрешность, обусловленная наличием РПН;

$\Delta f_{\text{выр}}$  - относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$I_{\text{расч}^*}$  - относительный ток, равный номинальному току трансформатора (1 о.е.)

Принимаем:  $I_{\text{д.нач}^*} = 0.26 \text{ о.е.}$

### Коэффициент торможения второго участка

$$K_{\text{торм2}} \geq \frac{I_{\text{диф.расч}^*} - I_{\text{д.нач}^*}}{I_{\text{торм.расч}^*} - I_{\text{торм2}^*}} = \frac{1.308 - 0.26}{3.523 - 1} = 0.415, \text{ где}$$

$$I_{\text{диф.расч}^*} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}^*} = 1.2 \cdot 1.09 = 1.308 \text{ о.е.} - \text{ относительный расчетный}$$

дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$$I_{\text{нб.расч}^*} = (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{торм.расч}^*} = (2 \cdot 0.1 + 0.09 + 0.02) \cdot 3.523 = 1.09, \text{ здесь}$$

$$I_{\text{торм.расч}^*} = I_{\text{Кмакс}}^{(3)} = 366 / 103.9 = 3.523 \text{ о.е.} - \text{ максимальный расчетный ток, равный току,}$$

проходящему через защиту при внешнем трехфазном КЗ на стороне НН в максимальном режиме и при положении РПН, соответствующему напряжению 31.85 кВ ( $U_k=8.6\%$ , сопротивление трансформатора минимально).

Принимаем:  $K_{\text{торм2}} = 0.42.$

### Начальный тормозной ток третьего участка

Принимаем:  $I_{\text{торм3}^*} = 2.5$

### Коэффициент торможения третьего участка

$$K_{\text{торм}3} \geq \frac{I_{\text{диф.расч}^*} - I_{\text{диф.Кторм}2^*}}{I_{\text{торм.расч}^*} - I_{\text{торм}3^*}} = \frac{12.24 - 0.89}{20 - 2.5} = 0.649, \text{ где}$$

$$I_{\text{диф.расч}^*} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}^*} = 1.2 \cdot 10.2 = 12.24 \text{ о.е. - относительный расчетный}$$

дифференциальный ток срабатывания;

$$I_{\text{нб.расч}^*} = (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{торм.расч}^*} = (4 \cdot 0.1 + 0.09 + 0.02) \cdot 20 = 10.2 \text{ о.е. -}$$

расчетный ток небаланса при  $k_{\text{пер}} = 4$ ;

$$I_{\text{диф.Кторм}2^*} = I_{\text{д.нач}^*} + K_{\text{торм}2} \cdot (I_{\text{торм}3^*} - I_{\text{торм}2^*}) = 0.26 + 0.42 \cdot (2.5 - 1) = 0.89 \text{ о.е. -}$$

относительный расчетный дифференциальный ток, соответствующий концу второго участка тормозной характеристики;

$I_{\text{торм.расч}^*} = 20 \text{ о.е.}$  – тормозной ток в расчетном режиме, принимается равным коэффициенту приведенной предельной кратности при реальной нагрузке  $k'_{10}$ , который допустимо принять равным 20;

$I_{\text{торм}3}$  - начальный тормозной ток третьего участка.

Принимаем:  $K_{\text{торм}3} = 0.65$ .

### Эффективность функционирования ДЗТ

Оценка эффективности функционирования ДЗТ оценивается по коэффициенту чувствительности по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}^*} - K_{\text{торм}2} \cdot (I_{\text{торм.расч}^*} - 1)}{I_{\text{д.нач}^*}} = \frac{2.89 - 0.42 \cdot (2.89 - 1)}{0.26} = 8.06 > 2, \text{ где}$$

$$I_{\text{диф.расч}^*} = \frac{I_{\text{КЗмин}}^{(2)}}{I_{\text{номВН}}} = \frac{0.866 \cdot 347}{103.9} = 2.89, \text{ где}$$

$I_{\text{КЗмин}}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ, протекающий через защиту при внутреннем двухфазном КЗ на выводах НН в минимальном режиме при положении РПН, соответствующему напряжению 38.15 кВ ( $U_k=7\%$ , сопротивление трансформатора максимально).

Для правильности вычисления коэффициента чувствительности убедимся в том, что расчетная прямая (красная наклонная на рис.2) пересекает тормозную характеристику на втором ее участке. Для этого выполним следующее:

а) определим ординату точки пересечения расчетной прямой с тормозной характеристикой (точка  $I_{\text{диф.тх}^*}$  на рис.2).

$$I_{\text{диф.тх}^*} = \frac{I_{\text{диф.расч}^*}}{K_{\text{ч}}} = \frac{2.89}{8.06} = 0.358$$

б) сравним полученное значение  $I_{\text{диф.тх}^*}$  с величиной  $I_{\text{д.нач}^*} + K_{\text{торм}2} \cdot (I_{\text{торм}3^*} - I_{\text{торм}2^*}) = 0.26 + 0.42 \cdot (2.5 - 1.0) = 0.89 \text{ о.е.}$

Поскольку  $I_{\text{диф.тх}^*} = 0.358 < 0.89$ , то расчетное выражение для проверки  $K_{\text{ч}}$  верное. Чувствительность ДЗТ достаточная.

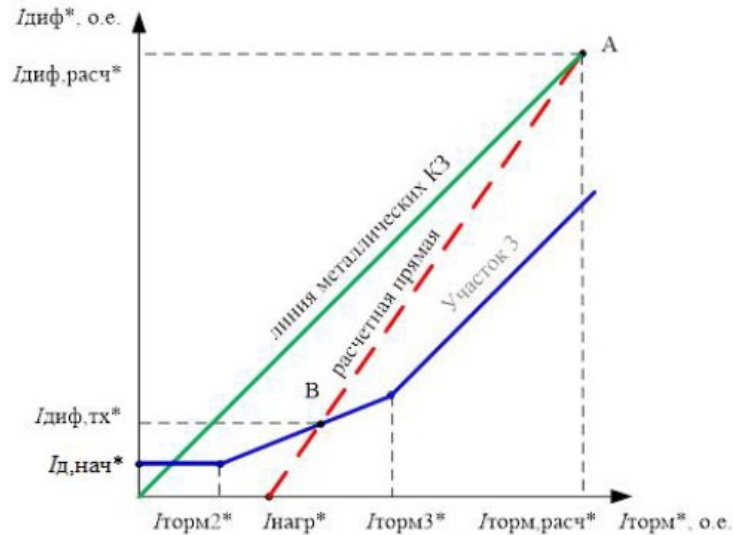


Рис. 2. К определению чувствительности ДЗТ.

### Ток срабатывания дифференциальной отсечки

**РУ:** Отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

$$I_{\text{дто}^*} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ}^*} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) = 1.5 \cdot 3.523 \cdot (3.5 \cdot 0.1 + 0.09 + 0.02) = 2.43, \text{ где}$$

$I_{\text{КЗ}^*} = I_{\text{Кмакс}}^{(3)} = 366 / 103.9 = 3.523$  о.е. - максимальный расчетный ток, равный току, проходящему через защиту при внешнем металлическом трехфазном КЗ на стороне НН при положении РПН, соответствующему напряжению 31.85 кВ (сопротивление трансформатора минимально).

При выборе тока срабатывания дифференциальной отсечки учитывается условие отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора, т.е.  $I_{\text{дто}^*} \geq 6$ .

Принимаем предварительно:  $I_{\text{дто}^*} = 6$ .

### Эффективность функционирования дифференциальной отсечки

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}^* \text{макс}}^{(3)}}{I_{\text{отс}^*}} = \frac{4.56}{6} = 0.76 < 2, \text{ здесь}$$

$I_{\text{КЗ}^* \text{макс}}^{(2)} = \frac{474}{103.9} = 4.562$  о.е. - максимальный относительный ток КЗ, протекающий через защиту при внутреннем двухфазном КЗ.

Вывод: дифференциальная отсечка неэффективна.

## 1.2 Максимальная токовая защита на стороне ВН

### Ток срабатывания МТЗ ВН

а) Согласование по току срабатывания с МТЗ НН:

$$I_{\text{с.з.МТЗ ВН}} \geq \frac{k_{\text{согл}} \cdot k_{\text{У/}\Delta}}{k_{\text{ВН/НН}}} \cdot I_{\text{с.з.МТЗ НН}} = \frac{1.1 \cdot 1.15}{31.85 / 6.3} \cdot 760 = 190.16 \text{ А, где}$$

$k_{\text{согл}}$  - коэффициент согласования;  $k_{Y/\Delta}$  - коэффициент, учитывающий группу соединения обмоток силового трансформатора;  $k_{\text{ВН/НН}}$  - коэффициент трансформации силового трансформатора;  $I_{\text{с.з.МТЗ НН}}$  - ток срабатывания МТЗ НН (см. ниже).

**б)** Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ (предварительно предполагаем отсутствие пуска по напряжению):

$$I_{\text{с.з.МТЗ ВН}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1.2 \cdot 1.5}{0.95} \cdot 103.9 = 196.86 \text{ А, где}$$

$k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки;  $k_{\text{в}}$  - коэффициент возврата;  $k_{\text{зап}}$  - коэффициент самозапуска;  $I_{\text{раб. макс.}}$  - максимальный рабочий ток, принятый равным номинальному току стороны ВН (в соответствии с томом 2223-ЭР «Часть 1. Расчет электрических режимов и токов короткого замыкания» наибольший ток на стороне ВН Т-1(Т-2) на ПС 35 кВ Терней составляет  $I_{\text{макс ВН}}=93 \text{ А}$ ).

Принимаем предварительно:  $I_{\text{с.з.МТЗ ВН}} = 200 \text{ А}$ .

#### Эффективность функционирования МТЗ ВН

Эффективность функционирования МТЗ ВН по току оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при трехфазном КЗ на секц. 6 кВ ПС 35 кВ Терней в минимальном режиме и при положении РПН, соответствующему напряжению 38.15 кВ ( $U_k=7\%$ , сопротивление трансформатора максимально).

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.МТЗ ВН}}} = \frac{318}{200} = 1.59 > 1.5$$

#### Время срабатывания МТЗ ВН

Согласование с временем срабатывания МТЗ НН:

$$t_{\text{с.з.МТЗ ВН}} = t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^1 + \Delta t = 1.3 + 0.3 = 1.6 \text{ с.}$$

Принимаем:  $I_{\text{с.з.МТЗ ВН}} = 200 \text{ А}$  (перв.),  $t_{\text{с.з.МТЗ ВН}} = 1.6 \text{ с}$  - на отключение трансформатора. Пуск по напряжению для МТЗ ВН не используем.

### **1.3 Максимальная токовая защита на стороне НН**

#### Ток срабатывания МТЗ НН

**РУ1:** Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ (с учетом наличия пуска по напряжению):

$$I_{\text{с.з.МТЗ НН}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1.2}{0.95} \cdot 577.4 = 729 \text{ А, где}$$

$I_{\text{раб. макс}}$  - максимальный рабочий ток, принятый равным номинальному току стороны НН (в соответствии с томом 2223-ЭР «Часть 1. Расчет электрических режимов и токов короткого замыкания» наибольший ток на стороне НН Т-1(Т-2) на ПС 35 кВ Терней составляет  $I_{\text{макс НН}}=513 \text{ А}$ ).

**РУ2:** Согласование по току срабатывания с МТЗ ТСН:

$$I_{\text{с.з.МТЗ НН}} \geq k_{\text{согл}} \cdot (I_{\text{с.з.МТЗ ТСН}} + I_{\text{нагр}}) = 1.1 \cdot (20 + 510) = 583 \text{ А, где}$$

$k_{\text{согл}}$  - коэффициент согласования;  $I_{\text{с.з.МТЗ ТСН}}$  - ток срабатывания МТЗ ТСН;  $I_{\text{нагр}}$  - суммарный ток нагрузки присоединений 6 кВ ПС 35 кВ Терней.

Принимаем предварительно:  $I_{\text{с.з.МТЗ НН}} = 760 \text{ А (перв.)}$

#### Эффективность функционирования МТЗ НН по току

Эффективность функционирования МТЗ на стороне НН оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при двухфазном КЗ на секц. 6 кВ ПС 35 кВ Терней в минимальном режиме и при положении РПН, соответствующему напряжению 38.15 кВ ( $U_{\text{к}}=7\%$ , сопротивление трансформатора максимально).

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.МТЗ НН}}} = \frac{1668}{760} = 2.19 > 1.5$$

#### Напряжение срабатывания измерительного органа минимального напряжения МТЗ НН

**а)** Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ:

$$U_{\text{с.з. мин}} \leq \frac{U_{\text{мин}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}} = \frac{0.85 \cdot 6.3}{1.2 \cdot 1.1} = 4.056 \text{ кВ, где}$$

$k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки;  $k_{\text{в}}$  - коэффициент возврата;  $U_{\text{мин}}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, принятое равным 0.85 от номинального напряжения трансформатора.

**б)** Отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{\text{с.з. мин}} \leq \frac{U_{\text{зап}}}{k_{\text{отс}}} = \frac{0.7 \cdot 6.3}{1.1} = 4.009 \text{ кВ, где}$$

$U_{\text{зап}}$  - первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР, принятое равным 0.7 от номинального напряжения трансформатора.

Принимаем предварительно:  $U_{\text{с.з. мин}} = 4 \text{ кВ.}$

#### Напряжение срабатывания измерительного органа максимального напряжения обратной последовательности МТЗ НН

Отстройка от напряжения небаланса, обусловленного несимметрией фазных напряжений в нормальном рабочем режиме, небаланса, обусловленного различием погрешностей разных фаз ТН:

$$U_{2\text{сз}} = (0.06 \div 0.10) \cdot U_{\text{ном}}, U_{2\text{сз}} = (0.06 \div 0.1) \cdot 6.3 = (0.378 \div 0.63) \text{ кВ.}$$

Принимаем предварительно:  $U_{2\text{сз}} = 0.5 \text{ кВ.}$

#### Эффективность функционирования МТЗ НН по напряжению

$$K_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{Кмин}}^{(2)}}{U_{2\text{сз}}} = \frac{1.63}{0.5} = 3.26 > 1.5,$$

здесь  $U_{2\text{сз}}$  - напряжение обратной последовательности при двухфазном КЗ на секц. 6 кВ ПС 35 кВ Терней в минимальном режиме.

#### Время срабатывания МТЗ НН

а) Согласование с временем срабатывания МТЗ фидера 10 кВ:

$$t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^1 = t_{\text{с.з.МТЗ фид.10кВ}} + \Delta t = 1 + 0.3 = 1.3 \text{ с};$$

здесь  $t_{\text{с.з.МТЗ фид.10кВ}}^2$  - наибольшее время срабатывания МТЗ фидера 10 кВ (принимая 1 с).

б) Согласование с временем срабатывания МТЗ ТСН:

$$t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^1 = t_{\text{с.з.МТЗ ТСН}} + \Delta t = 0.4 + 0.3 = 0.7 \text{ с.}$$

Принимаем:  $I_{\text{с.з.МТЗ НН}} = 760 \text{ А (перв.)}$ ,  $U_{\text{с.з.мин}} = 4 \text{ кВ}$ ,  $U_{2\text{с.з.}} = 0.5 \text{ кВ}$ ,  $t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^1 = 1.3 \text{ с}$  на отключение выключателя ввода 6 кВ и  $t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^2 = 1.6 \text{ с}$  - на отключение трансформатора со всех сторон. Используется комбинированный пуск по напряжению.

### 1.4 Защита силового трансформатора от перегрузки (ЗП)

#### Ток срабатывания ЗП

**РУ:** Обеспечение устойчивого возврата токового измерительного органа защиты после отключение внешнего КЗ или снятия перегрузки:

$$I_{\text{с.з.ЗПВН}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{номВН}} = \frac{1.05}{0.95} \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = \frac{1.05}{0.95} \cdot 103.9 = 114.83 \text{ А},$$

где  $k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки;  $k_{\text{в}}$  - коэффициент возврата;  $I_{\text{номВН}}$  - номинальный ток обмотки ВН трансформатора.

#### Время срабатывания ЗП

**РУ:** Отстройка от режимов с возможными кратковременными токовыми перегрузками.

Принимаем:  $I_{\text{с.з.ЗПВН}} = 115 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{\text{с.з.ЗПВН}} = 9 \text{ с}$  (действует на сигнал).

### 1.5 Токовая отсечка силовых трансформаторов

#### Ток срабатывания ТО

**РУ:** Отстройка от тока через защиту при внешнем КЗ на выводах 6 кВ:

$$I_{\text{с.з.ТО}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1.3 \cdot 366 = 475.8 \text{ А, где}$$

$k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки;  $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$  - максимальный ток через защиту при трехфазном КЗ на секц. 6 кВ.

При токе срабатывания равном  $I_{\text{с.з.ТО}} = 480 \text{ А}$  отсечка уже неэффективна:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.макс}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.ТО}}} = \frac{474}{480} < 1, \text{ здесь } I_{\text{к.макс}}^{(3)} - \text{максимальный ток при трехфазном КЗ на выводах 35}$$

кВ Т-1(Т-2) ПС 35 кВ Терней.

Вывод: не используем токовую отсечку.

## 1.6 Максимальная токовая защита ТСН

### Ток срабатывания МТЗ ТСН

**РУ:** Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ:

$$I_{с.з.МТЗ\ ТСН} \geq \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{раб.макс.} = \frac{1.2}{0.95} \cdot 15.4 = 19.45 \text{ А, где}$$

$I_{раб.макс.}$  - максимальный рабочий ток, принятый равным номинальному току ТСН (160 кВА).

Принимаем предварительно:  $I_{с.з.МТЗ\ ТСН} = 20 \text{ А (перв.)}$ .

### Эффективность функционирования МТЗ ТСН

Эффективность функционирования МТЗ ТСН оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при трехфазном КЗ на выводах 0.4 кВ ТСН ПС 35 кВ Терней в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(3)}}{I_{с.з.МТЗ\ ТСН}} = \frac{277}{20} = 13.85 > 1.5$$

### Время срабатывания МТЗ ТСН

**РУ:** Согласование с временем срабатывания автоматического выключателя (АВ) на стороне 0.4 кВ:

$$t_{с.з.МТЗ\ ТСН} = t_{с.з.АВ0.4\text{кВ}} + \Delta t = 0.1 + 0.3 = 0.4 \text{ с.}$$

Принимаем:  $I_{с.з.МТЗ\ ТСН} = 20 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{с.з.МТЗ\ ТСН} = 0.4 \text{ с.}$

## 1.7 Токовая отсечка ТСН

### Ток срабатывания ТО ТСН

**РУ:** Отстройка от тока через защиту при внешнем КЗ на выводах 0.4 кВ ТСН:

$$I_{с.з.ТО\ ТСН} \geq k_{отс} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1.3 \cdot 413 = 537 \text{ А, где}$$

$k_{отс}$  - коэффициент отстройки;  $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$  - максимальный ток через защиту при трехфазном КЗ на выводах 0.4 кВ ТСН (сопротивление Т-1(Т-2) на ПС 35 кВ Терней минимально).

Принимаем предварительно:  $I_{с.з.ТО\ ТСН} = 550 \text{ А (перв.)}$ . При такой настройке ТО отстроена от тока БТН.

### Эффективность функционирования токовой отсечки ТСН

Эффективность функционирования ТО ТСН оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при двухфазном КЗ на выводах 6 кВ ТСН в нормальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмакс}}^{(2)}}{I_{с.з.ТО\ ТСН}} = \frac{1697}{570} = 2.98 > 1.5$$

Принимаем:  $I_{с.з.ТО\ ТСН} = 570 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{с.з.ТО\ ТСН} = 0 \text{ с.}$



## 1.8 Защита ТСН от перегрузки на стороне ВН

### Ток срабатывания ЗП ТСН

**РУ:** Обеспечение устойчивого возврата токового измерительного органа защиты после отключение внешнего КЗ или снятия перегрузки:

$$I_{с.з.ЗПТСН} \geq \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{номВН} = \frac{1.05}{0.95} \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 6} = \frac{1.05}{0.95} \cdot 15.4 = 17.02 \text{ А},$$

где  $I_{номВН}$  – номинальный ток обмотки ВН ТСН.

Принимаем:  $I_{с.з.ЗПТСН} = 17 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{с.з.ЗПТСН} = 9 \text{ с}$  (действует на сигнал).

## 1.9 Логическая защита шин 6 кВ

Токовый контроль логической защиты шин (ЛЗШ) 6 кВ определим по условию обеспечение требуемой чувствительности при двухфазном КЗ на секц. 6 кВ ПС 35 кВ Терней в минимальном режиме:

$$I_{ткЛЗШ} \leq \frac{I_{Кмин}^{(2)}}{K_q} = \frac{1668}{2} = 834 \text{ А}.$$

Принимаем:  $I_{ткЛЗШ} = 800 \text{ А}$ ,  $t_{ЛЗШ} = 0.15 \text{ с}$ .

## 2 Расчет настроек РЗА КТП 35/10 кВ

На КТП 35/10 кВ устанавливается силовой трансформатор мощностью 160 кВА, номинальным напряжением обмоток ВН и НН равным 35 кВ и 10 кВ.

### 2.1 МТЗ ф.10 кВ «Благодатное»

#### Ток срабатывания МТЗ ф.10 кВ «Благодатное»

**РУ:** Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ:

$$I_{с.з.МТЗ \text{ ф. "Благодатное"}} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зап}}{k_B} \cdot I_{раб.макс.} = \frac{1.2 \cdot 1.1}{0.95} \cdot 5.77 = 8.02 \text{ А},$$

где  $I_{раб.макс.}$  - максимальный рабочий ток, принятый равным номинальному току трансформатора на ПС 10 кВ «Благодатное» (100 кВА).

Принимаем предварительно:  $I_{с.з.МТЗ \text{ ф. "Благодатное"}} = 8 \text{ А}$ .

#### Эффективность функционирования МТЗ ф.10 кВ «Благодатное»

Эффективность функционирования МТЗ ф.10 кВ «Благодатное» оценим по коэффициенту чувствительности  $K_q$  при:

а) двухфазном КЗ на секц. 10 кВ ПС 10 кВ «Благодатное» (зона основного действия):

$$K_q = \frac{I_{Кмин}^{(2)}}{I_{с.з.МТЗ \text{ ф. "Благодатное"}}} = \frac{0.866 \cdot 121}{8} = \frac{105}{8} = 13.12 > 1.5 \text{ (минимальный режим);}$$

б) трехфазном КЗ на секц. 0.4 кВ ПС 10 кВ «Благодатное» (зона дальнего резервирования):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.МТЗ ф. "Благодатное"}}} = \frac{63}{8} = 7.87 > 1.2 \text{ (минимальный режим).}$$

### Время срабатывания МТЗ ф.10 кВ «Благодатное»

**РУ:** Согласование с временем срабатывания предохранителя 10 кВ на ПС 10 кВ «Благодатное»

$$t_{\text{с.з.МТЗ ф. "Благодатное"}} \geq t_{\text{ПКТ}} + \Delta t = 0.019 + 0.6 = 0.69 \text{ с,}$$

здесь  $t_{\text{ПКТ}}$  - время плавления предохранителя (8 А) при токе, равном  $0.8 \cdot I_{\text{Кмин}}^{(2)} = 0.8 \cdot 105 = 84 \text{ А}$  ( $I_{\text{Кмин}}^{(2)}$  - двухфазное КЗ на секц. 10 кВ ПС 10 кВ «Благодатное» в минимальном режиме, см. рис.3).

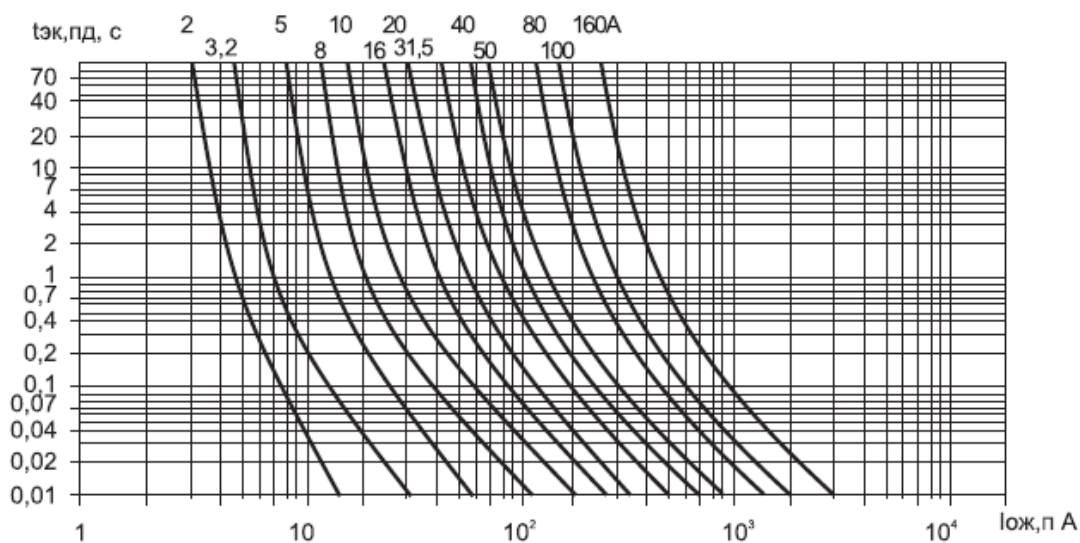


Рис.3. Характеристики предельно допустимых перегрузок предохранителей 10 кВ серии ПКТ.

**Принимаем:**  $I_{\text{с.з.МТЗ ф. "Благодатное"}} = 8 \text{ А}$ ,  $t_{\text{с.з.МТЗ ф. "Благодатное"}} = 0.7 \text{ с}$ .

## **2.2 Токовая отсечка ф.10 кВ «Благодатное»**

### Ток срабатывания ТО

**РУ:** Отстройка от тока через защиту при внешнем КЗ на секц. 0.4 кВ ПС 10 кВ «Благодатное»:

$$I_{\text{с.з.ТО ф. "Благодатное"}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{К.макс}}^{(3)} = 1.2 \cdot 84 = 100.8 \text{ А, где}$$

$I_{\text{К.макс}}^{(3)}$  - максимальный ток через защиту при трехфазном КЗ на секц. 0.4 кВ ПС 10 кВ «Благодатное».

Принимаем предварительно:  $I_{\text{с.з.ТО ф. "Благодатное"}} = 102 \text{ А}$ .

### Эффективность функционирования ТО

Эффективность функционирования ТО оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при КЗ на выводах 10 кВ ПС 10 кВ «Благодатное»:

$$а) K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.ТО ф. "Благодатное"}}} = \frac{115}{102} = 1.13 < 1.5, \quad \text{здесь } I_{\text{Кмин}}^{(2)} - \text{ток через защиту при}$$

двухфазном КЗ в минимальном режиме;

$$б) K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.ТО ф. "Благодатное"}}} = \frac{132}{102} = 1.29 \approx 1.3, \quad \text{здесь } I_{\text{К}}^{(3)} - \text{ток через защиту при трехфазном}$$

КЗ в нормальном режиме.

$$\text{Принимаем: } I_{\text{с.з.ТО ф. "Благодатное"}} = 102 \text{ А}, \quad t_{\text{с.з.ТО ф. "Благодатное"}} = 0.1 \text{ с.}$$

### 2.3 МТЗ ф.10 кВ «КПП»

#### Ток срабатывания МТЗ ф.10 кВ «КПП»

**РУ:** Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ:

$$I_{\text{с.з.МТЗ ф. "Благодатное"}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.}} = \frac{1.2 \cdot 1}{0.95} \cdot 2.3 = 2.905 \text{ А, где}$$

$I_{\text{раб.макс.}}$  - максимальный рабочий ток, принятый равным номинальному току трансформатора на КПП 10/0.4 кВ (40 кВА).

Принимаем предварительно:  $I_{\text{с.з.МТЗ ф. "КПП"}} = 3 \text{ А (перв.)}$ .

#### Эффективность функционирования МТЗ ф.10 кВ «КПП»

Эффективность функционирования МТЗ ф.10 кВ «КПП» оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при:

а) двухфазном КЗ на секц. 10 кВ КПП 10/0.4 кВ (зона основного действия):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.МТЗ ф. "КПП"}}} = \frac{0.866 \cdot 122}{3} = \frac{106}{3} = 35.3 > 1.5 \quad (\text{минимальный режим});$$

б) трехфазном КЗ на секц. 0.4 кВ КПП 10/0.4 кВ (зона дальнего резервирования):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.МТЗ ф. "КПП"}}} = \frac{37}{3} = 12.3 > 1.2 \quad (\text{минимальный режим}).$$

#### Время срабатывания МТЗ ф.10 кВ «КПП»

**РУ:** Согласование с временем срабатывания предохранителя 10 кВ на КПП 10/0.4 кВ

$$t_{\text{с.з.МТЗ ф. "КПП"}} \geq t_{\text{ПКТ}} + \Delta t = 0 + 0.6 = 0.6 \text{ с,}$$

здесь  $t_{\text{ПКТ}}$  - время плавления предохранителя (5 А) при токе, равном  $0.8 \cdot I_{\text{Кмин}}^{(2)} = 0.8 \cdot 106 = 84.8 \text{ А}$  ( $I_{\text{Кмин}}^{(2)}$  - двухфазном КЗ на секц. 10 кВ КПП 10/0.4 кВ в минимальном режиме, см. рис.3).

$$\text{Принимаем: } I_{\text{с.з.МТЗ ф. "КПП"}} = 3 \text{ А}, \quad t_{\text{с.з.МТЗ ф. "КПП"}} = 0.6 \text{ с.}$$

### 2.4 Токовая отсечка ф.10 кВ «КПП»

#### Ток срабатывания ТО

**РУ:** Отстройка от тока через защиту при внешнем КЗ на секц. 0.4 кВ ПС 10 кВ «КПП»:

$$I_{\text{с.з.ТО ф. "КПП"}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Кмакс}}^{(3)} = 1.3 \cdot 49 = 63.7 \text{ А, где}$$

$I_{к.макс}^{(3)}$  - максимальный ток через защиту при трехфазном КЗ на секц. 0.4 кВ ПС 10 кВ «КПП».

Принимаем предварительно:  $I_{с.з.ТО ф. "КПП"} = 70 \text{ А}$ .

### Эффективность функционирования ТО

Эффективность функционирования ТО оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при двухфазном КЗ на выводах 10 кВ ПС 10 кВ «КПП» в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{с.з.ТО ф. "КПП"}} = \frac{106}{70} = 1.51 > 1.5$$

Принимаем:  $I_{с.з.ТО ф. "КПП"} = 70 \text{ А}$ ,  $t_{с.з.ТО ф. "КПП"} = 0.1 \text{ с}$ .

### **2.5 МТЗ на стороне НН КТП 35/10 кВ**

#### Ток срабатывания МТЗ НН

**РУ1:** Согласование по току срабатывания с МТЗ фидера 10 кВ:

$$\text{а) } I_{с.з.МТЗ НН} \geq k_{\text{согл}} \cdot (I_{с.з.МТЗ ф. "Благодатное"} + I_{\text{нагр}}) = 1.1 \cdot (8 + 1.5) = 10.45 \text{ А},$$

где  $I_{с.з.МТЗ ф. "Благодатное"}$  - ток срабатывания МТЗ ф. 10 кВ «Благодатное»;  $I_{\text{нагр}}$  - ток нагрузки по ф. 10 кВ «КПП».

$$\text{б) } I_{с.з.МТЗ НН} \geq k_{\text{согл}} \cdot (I_{с.з.МТЗ ф. "КПП"} + I_{\text{нагр}}) = 1.1 \cdot (3 + 6.1) = 10.01 \text{ А},$$

где  $I_{с.з.МТЗ ф. "КПП"}$  - ток срабатывания МТЗ ф. 10 кВ «КПП»;  $I_{\text{нагр}}$  - ток нагрузки по ф. 10 кВ «Благодатное».

**РУ2:** Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ:

$$I_{с.з.МТЗ НН} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1.2 \cdot 1.5}{0.95} \cdot 8.8 = 16.67 \text{ А},$$

где  $I_{\text{раб.макс}}$  - максимальный рабочий ток (принят равным номинальному току стороны НН)

Принимаем предварительно:  $I_{с.з.МТЗ НН} = 20 \text{ А (перв.)}$

#### Эффективность функционирования МТЗ НН

Эффективность функционирования МТЗ НН КТП 35/10 кВ оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при:

а) двухфазном КЗ на секц. 10 кВ КТП 35/10 кВ (зона основного действия):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{с.з.МТЗ НН}} = \frac{0.866 \cdot 122}{20} = \frac{106}{20} = 5.3 > 1.5 \text{ (минимальный режим);}$$

б) двухфазном КЗ на секц. 10 кВ ПС 10 кВ «Благодатное» (зона дальнего резервирования):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{с.з.МТЗ НН}} = \frac{0.866 \cdot 121}{20} = \frac{105}{20} = 5.24 > 1.2 \text{ (минимальный режим).}$$

в) двухфазном КЗ на секц. 10 кВ КПП 10/0.4 кВ (зона дальнего резервирования):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.МТЗ НН}}} = \frac{0.866 \cdot 123}{20} = \frac{107}{20} = 5.35 > 1.2 \quad (\text{минимальный режим}).$$

### Время срабатывания МТЗ НН

Согласование с временем срабатывания МТЗ фидера 10 кВ:

$$1) t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^1 = t_{\text{с.з.МТЗ ф. "Благодатное"}} + \Delta t = 0.7 + 0.3 = 1 \text{ с};$$

где  $t_{\text{с.з.МТЗ ф. "Благодатное"}}$  - время МТЗ ф. 10 кВ «Благодатное».

$$2) t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^1 = t_{\text{с.з.МТЗ ф. "КПП"}} + \Delta t = 0.6 + 0.3 = 0.9 \text{ с};$$

где  $t_{\text{с.з.МТЗ ф. "КПП"}}$  - время МТЗ ф. 10 кВ «КПП».

Принимаем:  $I_{\text{с.з.МТЗ НН}} = 20 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^1 = 1 \text{ с}$  - на отключение выключателя ввода 10 кВ и  $t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^2 = 1.3 \text{ с}$  - на отключение трансформатора со всех сторон.

## 2.6 МТЗ на стороне ВН КТП 35/10 кВ

### Ток срабатывания МТЗ ВН

**РУ1:** Согласование по току срабатывания с МТЗ НН:

$$I_{\text{с.з.МТЗ ВН}} \geq \frac{k_{\text{согл}} \cdot k_{\text{У/Δ}}}{k_{\text{ВН/НН}}} \cdot I_{\text{с.з.МТЗ НН}} = \frac{1.1 \cdot 1.15}{35/10.5} \cdot 20 = 7.59 \text{ А},$$

где  $I_{\text{с.з.МТЗ НН}}$  - ток срабатывания МТЗ НН (см. выше).

**РУ2:** Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ:

$$I_{\text{с.з.МТЗ ВН}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб. макс}} = \frac{1.2 \cdot 1.5}{0.95} \cdot 2.64 = 5.002 \text{ А}, \text{ где}$$

$I_{\text{раб. макс.}}$  - максимальный рабочий ток (принят равным номинальному току стороны ВН).

Принимаем предварительно:  $I_{\text{с.з.МТЗ ВН}} = 10 \text{ А}$ .

### Эффективность функционирования МТЗ ВН

Эффективность функционирования МТЗ ВН по току оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при трехфазном КЗ на секц. 10 кВ КТП 35/10 кВ в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.МТЗ ВН}}} = \frac{37}{10} = 3.7 > 1.5$$

### Время срабатывания МТЗ ВН

Согласование с временем срабатывания МТЗ НН:

$$t_{\text{с.з.МТЗ ВН}} = t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^1 + \Delta t = 1 + 0.3 = 1.3 \text{ с}.$$

Принимаем:  $I_{\text{с.з.МТЗ ВН}} = 10 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{\text{с.з.МТЗ ВН}} = 1.3 \text{ с}$  - на отключение трансформатора.

## 2.7 Токовая отсечка на стороне ВН КТП 35/10 кВ

### Ток срабатывания ТО

**РУ:** Отстройка от тока через защиту при внешнем КЗ на секц. 10 кВ КТП 35/10 кВ:

$$I_{с.з.ТО} \geq k_{отс} \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1.3 \cdot 48 = 62.4 \text{ А},$$

где  $I_{к.макс}^{(3)}$  - максимальный ток через защиту при трехфазном КЗ на секц. 0.4 кВ КТП 35/10 кВ в максимальном режиме.

Принимаем предварительно:  $I_{с.з.ТО} = 80 \text{ А}$  (перв.). При такой настройке ТО отстроена от тока БТН.

#### Эффективность функционирования ТО

Эффективность функционирования ТО оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при двухфазном КЗ на выводах 35 кВ КТП 35/10 кВ в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К\text{мин}}^{(2)}}{I_{с.з.ТО}} = \frac{420}{80} = 5.25 > 1.5$$

Принимаем:  $I_{с.з.ТО} = 80 \text{ А}$ ,  $t_{с.з.ТО} = 0.1 \text{ с}$ .

### **3 Расчет настроек токовых защит реклоузера 35 кВ («Ханов ключ»)**

Реклоузер 35 кВ устанавливается на КВЛ 35 кВ Пластун – Терней с отпайками в месте отпайки на ПС 35 кВ «Ханов ключ».

#### **3.1 Расчет настроек МТЗ реклоузера 35 кВ («Ханов ключ»)**

##### Ток срабатывания МТЗ реклоузера 35 кВ

**РУ:** Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ:

$$I_{с.з.МТЗ \text{ рекл.} 35 \text{ кВ}} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{сз}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.}} = \frac{1.2 \cdot 1.1}{0.95} \cdot 1.65 = 2.29 \text{ А},$$

где  $I_{\text{раб.макс.}}$  - максимальный рабочий ток, принятый равным номинальному току трансформатора на ПС 35 кВ «Ханов ключ» (100 кВА).

Принимаем предварительно:  $I_{с.з.МТЗ \text{ рекл.} 35 \text{ кВ}} = 5 \text{ А}$  (перв.).

##### Эффективность функционирования МТЗ реклоузера 35 кВ

Эффективность функционирования МТЗ реклоузера 35 кВ оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при:

а) двухфазном КЗ на секц. 35 кВ ПС 35 кВ «Ханов ключ» (зона основного действия):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К\text{мин}}^{(2)}}{I_{с.з.МТЗ \text{ рекл.} 35 \text{ кВ}}} = \frac{0.866 \cdot 657}{5} = \frac{569}{5} = 113.8 > 1.5 \text{ (минимальный режим);}$$

б) трехфазном КЗ на секц. 0.4 кВ ПС 35 кВ «Ханов ключ» (зона дальнего резервирования):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К\text{мин}}^{(3)}}{I_{с.з.МТЗ \text{ рекл.} 35 \text{ кВ}}} = \frac{26}{5} = 5.2 > 1.2 \text{ (минимальный режим).}$$

##### Время срабатывания МТЗ реклоузера 35 кВ

**РУ:** Согласование с временем срабатывания предохранителя 35 кВ на ПС 35 кВ «Благодатное»

$$t_{с.з.МТЗ \text{ рекл.}35\text{кВ}} \geq t_{\text{ПКТ}} + \Delta t = 0 + 0.6 = 0.6 \text{ с},$$

здесь  $t_{\text{ПКТ}}$  - время плавления предохранителя (3.2 А) при токе, равном  $0.8 \cdot I_{\text{Кмин}}^{(2)} = 0.8 \cdot 569 = 455.2 \text{ А}$  ( $I_{\text{Кмин}}^{(2)}$  - двухфазное КЗ на секц. 35 кВ ПС 35 кВ «Ханов ключ» в минимальном режиме).

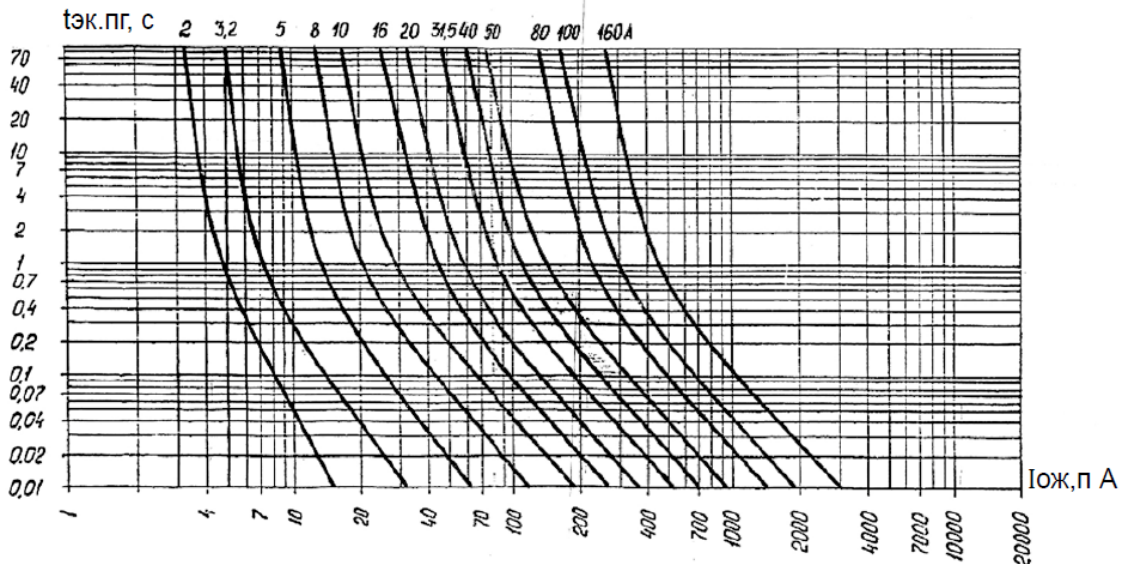


Рис.4. Характеристики предельно допустимых перегрузок предохранителей 10 кВ, 20 кВ и 35 кВ серии ПКТ.

Принимаем:  $I_{с.з.МТЗ \text{ рекл.}35\text{кВ}} = 5 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{с.з.МТЗ \text{ рекл.}35\text{кВ}} = 0.6 \text{ с}$ .

### 3.2 Расчет настроек ТО реклоузера 35 кВ («Ханов ключ»)

#### Ток срабатывания ТО

**РУ:** Отстройка от тока через защиту при внешнем КЗ на секц. 0.4 кВ ПС 35 кВ «Ханов ключ»:

$$I_{с.з.ТО \text{ рекл.}35\text{кВ}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{К.макс}}^{(3)} = 1.3 \cdot 31 = 40.3 \text{ А},$$

где  $I_{\text{К.макс}}^{(3)}$  - максимальный ток через защиту при трехфазном КЗ на секц. 0.4 кВ ПС 35 кВ «Ханов ключ».

Принимаем предварительно:  $I_{с.з.ТО \text{ рекл.}35\text{кВ}} = 70 \text{ А}$ .

#### Эффективность функционирования ТО

Эффективность функционирования ТО оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при двухфазном КЗ на выводах 35 кВ ПС 10 кВ «Ханов ключ» в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{с.з.ТО \text{ рекл.}35\text{кВ}}} = \frac{526}{100} = 5.26 > 1.5$$

Принимаем:  $I_{с.з.ТО \text{ рекл.}35\text{кВ}} = 100 \text{ А}$ ,  $t_{с.з.ТО \text{ рекл.}35\text{кВ}} = 0.1 \text{ с}$ .

### 4 Расчет настроек устройств РЗА на ПС 110 кВ Пластун

На ПС 110 кВ Пластун устанавливается новый силовой трансформатор Т-1 мощностью 16 МВА, номинальными напряжениями обмоток ВН, СН и НН равными 115 кВ, 38.5 кВ и 11 кВ, с устройством РПН на стороне ВН, имеющим диапазон:  $\pm 9 \times 1.78\%$ .

#### 4.1 Расчет настроек ДЗТ Т-1 ПС 110 кВ Пластун

Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) выполняется в виде дифференциальной токовой защиты с торможением от тормозного тока. Характеристика срабатывания ДЗТ представлена на Рис.1.

Дифференциальный ток определяется как модуль векторной суммы токов плеч защиты по выражению  $I_{\text{дифф}} = |\dot{I}_{\phi}^{(1)} + \dot{I}_{\phi}^{(2)} + \dot{I}_{\phi}^{(3)}|$ . Тормозной ток равен наибольшему из токов плеч всех фаз дифференциально защиты.

#### Коэффициенты цифрового выравнивания

Коэффициенты цифрового выравнивания для ДЗТ определяются по выражению:

$$k_{\text{выр.п}} = \frac{I_{\text{ном.ГТ,перв.п}} \cdot I_{\text{ном.ПТТ,п}}}{I_{\text{баз,п}} \cdot I_{\text{ном.ГТ,втор.п}}} \cdot 100\%, \quad I_{\text{баз,п}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз,п}}}, \text{ где}$$

$I_{\text{баз,п}}$  - базисный ток, рассчитываемый для каждой из сторон п отдельно;

$S_{\text{баз}}$  - базисная мощность, равная мощности наиболее мощной обмотки трансформатора;

$U_{\text{баз,п}}$  - базисное напряжение, равное номинальному напряжению трансформатора, соответствующей стороне п.

$$I_{\text{баз}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80.3 \text{ А}, \quad I_{\text{баз}}^{\text{СН}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{\text{СН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 240 \text{ А},$$

$$I_{\text{баз}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{\text{НН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839.8 \text{ А},$$

$$k_{\text{выр.ВН}} = \frac{300 \cdot 1}{80.3 \cdot 5} \cdot 100\% = 74.7\%, \quad k_{\text{выр.СН}} = \frac{400 \cdot 1}{240 \cdot 5} \cdot 100\% = 33.3\%,$$

$$k_{\text{выр.НН}} = \frac{1000 \cdot 1}{839.8 \cdot 5} \cdot 100\% = 23.8\%.$$

#### Начальный тормозной ток второго участка

Принимаем:  $I_{\text{торм2*}} = 1$

#### Начальный ток срабатывания ДЗТ

**Расчетное условие (РУ):** Отстройка от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах.

$$I_{\text{д.нач}*} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}*} = 1.2 \cdot 0.28 = 0.336, \text{ где}$$

$k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки;



$I_{\text{нб.расч}^*}$  - относительный ток небаланса, определяемый для режима, соответствующего началу торможения, по выражению:

$$I_{\text{нб.расч}^*} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{расч}^*} = (1 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.02) \cdot 1 = 0.28, \text{ где}$$

$k_{\text{одн}}$  - коэффициент однотипности ТТ;

$k_{\text{пер}}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ;

$\Delta U_{\text{рег}}$  - относительная погрешность, обусловленная наличием РПН;

$\Delta f_{\text{выр}}$  - относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$I_{\text{расч}^*}$  - относительный ток, равный номинальному току трансформатора (1 о.е.)

Принимаем:  $I_{\text{д.нач}^*} = 0.34 \text{ о.е.}$

### Коэффициент торможения второго участка

$$K_{\text{торм}2} \geq \frac{I_{\text{диф.расч}^*} - I_{\text{д.нач}^*}}{I_{\text{торм.расч}^*} - I_{\text{торм}2^*}} = \frac{3.12 - 0.34}{6.84 - 1} = 0.476, \text{ где}$$

$I_{\text{диф.расч}^*} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}^*} = 1.2 \cdot 2.6 = 3.12 \text{ о.е.}$  - относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$$I_{\text{нб.расч}^*} = (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{торм.расч}^*} = (2 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.02) \cdot 6.84 = 2.6, \text{ здесь}$$

$I_{\text{торм.расч}^*} = I_{\text{Кмакс}}^{(3)} = 549 / 80.3 = 6.84 \text{ о.е.}$  - максимальный расчетный ток, равный току, проходящему через защиту при внешнем металлическом трехфазном КЗ на стороне НН при положении РПН, соответствующему напряжению 96.6 кВ (ток КЗ на стороне СН составляет 411 А).

Принимаем:  $K_{\text{торм}2} = 0.48.$

### Начальный тормозной ток третьего участка

Принимаем:  $I_{\text{торм}3^*} = 2.5$

### Коэффициент торможения третьего участка

$$K_{\text{торм}3} \geq \frac{I_{\text{диф.расч}^*} - I_{\text{диф.Кторм}2^*}}{I_{\text{торм.расч}^*} - I_{\text{торм}3^*}} = \frac{13.92 - 1.06}{20 - 2.5} = 0.735, \text{ где}$$

$I_{\text{диф.расч}^*} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}^*} = 1.2 \cdot 11.6 = 13.92 \text{ о.е.}$  - относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания;

$$I_{\text{нб.расч}^*} = (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{торм.расч}^*} = (4 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.02) \cdot 20 = 11.6 \text{ о.е.}$$

- расчетный ток небаланса при  $k_{\text{пер}} = 4$ ;

$$I_{\text{диф.Кторм}2^*} = I_{\text{д.нач}^*} + K_{\text{торм}2} \cdot (I_{\text{торм}3^*} - I_{\text{торм}2^*}) = 0.34 + 0.48 \cdot (2.5 - 1) = 1.06 \text{ о.е.}$$

- относительный расчетный дифференциальный ток, соответствующий концу второго участка тормозной характеристики;

$I_{\text{торм.расч}^*} = 20$  о.е. – тормозной ток в расчетном режиме, принимается равным коэффициенту приведенной предельной кратности при реальной нагрузке  $k'_{10}$ , который допустимо принять равным 20;

$I_{\text{торм}3}$  - начальный тормозной ток третьего участка.

Принимаем:  $K_{\text{торм}3} = 0.74$ .

### Эффективность функционирования ДЗТ

Оценка эффективности функционирования ДЗТ оценивается по коэффициенту чувствительности по выражению:

$$\text{а) } K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}^*} - K_{\text{торм}2} \cdot (I_{\text{торм.расч}^*} - 1)}{I_{\text{д.нач}^*}} = \frac{4.2 - 0.48 \cdot (4.2 - 1)}{0.34} = 7.83 > 2, \text{ где}$$

$$I_{\text{диф.расч}^*} = \frac{I_{\text{КЗмин}}}{I_{\text{номВН}}} = \frac{0.866 \cdot 390}{80.3} = 4.2, \text{ здесь } I_{\text{КЗмин}} - \text{ значение минимального тока КЗ,}$$

протекающий через защиту при внутреннем двухфазном КЗ на выводах НН в минимальном режиме при положении РПН, соответствующему напряжению 126 кВ.

$$\text{б) } K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}^*} - K_{\text{торм}2} \cdot (I_{\text{торм.расч}^*} - 1)}{I_{\text{д.нач}^*}} = \frac{2.91 - 0.48 \cdot (2.91 - 1)}{0.34} = 5.86 > 2, \text{ где}$$

$$I_{\text{диф.расч}^*} = \frac{I_{\text{КЗмин}}}{I_{\text{номВН}}} = \frac{0.866 \cdot 270}{80.3} = 2.91, \text{ здесь } I_{\text{КЗмин}} - \text{ значение минимального тока КЗ,}$$

протекающего через защиту при внутреннем двухфазном КЗ на выводах СН в минимальном режиме при положении РПН, соответствующему напряжению 126 кВ.

Для правильности вычисления коэффициента чувствительности убедимся в том, что расчетная прямая (красная наклонная на рис.2) пересекает тормозную характеристику на втором ее участке. Для этого выполним следующее:

а) определим ординату точки пересечения расчетной прямой с тормозной характеристикой (точка  $I_{\text{диф.тх}^*}$  на рис.2).

$$\text{а.1) } I_{\text{диф.тх}^*} = \frac{I_{\text{диф.расч}^*}}{k_{\text{ч}}} = \frac{4.2}{7.83} = 0.536$$

$$\text{а.2) } I_{\text{диф.тх}^*} = \frac{I_{\text{диф.расч}^*}}{k_{\text{ч}}} = \frac{2.91}{5.86} = 0.496$$

б) сравним полученные значения  $I_{\text{диф.тх}^*}$  с величиной  $I_{\text{д.нач}^*} + K_{\text{торм}2} \cdot (I_{\text{торм}3} - I_{\text{торм}2}) = 0.34 + 0.48 \cdot (2.5 - 1.0) = 1.06$  о.е.

Поскольку  $I_{\text{диф.тх}^*} < 1.06$ , то расчетное выражение для проверки  $K_{\text{ч}}$  верное. Чувствительность ДЗТ достаточная.

### **Ток срабатывания дифференциальной отсечки**

**РУ:** Отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

$$I_{\text{дт}0} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ}^*} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) = 1.5 \cdot 6.84 \cdot (3.5 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.02) = 5.44, \text{ где}$$

$I_{КЗ*} = I_{Кмакс}^{(3)} = 549 / 80.3 = 6.84$  о.е. - максимальный расчетный ток, равный току, проходящему через защиту при внешнем металлическом трехфазном КЗ на стороне НН при положении РПН, соответствующему напряжению 96.6 кВ (ток КЗ на стороне СН составляет 411 А).

При выборе тока срабатывания дифференциальной отсечки учитывается условие отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора, т.е.  $I_{дто*} \geq 6$ .

Принимаем предварительно:  $I_{дто*} = 6$ .

#### Эффективность функционирования дифференциальной отсечки

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ*макс}^{(2)}}{I_{отс*}} = \frac{11.14}{6} = 1.86 > 1.5, \text{ здесь}$$

$I_{КЗ*макс}^{(2)} = \frac{895}{80.3} = 11.14$  о.е. - максимальный относительный ток КЗ, протекающий через защиту при внутреннем двухфазном КЗ на выводах 110 кВ.

Принимаем:  $I_{отс*} = 6$ .

### 4.2 Расчет настроек ДЗТ Т-2 ПС 110 кВ Пластун

На ПС 110 кВ Пластун установлен существующий трансформатор Т-2 типа ТДТН-16000/115±9×1.78%/38.5±2×2.5%/10.5.

В настоящее время дифференциальная защита Т-2 выполнена с применением реле типа РНТ-565. Выбор настроек ДЗТ выполнен в соответствии с Руководящими указаниями по релейной защите. Вып.13Б «Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ».

#### Коэффициенты трансформации ТТ и схемы соединения ТТ:

- 1) на стороне 115 кВ:  $K_{ТТ} = 200/5$ , ТТ соединены в треугольник;
- 2) на стороне 38.5 кВ:  $K_{ТТ} = 400/5$ , ТТ соединены в треугольник;
- 3) на стороне 10.5 кВ:  $K_{ТТ} = 1000/5$ , ТТ соединены в полную звезду.

#### Первичные токи сторон трансформатора Т-2, соответствующие номинальной мощности:

$$I_{НОМ}^{ВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}^{ВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80.3 \text{ А}, \quad I_{НОМ}^{СН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}^{СН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 240 \text{ А},$$

$$I_{НОМ}^{НН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}^{НН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 879.8 \text{ А},$$

#### Вторичные токи в плечах защиты:

$$i_{ВТОР.}^{ВН} = \frac{I_{НОМ}^{ВН} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{80.3 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 3.48 \text{ А}, \quad i_{ВТОР.}^{СН} = \frac{I_{НОМ}^{СН} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{240 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 5.2 \text{ А},$$

$$i_{ВТОР.}^{НН} = \frac{I_{НОМ}^{НН} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{879.8 \cdot 1}{1000/5} = 4.4 \text{ А}.$$

#### Первичный ток срабатывания ДЗТ

**РУ1:** Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора

$$I_{с.з.} \geq k_{отс} \cdot I_{ном}^{BH},$$

здесь  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки.

**РУ2:** Отстройка от расчетного максимального первичного тока небаланса при переходных режимах внешних КЗ:

$$I_{с.з.} \geq k_n \cdot I_{нб.расч.}$$

Расчетный ток небаланса  $I_{нб.расч.}$  определяется как сумма трех составляющих:

$$I_{нб.расч.} = |I'_{нб.расч.}| + |I''_{нб.расч.}| + |I'''_{нб.расч.}|,$$

$I'_{нб.расч.}$  - составляющая, обусловленная погрешностью ТТ;

$I''_{нб.расч.}$  - составляющая, обусловленная регулированием напряжения;

$I'''_{нб.расч.}$  - составляющая, обусловленная неточностью установки на реле расчетных чисел витков для неосновных сторон.

Составляющие тока небаланса определяются по выражениям:

$$I'_{нб.расч.} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{Кмакс},$$

$$I''_{нб.расч.} = (\Delta U_{\alpha} \cdot k_{ток\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot k_{ток\beta}) \cdot I_{Кмакс},$$

$$I'''_{нб.расч.} = \left( \frac{W_{Iрасч} - W_I}{W_{Iрасч}} \pm \frac{W_{IIрасч} - W_{II}}{W_{IIрасч}} \right) \cdot I_{Кмакс},$$

где  $I_{Кмакс}$  - периодическая составляющая тока, проходящего через защиту при расчетном внешнем КЗ;  $k_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим;  $k_{одн}$  - коэффициент однотипности ТТ;  $\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности ТТ;  $\Delta U_{\alpha}$  и  $\Delta U_{\beta}$  - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемые равными половине используемого диапазона регулирования на соответствующей стороне;  $k_{ток\alpha}$  и  $k_{ток\beta}$  - коэффициенты токораспределения, равные отношению слагающих тока расчетного внешнего КЗ, проходящих на сторонах, где производится регулирование напряжения, к току на стороне, где рассматривается КЗ;  $W_{Iрасч}$  и  $W_{IIрасч}$  - расчетные числа витков обмоток реле для неосновных сторон;  $W_I$  и  $W_{II}$  - принятые (целые) числа витков обмоток реле для соответствующих неосновных сторон.

Первичный ток небаланса без учета составляющей  $|I'''_{нб.расч.}|$

а) Внешнее трехфазное КЗ на стороне НН:

$$I_{нб.расч.} = (1 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.16) \cdot 549 = 142.7 \text{ А};$$

б) Внешнее трехфазное КЗ на стороне СН:

$$I_{нб.расч.} = (1 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.05) \cdot 411 = 127.4 \text{ А}$$

В обоих случаях положение РПН соответствует напряжению 96.6 кВ.

Предварительный первичный ток срабатывания

$$1) I_{с.з.} \geq k_{отс} \cdot I_{ном}^{ВН} = 1.3 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 96.6} = 124.3 \text{ А} - \text{отстройка от тока БТН (см. РУ1)}$$

$$2) I_{с.з.} \geq k_n \cdot I_{нб.расч.} = 1.3 \cdot 142.7 = 185.5 \text{ А} - \text{отстройка от тока небаланса (см. РУ2)}$$

Принимаем предварительно:  $I_{с.з.} = 185.5 \text{ А}$ .

Предварительный вторичный ток срабатывания

$$i_{с.з.втор.} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}}{K_{тт}} = \frac{185.5 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 8.032 \text{ А}$$

Расчетное число витков рабочей обмотки на стороне ВН:

$$w_{расч.}^{ВН} = \frac{F_{ср}}{i_{с.з.втор.}} = \frac{100}{8.032} = 12.45,$$

здесь  $F_{ср}$  - магнитодвижущая сила срабатывания реле.

Принимаем:  $w_{расч.}^{ВН} = 11$

Уточненный ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = \frac{F_{ср} \cdot K_{тт}}{w_{расч.}^{ВН} \cdot K_{сх}} = \frac{100 \cdot 200/5}{11 \cdot \sqrt{3}} = 209.9 \text{ А}$$

Расчетное число витков на стороне СН:

$$w_{расч.}^{СН} = \frac{w_{расч.}^{ВН} \cdot i_{втор.}^{ВН}}{i_{втор.}^{СН}} = \frac{11 \cdot 3.48}{5.2} = 7.36,$$

Принимаем:  $w_{расч.}^{СН} = 7$

Расчетное число витков на стороне НН:

$$w_{расч.}^{НН} = \frac{w_{расч.}^{ВН} \cdot i_{втор.}^{ВН}}{i_{втор.}^{НН}} = \frac{11 \cdot 3.48}{4.4} = 8.7,$$

Принимаем:  $w_{расч.}^{НН} = 9$

Составляющая тока небаланса | I'''<sub>нб.расч.</sub> | для стороны СН

$$I'''_{нб.расч.СН} = \left| \frac{w_{расч.}^{СН} - w_{расч.}^{СН}}{w_{расч.}^{СН}} \right| \cdot I_{Кмакс} = \left| \frac{7.36 - 7}{7.36} \right| \cdot 411 = 20.1 \text{ А}$$

Составляющая тока небаланса | I'''<sub>нб.расч.</sub> | для стороны НН

$$I'''_{нб.расч.НН} = \left| \frac{w_{расч.}^{НН} - w_{расч.}^{НН}}{w_{расч.}^{НН}} \right| \cdot I_{Кмакс} = \left| \frac{8.7 - 9}{8.7} \right| \cdot 450 = 15.5 \text{ А}$$

Действительный коэффициент отстройки защиты

а) При КЗ на стороне СН

$$k_n = \frac{I_{с.з.}}{I_{нб.расч.}} = \frac{209.9}{127.4 + 20.1} = 1.42 > 1.3$$

б) При КЗ на стороне НН

$$k_n = \frac{I_{с.з.}}{I_{нб,расч.}} = \frac{209.9}{142.7 + 15.5} = 1.32 > 1.3$$

### Эффективность функционирования ДЗТ

Оценка эффективности функционирования ДЗТ оценивается по коэффициенту чувствительности по выражению:

1. При внутреннем КЗ на выводах НН

$$а) K_{ч} = \frac{I_{Кмин}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{381}{210} = 1.81 < 2, K_{ч} = \frac{I_{Кмин}^{(3)}}{I_{с.з.}} = \frac{440}{210} = 2.09 > 2$$

здесь  $I_{Кмин}^{(2)}$  и  $I_{Кмин}^{(3)}$  - значение минимальных токов КЗ при  $K^{(2)}$  и  $K^{(3)}$  в минимальном режиме (РПН в среднем положении).

$$б) K_{ч} = \frac{I_{Кмин}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{464}{210} = 2.2 > 2,$$

здесь  $I_{Кмин}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ при  $K^{(2)}$  в минимальном режиме и при положении РПН, соответствующему напряжению 96.6 кВ.

$$в) K_{ч} = \frac{I_{Кмин}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{330}{210} = 1.57 < 2, K_{ч} = \frac{I_{Кмин}^{(3)}}{I_{с.з.}} = \frac{382}{210} = 1.82 < 2$$

здесь  $I_{Кмин}^{(2)}$  и  $I_{Кмин}^{(3)}$  - значение минимальных токов КЗ при  $K^{(2)}$  и  $K^{(3)}$  в минимальном режиме и при положении РПН, соответствующему напряжению 126 кВ.

2. При внутреннем КЗ на выводах СН

$$а) K_{ч} = \frac{I_{Кмин}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{276}{210} = 1.31 < 2,$$

здесь  $I_{Кмин}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ при  $K^{(2)}$  в минимальном режиме (РПН в среднем положении).

$$б) K_{ч} = \frac{I_{Кмин}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{348}{210} = 1.66 < 2,$$

здесь  $I_{Кмин}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ при  $K^{(2)}$  в минимальном режиме и при положении РПН, соответствующему напряжению 96.6 кВ.

$$в) K_{ч} = \frac{I_{Кмин}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{233}{210} = 1.1 < 2,$$

здесь  $I_{Кмин}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ при  $K^{(2)}$  в минимальном режиме и при положении РПН, соответствующему напряжению 126 кВ.

**Вывод:** Дифференциальная защита силового трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Пластун, выполненная на реле РНТ-565, не обеспечивает требуемую чувствительность при внутренних КЗ.

Необходимо выполнить замену реле РНТ-565 на реле ДЗТ-11.

**Расчет настроек ДЗТ Т-2 на ПС 110 кВ Пластун, выполненной на реле ДЗТ-11**

Выбор настроек ДЗТ на реле ДЗТ-11 выполнен в соответствии с Руководящими указаниями по релейной защите. Вып.13Б «Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ».

Первичные токи сторон трансформатора Т-2, соответствующие номинальной мощности:

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80.3 \text{ А}, \quad I_{\text{НОМ}}^{\text{СН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{СН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 240 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 879.8 \text{ А},$$

Вторичные токи в плечах защиты:

$$i_{\text{втор.}}^{\text{ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{80.3 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 3.48 \text{ А}, \quad i_{\text{втор.}}^{\text{СН}} = \frac{I_{\text{НОМ}}^{\text{СН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{240 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 5.2 \text{ А},$$

$$i_{\text{втор.}}^{\text{НН}} = \frac{I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{879.8 \cdot 1}{1000/5} = 4.4 \text{ А}.$$

Первичный ток срабатывания ДЗТ

**РУ1:** Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора

$$I_{\text{с.з.}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = 1.25 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 96.6} = 1.2 \cdot 95.63 = 114.76 \text{ А},$$

здесь  $k_{\text{отс}} = 1.2 \div 1.5$  - коэффициент отстройки от броска тока намагничивания, который может быть уточнен по выражению:  $k_{\text{отс}} = 2.1 - 3.7 \cdot X_{\text{к}*}$   $= 2.1 - 3.7 \cdot 0.313 = 0.94$ , где

$$X_{\text{к}*} = X_{\text{с}*} + k_1 \cdot X_{\text{В}}^{(1)} = 0.069 + 1.1 \cdot 0.222 = 0.313, \quad X_{\text{с}*} = \frac{X_{\text{с.мин}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{НОМ}}^2 / S_{\text{НОМ}}} = \frac{57}{115^2 / 16} = 0.069,$$

$X_{\text{В}}^{(1)} = 0.094 + 0.74 \cdot \frac{U_{\text{к}}^{\text{ВН-СН}} \%}{100} = 0.094 + 0.74 \cdot \frac{17.28}{100} = 0.222$ , здесь  $X_{\text{с.мин}}^{\text{ВН}}$  - минимальное сопротивление системы 110 кВ;  $U_{\text{к}}^{\text{ВН-СН}}$  - напряжение короткого замыкания между включаемой под напряжение обмоткой и внутренней обмоткой, нанесенной на стержень;  $X_{\text{В}}^{(1)}$  - относительное индуктивное сопротивление включаемой обмотки трансформатора при включении одной фазы и полном насыщении стержней и ярм магнитопровода.

Принимаем:  $I_{\text{с.з.}} = 115 \text{ А}$ .

Вторичный ток срабатывания

$$i_{\text{с.з.втор.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{115 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 4.98 \text{ А}.$$

Расчетное число витков рабочей обмотки на стороне ВН:

$$w_{\text{расч.}}^{\text{ВН}} = \frac{F_{\text{ср}}}{i_{\text{с.з.втор.}}} = \frac{100}{4.98} = 20.08$$

Принимаем:  $w_{\text{расч.}}^{\text{ВН}} = 20$

Уточненный ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = \frac{F_{ср} \cdot K_{тт}}{w_{расч}^{ВН} \cdot K_{сх}} = \frac{100 \cdot 200 / 5}{20 \cdot \sqrt{3}} = 115.47 \text{ А.}$$

Расчетное число витков на стороне СН:

$$w_{расч.}^{СН} = \frac{w_{расч.}^{ВН} \cdot i_{втор.}^{ВН}}{i_{втор.}^{СН}} = \frac{20 \cdot 3.48}{5.2} = 13.38 ,$$

Принимаем:  $w_{расч.}^{СН} = 14$

Расчетное число витков на стороне НН:

$$w_{расч.}^{НН} = \frac{w_{расч.}^{ВН} \cdot i_{втор.}^{ВН}}{i_{втор.}^{НН}} = \frac{20 \cdot 3.48}{4.4} = 15.82 ,$$

Принимаем:  $w_{расч.}^{НН} = 16$

Первичный расчетный ток небаланса без учета составляющей

а) Внешнее трехфазное КЗ на стороне НН:

$$I_{нб.расч.} = \left( 1 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.16 + \left| \frac{15.82 - 16}{15.82} \right| \right) \cdot 549 = 148.8 \text{ А;}$$

б) Внешнее трехфазное КЗ на стороне СН:

$$I_{нб.расч.} = \left( 1 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.05 + \left| \frac{13.38 - 14}{13.38} \right| \right) \cdot 411 = 146.3 \text{ А.}$$

В обоих случаях положение РПН соответствует напряжению 96.6 кВ.

Тормозную обмотку реле ДЗТ-11 включаем на сумму токов обмоток СН и НН силового трансформатора (см. рис.5).

Расчетные витки тормозной обмотки

Количество витков тормозной обмотки определяется по выражению:

$$w_{торм} = k_{отс} \cdot \frac{I_{нб.расч.} \cdot w_{расч.}^{ВН}}{I_{торм} \cdot tg\alpha} ,$$

а) Внешнее КЗ на стороне НН:

$$w_{торм} = 1.5 \cdot \frac{148.8 \cdot 20}{549 \cdot 0.75} = 10.84;$$

б) Внешнее КЗ на стороне СН:

$$w_{торм} = 1.5 \cdot \frac{146.3 \cdot 20}{411 \cdot 0.75} = 9.49.$$

Принимаем:  $w_{торм} = 13$

Эффективность функционирования ДЗТ с реле ДЗТ-11

Оценка эффективности функционирования ДЗТ оценивается по коэффициенту чувствительности по выражению:

1. При внутреннем КЗ на выводах НН



$$\text{а) } K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{381}{116} = 3.28 > 2,$$

здесь  $I_{\text{Кмин}}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ при  $K^{(2)}$  в минимальном режиме (РПН в среднем положении).

$$\text{б) } K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{464}{116} = 4 > 2,$$

здесь  $I_{\text{Кмин}}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ при  $K^{(2)}$  в минимальном режиме и при положении РПН, соответствующему напряжению 96.6 кВ.

$$\text{в) } K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{330}{116} = 2.84 > 2,$$

здесь  $I_{\text{Кмин}}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ при  $K^{(2)}$  в минимальном режиме и при положении РПН, соответствующему напряжению 126 кВ.

## 2. При внутреннем КЗ на выводах СН

$$\text{а) } K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{276}{116} = 2.38 > 2,$$

здесь  $I_{\text{Кмин}}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ при  $K^{(2)}$  в минимальном режиме (РПН в среднем положении).

$$\text{б) } K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{348}{116} = 3 > 2,$$

здесь  $I_{\text{Кмин}}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ при  $K^{(2)}$  в минимальном режиме и при положении РПН, соответствующему напряжению 96.6 кВ.

$$\text{в) } K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{233}{116} = 2,$$

здесь  $I_{\text{Кмин}}^{(2)}$  - значение минимального тока КЗ при  $K^{(2)}$  в минимальном режиме и при положении РПН, соответствующему напряжению 126 кВ.

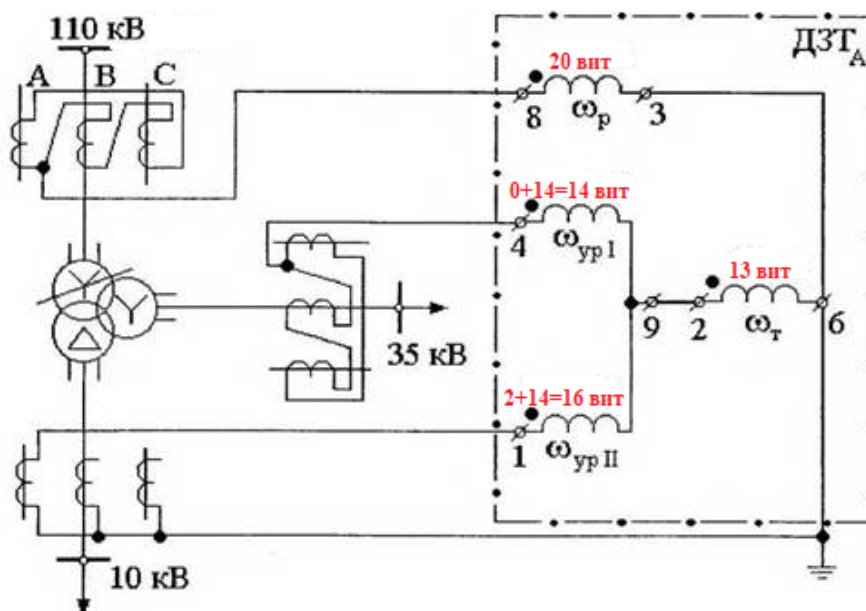


Рис.5. Схема включения обмоток реле ДЗТ-11 для одной фазы.

### 4.3 Максимальная токовая защита на стороне ВН

#### Ток срабатывания МТЗ ВН

а) Согласование по току срабатывания с МТЗ СН:

$$I_{с.з.МТЗ ВН} \geq k_{согл} \left( \frac{I_{с.з.МТЗ СН}}{k_{ВН/СН}} + I_{нагр} \right) = 1.1 \cdot \left( \frac{240}{115/38.5} + 54 \right) = 147.8 \text{ А},$$

где  $I_{с.з.МТЗ СН}$  - ток срабатывания МТЗ СН (см. ниже);  $I_{нагр}$  - ток нагрузки по стороне НН.

б) Согласование по току срабатывания с МТЗ НН:

$$I_{с.з.МТЗ ВН} \geq k_{согл} \left( \frac{k_{У/\Delta}}{k_{ВН/НН}} \cdot I_{с.з.МТЗ НН} + I_{нагр} \right) = 1.1 \left( \frac{1.15 \cdot 1500}{115/11} + 32 \right) = 208.5 \text{ А},$$

где  $I_{с.з.МТЗ НН}$  - ток срабатывания МТЗ НН (см. ниже);  $I_{нагр}$  - ток нагрузки по стороне СН.

в) Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ:

$$I_{с.з.МТЗ ВН} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зап}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1.2 \cdot 2}{0.95} \cdot 86 = 217.26 \text{ А},$$

где  $I_{раб. макс.}$  - максимальный рабочий ток. В соответствии с томом 2223-ЭР «Часть 1. Расчет электрических режимов и токов короткого замыкания» наибольший ток на стороне ВН Т-1(Т-2) на ПС 110 кВ Пластун составляет  $I_{макс ВН}=86 \text{ А}$ .

Принимаем предварительно:  $I_{с.з.МТЗ ВН} = 220 \text{ А}$  (без изменения).

#### Эффективность функционирования МТЗ ВН

Эффективность функционирования МТЗ ВН по току оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{ч}$  при:

1) трехфазном КЗ на секц. 10 кВ ПС 110 кВ Пластун в минимальном режиме (положение РПН соответствует напряжению 126 кВ),

$$K_{ч} = \frac{I_{Кмин}^{(3)}}{I_{с.з.МТЗ ВН}} = \frac{382}{220} = 1.51 > 1.5$$

2) двухфазном КЗ на секц. 35 кВ ПС 110 кВ Пластун в нормальном режиме (РПН в среднем положении):

$$K_{ч} = \frac{I_{Кмин}^{(2)}}{I_{с.з.МТЗ ВН}} = \frac{281}{220} = 1.27 \approx 1.3 < 1.5$$

3) двухфазном КЗ на секц. 35 кВ ПС 110 кВ Пластун в минимальном режиме (РПН в среднем положении):

$$K_{ч} = \frac{I_{Кмин}^{(2)}}{I_{с.з.МТЗ ВН}} = \frac{276}{220} = 1.25 \approx 1.3 < 1.5$$

#### Время срабатывания МТЗ ВН

Согласование с временем срабатывания МТЗ НН:

$$t_{с.з.МТЗ ВН} = t_{с.з.МТЗ НН}^1 + \Delta t = 1.3 + 0.3 = 1.6 \text{ с.}$$

Согласование с временем срабатывания МТЗ СН:

$$t_{с.з.МТЗ ВН} = t_{с.з.МТЗ СН}^1 + \Delta t = 2 + 0.3 = 2.3 \text{ с.}$$

**Принимаем:**  $I_{с.з.МТЗ ВН} = 220 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{с.з.МТЗ ВН} = 2.3 \text{ с}$  - на отключение трансформатора.

С уставкой по току срабатывания 220 А (существующая настройка) МТЗ ВН Т-2 не отстроена от тока через защиту при однофазных КЗ в сети 110 кВ. При однофазном КЗ на секц. 110 кВ ПС 110 кВ Пластун фазный ток через МТЗ ВН составляет порядка 218 А. ТТ и реле для МТЗ ВН Т-2 соединены в полную звезду. Увеличение тока срабатывания МТЗ ВН приведет к отсутствию чувствительности при КЗ на стороне СН. Как вариант, возможно внести изменения в схему МТЗ ВН, подключив ее к ТТ, собранным по схеме треугольника.

Для МТЗ ВН нового Т-1, выполненной на МП терминале, исключение токов 3I0 при однофазных КЗ в сети 110 кВ будет осуществляться программным способом.

#### 4.4 Максимальная токовая защита на стороне СН

##### Ток срабатывания МТЗ СН

**РУ1:** Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ:

$$I_{с.з.МТЗ НН} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зап}}{k_B} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1.2 \cdot 2}{0.95} \cdot 94 = 237.5 \text{ А,}$$

где  $I_{раб.макс}$  - максимальный рабочий ток. В соответствии с томом 2223-ЭР «Часть 1. Расчет электрических режимов и токов короткого замыкания» наибольший ток на стороне СН Т-1(Т-2) на ПС 110 кВ Пластун составляет  $I_{макс СН} = 94 \text{ А}$ .

**РУ2:** Согласование по току срабатывания с МТЗ ВН Т-1(Т-2) на ПС 35 кВ Терней:

$$I_{с.з.МТЗ СН} \geq k_{согл} \cdot (I_{с.з.МТЗ ВН} + I_{нагр}) = 1.1 \cdot (200 + 4.3) = 224.7 \text{ А,}$$

где  $k_{согл}$  - коэффициент согласования;  $I_{с.з.МТЗ ВН}$  - ток срабатывания МТЗ ВН на ПС 35 кВ Терней;  $I_{нагр}$  - суммарный ток нагрузки ответвлений на ПС 35 кВ «Ханов ключ» и КТП 35/10 кВ.

Условия согласования по току срабатывания с МТЗ реклоузера 35 кВ ( $I_{с.з.МТЗ рекл.35кВ} = 5 \text{ А}$ ) и МТЗ ВН на КТП 35/10 кВ ( $I_{с.з.МТЗ ВН} = 10 \text{ А}$ ) не являются определяющими.

Принимаем предварительно:  $I_{с.з.МТЗ СН} = 240 \text{ А (перв.)}$

##### Эффективность функционирования МТЗ СН

Эффективность функционирования МТЗ СН оценим по коэффициенту чувствительности  $K_\chi$  при:

а) двухфазном КЗ на секц. 35 кВ ПС 35 кВ Терней (зона основного действия):

$$K_\chi = \frac{I_{Кмин}^{(2)}}{I_{с.з.МТЗ СН}} = \frac{0.866 \cdot 428}{240} = \frac{371}{240} = 1.54 > 1.5 \text{ (минимальный режим);}$$

б) трехфазном КЗ на секц. 6 кВ ПС 35 кВ Терней (зона дальнего резервирования):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.МТЗ СН}}} = \frac{326}{240} = 1.36 > 1.2 \quad (\text{минимальный режим});$$

в) двухфазном КЗ на секц. 35 кВ КТП 35/10 кВ (зона основного действия):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.МТЗ НН}}} = \frac{0.866 \cdot 485}{240} = \frac{420}{240} = 1.75 > 1.5 \quad (\text{минимальный режим}).$$

г) трехфазном КЗ на секц. 10 кВ КТП 35/10 кВ (зона дальнего резервирования):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.МТЗ СН}}} = \frac{41}{240} < 1 \quad (\text{нормальный режим}).$$

д) двухфазном КЗ на секц. 35 кВ ПС 35 кВ «Ханов ключ» (зона дальнего резервирования):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.МТЗ СН}}} = \frac{0.866 \cdot 608}{240} = \frac{526}{240} = 2.19 > 1.2 \quad (\text{минимальный режим}).$$

#### Время срабатывания МТЗ СН

а) Согласование с временем срабатывания МТЗ ВН Т-1(Т-2) на ПС 35 кВ Терней:

$$t_{\text{с.з.МТЗ СН}}^1 = t_{\text{с.з.МТЗ ВН}} + \Delta t = 1.6 + 0.4 = 2 \text{ с};$$

б) Согласование с временем срабатывания МТЗ ВН КТП 35/10 кВ:

$$t_{\text{с.з.МТЗ СН}}^1 \geq t_{\text{с.з.МТЗ ВН}} + \Delta t = 1.3 + 0.3 = 1.6 \text{ с};$$

в) Согласование с временем срабатывания МТЗ реклоузера 35 кВ:

$$t_{\text{с.з.МТЗ СН}}^1 \geq t_{\text{с.з.МТЗ рекл.35кВ}} + \Delta t = 0.6 + 0.3 = 0.9 \text{ с}.$$

Принимаем:  $I_{\text{с.з.МТЗ СН}} = 240 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{\text{с.з.МТЗ СН}}^1 = 2 \text{ с}$  на отключение выключателя ввода 35 кВ и  $t_{\text{с.з.МТЗ СН}}^2 = 2.3 \text{ с}$  - на отключение трансформатора со всех сторон.

### 4.5 Максимальная токовая защита на стороне НН

#### Ток срабатывания МТЗ НН

**РУ1:** Обеспечение устойчивого возврата измерительного органа защиты после отключения внешнего КЗ (с учетом наличия пуска по напряжению):

$$I_{\text{с.з.МТЗ НН}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1.2 \cdot 2}{0.95} \cdot 880 = 1405 \text{ А},$$

где  $k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки;  $k_{\text{в}}$  - коэффициент возврата; ок, принятый равным номинальному току стороны НН (в соответствии с томом 2223-ЭР «Часть 1. Расчет электрических режимов и токов короткого замыкания» наибольший ток на стороне НН Т-1(Т-2) на ПС 35 кВ Терней составляет  $I_{\text{макс НН}} = 556 \text{ А}$ ).

**РУ2:** Согласование по току срабатывания с МТЗ СВ:

$$I_{\text{с.з.МТЗ НН}} \geq k_{\text{согл}} \cdot (I_{\text{с.з.МТЗ СВ}} + I_{\text{нагр}}) = 1.1 \cdot (1000 + \frac{556}{2}) = 1406 \text{ А}, \text{ где}$$

$k_{\text{согл}}$  - коэффициент согласования;  $I_{\text{с.з.МТЗ СВ}}$  - ток срабатывания МТЗ ТСН;  $I_{\text{нагр}}$  - суммарный ток нагрузки присоединений одной секции 6 кВ ПС 35 кВ Терней.

Принимаем предварительно:  $I_{\text{с.з.МТЗ НН}} = 1500 \text{ А (перв.)}$ .

### Эффективность функционирования МТЗ НН по току

Эффективность функционирования МТЗ на стороне НН оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при двухфазном КЗ на секц. 10 кВ ПС 110 кВ Пластун в минимальном режиме (положение РПН соответствует напряжению 126 кВ)

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.МТЗНН}}} = \frac{3981}{1500} = 2.65 > 1.5$$

### Время срабатывания МТЗ НН

**РУ:** Согласование с временем срабатывания МТЗ СВ:

$$t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^1 = t_{\text{с.з.МТЗ СВ}} + \Delta t = 1 + 0.3 = 1.3 \text{ с.}$$

**Принимаем:**  $I_{\text{с.з.МТЗ НН}} = 1500 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^1 = 1.3 \text{ с}$  на отключение выключателя ввода 6 кВ и  $t_{\text{с.з.МТЗ НН}}^2 = 1.6 \text{ с}$  - на отключение трансформатора со всех сторон.

## **4.6 Защита силового трансформатора Т-1 от перегрузки (ЗП) на стороне ВН**

### Ток срабатывания ЗП

**РУ:** Обеспечение устойчивого возврата токового измерительного органа защиты после отключение внешнего КЗ или снятия перегрузки:

$$I_{\text{с.з.ЗПВН}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{номВН}} = \frac{1.05}{0.95} \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = \frac{1.05}{0.95} \cdot 80.3 = 88.75 \text{ А,}$$

где  $I_{\text{номВН}}$  – номинальный ток обмотки ВН трансформатора.

### Время срабатывания ЗП

**РУ:** Отстройка от режимов с возможными кратковременными токовыми перегрузками.

**Принимаем:**  $I_{\text{с.з.ЗП ВН}} = 89 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{\text{с.з.ЗП ВН}} = 9 \text{ с}$  (действует на сигнал).

## **4.7 Токовая отсечка силового трансформатора Т-1**

### Ток срабатывания ТО

**РУ:** Отстройка от тока через защиту при внешнем КЗ на выводах 10 кВ:

$$I_{\text{с.з.ТО}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1.3 \cdot 549 = 713.7 \text{ А,}$$

где  $k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки;  $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$  - максимальный ток через защиту при внешнем металлическом трехфазном КЗ на стороне НН при положении РПН, соответствующему напряжению 96.6 кВ (ток КЗ на стороне СН составляет 411 А).

Принимаем предварительно:  $I_{\text{с.з.ТО}} = 720 \text{ А (перв.)}$ . При такой настройке ТО отстроена от тока БТН.

### Эффективность функционирования ТО

Эффективность функционирования оценим по коэффициенту чувствительности  $K_{\text{ч}}$  при трехфазном КЗ на выводах 110 кВ Т-1 на ПС 110 кВ Пластун:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кмакс}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.ТО}}} = \frac{1034}{720} = 1.43 \approx 1.5$$

Принимаем:  $I_{\text{с.з.ТО}} = 720 \text{ А (перв.)}$ ,  $t_{\text{с.з.ТО}} = 0 \text{ с}$ .

## 5 Расчет настроек устройств РЗА КВЛ 35 кВ Пластун – Терней с отпайками

Для реализации комплекса РЗА КВЛ 35 кВ Пластун – Терней с отпайками предусматривается установка отдельных МП устройств, реализующих функции МТЗ и АПВ.

### 5.1 МТЗ КВЛ 35 кВ Пластун – Терней с отпайками

Выбор параметров срабатывания МТЗ КВЛ 35 кВ Пластун – Терней с отпайками аналогичен выбору параметров срабатывания МТЗ СН Т-1(Т-2) на ПС 110 кВ Пластун (см. выше).

Принимаем:  $I_{\text{с.з.МТЗ ЛЭП}} = 240 \text{ А}$ ,  $t_{\text{с.з.МТЗ ЛЭП}} = 2 \text{ с}$ .

### 5.2 АПВ КВЛ 35 кВ Пластун – Терней с отпайками

Выдержка времени АПВ на ЛЭП с односторонним питанием выбирается по двум условиям:

**РУ1:** Отстройка от времени деионизации среды с момента отключения ЛЭП до момента повторного включения:

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{д}} + t_{\text{зап}} = 0.2 + 0.4 = 0.6 \text{ с},$$

где  $t_{\text{д}}$  - время деионизации;  $t_{\text{зап}}$  - время запаса.

**РУ2:** Отстройка от времени готовности привода выключателя к повторному включению после отключения:

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{г.п.}} + t_{\text{зап}} = 0.5 + 0.4 = 0.9 \text{ с},$$

где  $t_{\text{г.п.}}$  - время готовности привода (0.4-0.5 с);  $t_{\text{зап}}$  - время запаса.

Принимаем:  $t_{\text{АПВ}} = 1.5 \text{ с}$ .

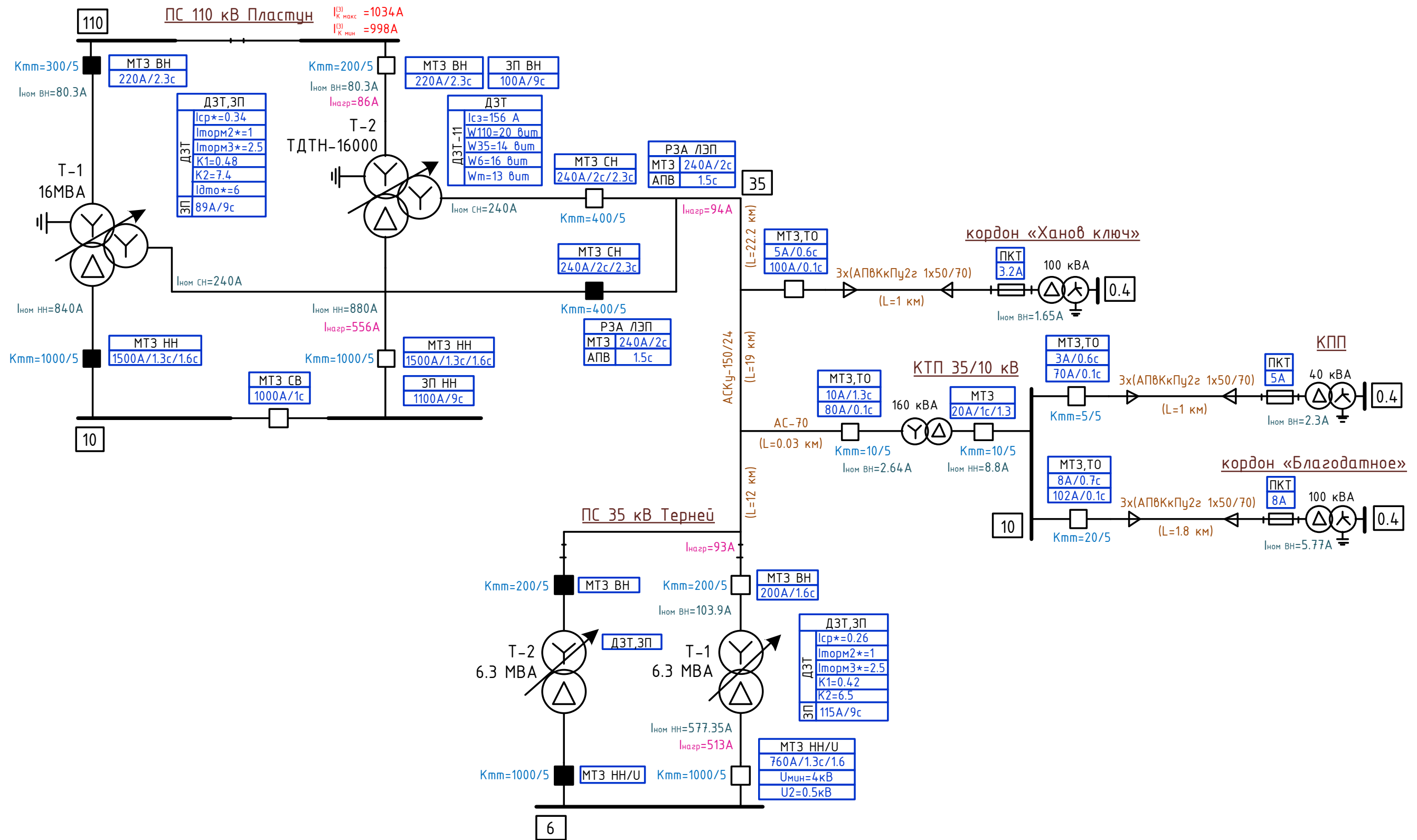


Рис.6 Карта селективности устройств РЗА участка сети, прилегающего к ПС 110 кВ Пластун.

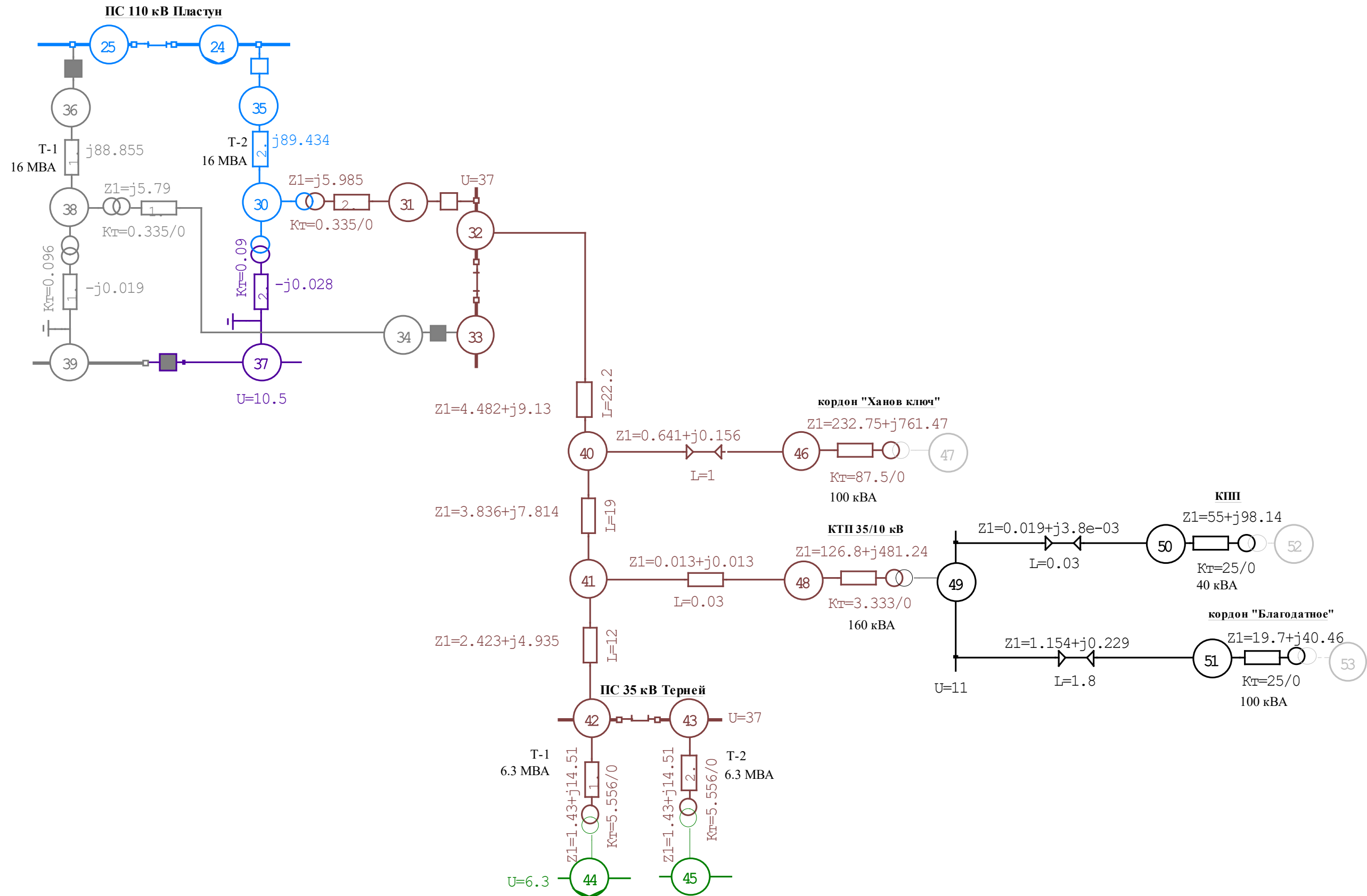


Рис.7. Фрагмент схемы замещения участка сети, прилегающего к ПС 110 кВ Пластун.