

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ"
(ООО "СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ")



ООО
"СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ"

Заказчик – ООО "Арктик СПГ 2"

**ГАЗОТУРБИННАЯ БЕРЕГОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ
ЗАВОДА СПГ И СГК НА ОГТ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Текстовая часть

653.144.ПТ-ИОС1.1.001
(3040-P-SV-PDO-05.01.01.00.00-00)

Том 5.1.1

Изм.	№ Док.	Подп.	Дата
2	545-24		13.03.24

2024

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ"
(ООО "СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ")



ООО
"СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ"

Заказчик – ООО "Арктик СПГ 2"

**ГАЗОТУРБИННАЯ БЕРЕГОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ
ЗАВОДА СПГ И СГК НА ОГТ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Текстовая часть

653.144.ПТ-ИОС1.1.001
(3040-P-SV-PDO-05.01.01.00.00-00)

Том 5.1.1

Изм.	№ Док.	Подп.	Дата
2	545-24		13.03.24

**Первый заместитель
генерального директора –
Директор по производству**

А.В. Измайлов

Главный инженер проекта

М.А. Тузников

2024


Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА


Обозначение	Наименование	Примечание
653.144.ПТ-СП.001	Состав проектной документации (653.144.ПТ-СП.001-00_06.doc)	Выпускается отдельным документом
653.144.ПТ-ИОС1.1.001-С	Содержание тома 5.1.1	2
	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения	
	Подраздел 1. Система электроснабжения	
	Часть 1. Текстовая часть	
653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Текстовая часть (653.144.ПТ-ИОС1.1.001-00_03.doc)	3

Взам. инв. №										
Подп. и дата										
Инв. № подл.										
						653.144.ПТ-ИОС1.1.001-С				
2	-	Зам.	545-24		13.03.24					
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
	Разраб.	Марков					Содержание тома 5.1.1	Стадия	Лист	Листов
								П		1
	Н. контр.	Зеленкина					 ООО СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ			
	ГИП	Тузников								

СОДЕРЖАНИЕ

Лист

1	Общие положения	5
1.1	Исходные данные	5
1.2	Сведения об объекте	5
2	Система электроснабжения	6
2.1	Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования.....	6
2.2	Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов....	6
2.3	Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	9
2.4	Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах	11
2.5	Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения.....	12
2.6	Предварительный расчет уставок релейной защиты.....	20
2.7	Расчетная проверка трансформаторов тока и трансформаторов напряжения	61
2.8	Автоматика ввода резерва	85
2.9	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии	85
2.10	Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов	86
2.11	Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства.....	86
2.12	Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите	87
2.13	Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства.....	88
2.14	Электрохимическая защита от коррозии	89
2.15	Описание системы рабочего и аварийного освещения.....	90

Взам. инв. №	Подп. и дата						653.144.ПТ-ИОС1.1.001					
	2	-	Зам.	545-24		13.03.24						
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения Часть 1. Текстовая часть			Стадия	Лист	Листов
	Разраб.	Марков								П	1	120
	Н. контр.	Зеленкина								 ООО СЕЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ		
	ГИП	Тузников										

2.16 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва (с указанием одностороннего или двустороннего его действия)..... 91

Перечень нормативной документации..... 93

Список исполнителей 94

Приложение 1. технические условия №058 от 25.07.2023 г. на подключение объекта «Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ» к электрическим сетям «Завода спг и сгк на огк»..... 95

Приложение 2. Выбор и проверка оборудования..... 99

Приложение 3. Выбор кабелей..... 106

Приложение 4. Таблица освещенности 116

Приложение 5. Проверка обмоток трансформаторов тока по насыщению для подтверждения пригодности к использованию в защитах ДЗГ, ДЗЛ, ДЗТр, ДЗШ 118

Таблица регистрации изменений 120

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
2	-	Зам.	545-24		13.03.24		2

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Исходные данные

Основанием для разработки проектной документации является задание на проведение проектно-изыскательских работ по объекту: «Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ», утвержденное Генеральным директором ООО «Арктик СПГ 2» Карпушиным О.В.

Корректировка проектной документации выполняется на основании дополнения №5 к заданию на проектирование по объекту: «Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ».

Основные данные по площадке строительства приведены ниже.

Местонахождение района проектирования - Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тазовский район, береговая часть полуострова Гыданский в границах лицензионного участка недр, включающего Салмановское (Утреннее) нефтегазоконденсатное месторождение.

1.2 Сведения об объекте

Согласно технического задания на проектирование назначение проектируемой газотурбинной береговой электростанции (далее БЭС) является электро- и теплоснабжение потребителей завода по производству, хранению, отгрузке сжиженного природного газа (далее СПГ) и стабильного газового конденсата (далее СГК) на основаниях гравитационного типа (далее ОГТ) и вспомогательных объектов.

Электрическими нагрузками БЭС являются:

- потребители завода СПГ и СГК на ОГТ;
- потребители собственных нужд (далее СН) БЭС.

На БЭС вводится 482 МВт установленной мощности для обеспечения потребности завода СПГ и СГК на ОГТ в электрической энергии для безопасного и надежного функционирования Технологической линии №2.

Основное оборудование, устанавливаемое на первом этапе строительства:

- четыре модуля максимальной степени заводской готовности в комплекте с двадцатью газотурбинными генераторами и вспомогательным оборудованием, системами и обвязкой Газотурбинных генераторов (далее 2-PMG-001 (002, 003, 004));
- один модуль подстанции 220 кВ максимальной степени заводской готовности в комплекте с вспомогательным оборудованием, системами и обвязкой в границах модуля (далее ESS-920).

Иньв. № подл.						653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
							3
	2	-	Зам.	545-24	13.03.24		
Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

2 СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования

Процесс производства электроэнергии на электростанции полностью механизирован. Выработка электрической энергии производится - за счет сжигания топливного газа в газотурбинных установках и преобразования механической энергии в электрическую в генераторах.

Функционирование основного технологического оборудования обеспечивается множеством вспомогательных рабочих машин, механизмов и установок, приводимых в движение, в основном, электродвигателями трехфазного переменного тока.

Основным источником электроснабжения потребителей завода СПГ и СГК на ОГТ и вспомогательных объектов БЭС являются газотурбинные генераторы (далее ГТГ) единичной мощностью 31,25 МВт, напряжением 10,5 кВ.

Согласно технического задания ГТГ БЭС установлены в модулях полной заводской готовности 2-PMG-001 (002, 003, 004).

В каждом модуле 2-PMG-001 (002 003, 004) устанавливаются по пять ГТГ.

Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

2.2.1 Главная электрическая схема

Главная схема электрических соединений БЭС выполнена на основании технического задания на проектирование по объекту: «Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ».

Выдача всей вырабатываемой мощности БЭС (за вычетом собственных нужд на напряжении 10 кВ) на потребителей завода СПГ и СГК на ОГТ и вспомогательных объектов осуществляется через модуль ESS-920.

Каждые две ГТГ подключены через один повышающий трансформатору 10/220 кВ мощностью 70 МВА к шинам 220 кВ ESS-920. Каждая ГТГ подключается к повышающему трансформатору 10/220 кВ через генераторное распределительное устройство 10 кВ (далее ГРУ 10 кВ) с генераторными выключателями (далее ГВ).

Каждый ГТГ подключается к ГРУ 10 кВ токопроводом 10 кВ. Подключение ГРУ 10 кВ к повышающему трансформатору 10/220 кВ выполнено токопроводом 10 кВ.

Подключение каждого повышающего трансформатора 10/220 кВ к шинам 220 кВ модуля ESS-920 выполняется кабелем 220 кВ.

Модуль подстанции 220 кВ ESS-920 состоит из КРУЭ 220 кВ по схеме «две рабочие секционированные выключателями системы шин и двумя шиносоединительными выключателями».

Выдача всей вырабатываемой мощности БЭС осуществляется от модуля подстанции 220 кВ ESS-920 через:

- два понижающих трансформатора 220/110 кВ мощностью 160 МВА, для понижения уровня напряжения до 110 кВ и последующей передачи мощности на ПС 110 кВ завода СПГ и СГК на ОГТ;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
			2	-	Зам.	545-24		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

- четыре понижающих трансформатора 220/35 кВ мощностью 100 МВА, необходимого для подачи питания на электродвигатели ЭД завода СПГ и СГК на ОГТ.

На данный момент технические условия на подключение находятся на стадии корректировки у заказчика ООО «Арктик СПГ 2».

2.2.2 Схема собственных нужд электростанции

Схема электрических соединений, рабочие и резервные источники питания собственных нужд (СН) 0,4 кВ БЭС обеспечивают:

- надежную работу основного электрического и технологического оборудования электростанции в нормальных, ремонтных и аварийных режимах;
- автоматическое включение резервного источника питания при отключении рабочего источника питания с возможностью самозапуска электродвигателей механизмов собственных нужд.

Основными Потребителями собственных нужд БЭС являются:

- собственные нужды ГТГ (шкафы НКУ 0,4 кВ комплектной поставки);
- сборки запорно-регулирующей арматуры;
- силовые сборки вспомогательного оборудования (поставляемые комплектно с оборудованием);
- оборудование связи;
- оборудование систем автоматизации;
- оборудование КИП;
- оборудование РЗА;
- силовые сборки и сборки управления оборудования вентиляции и отопления (поставляемые комплектно с оборудованием вентиляции и отопления);
- системы противопожарной защиты;
- система освещения.

Электроснабжение потребителей собственных нужд БЭС осуществляется на следующих напряжениях:

- 110 В постоянного тока для электроприводов постоянного тока, а также для цепей управления, защиты, автоматики;
- 0,4/0,23 кВ переменного тока для прочих потребителей.

Потребителями первой особой категории надежности электроснабжения являются оборудование КИП, связи и автоматизации, система ИСУБ и КИТСО.

Электроприемники СПЗ, аварийное освещение, а также система аварийной вентиляции и кондиционирования помещений АСУТП и ИБП относятся к электроприемникам I категории надежности электроснабжения.

Все остальные потребители относятся к третьей категории надежности электроснабжения.

Потребители электроэнергии собственных нужд расположены в следующих зданиях и сооружениях:

- модули газотурбинных генераторов 2-PMG-001 (002, 003, 004) первого этапа строительства;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
			2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

- модуль подстанции ESS-920;
- административный корпус;
- противопожарная насосная станция;
- общестанционная КТП собственных нужд;
- аварийная дизель-электрическая установка с РУНН-0,4 кВ (3 шт.).

Кроме того, от собственных нужд обеспечивается электроснабжение СН и обогрев сооружений:

- СН и обогрев резервуаров противопожарного запаса воды;
- СН и обогрев накопительной емкости дождевых стоков (2 шт.);
- СН и обогрев емкости аварийного слива турбинного масла (4 шт);
- СН и обогрев баков аварийного слива трансформаторного масла у модулей газотурбинных генераторов (6 шт);
- СН и обогрев баков аварийного слива трансформаторного масла у модулей подстанции (3 шт);
- обогрев емкости пополнения-слива теплоносителя (1 шт);
- обогрев емкости для аварийного слива дизельного топлива (1 шт).

Для питания СН каждого модуля 2-PMG-001 (002, 003, 004) и модуля ESS-920 проектом предусматривается установка трансформаторов собственных нужд 10/0,4 кВ (далее ТСН).

ТСН получают питание от ГТГ через ГРУ 10 кВ. Каждый ТСН подключен к распределительному устройству 0,4 кВ.

При нормальных условиях эксплуатации все электрические нагрузки будут питаться по нормальной схеме.

В случае вывода ТСН в ремонт или при его неисправности, резервный трансформатор (РТСН) будет назначен в качестве резервного источника для двух модулей ГТ, которые подключены к шине резервного питания 0,4 кВ.

Аварийным источником питания нагрузок каждого модуля 2-PMG-001 (002, 003, 004) и модуля ESS-920 является аварийная дизель-генераторная установка (ДГУ) соответствующей мощности. Каждая ДГУ будет подключена к шине резервного питания 0,4 кВ.

Нагрузки первой категории будут питаться непосредственно от шины резервного питания 0,4 кВ. При нормальных условиях эксплуатации шина резервного питания 0,4 кВ будет питаться от основного источник питания 400В (ТСН). В случае отключения основного источника питания источник питания автоматически будет переведен на аварийный источник питания.

Электроснабжение общестанционных потребителей БЭС осуществляется от общестанционной КТП 10/0,4 кВ мощностью 2х2500 кВА.

Основными потребителями электроэнергии общестанционных КТП являются:

- административный корпус;
- аварийная дизель-электрическая установка собственных нужд БЭС;
- противопожарная насосная станция;
- СН общестанционной КТП;

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							6
Инв. № подл.							6
							Лист
2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- обогрев трубопроводов и емкостей;
- наружное освещение.

Общестанционные КТП №1 и №2 10/0,4 кВ мощностью 2х2000 кВА являются заводскими изделиями высокой готовности контейнерного типа с системами рабочего и аварийного освещения, отопления, вентиляции, СПЗ.

РУСН-0,4 кВ КТП 10/0,4 кВ мощностью 2х2500 кВА является двухсекционным с АВР между секциями. Мощность трансформаторов, устанавливаемых в КТП 10/0,4 кВ выполнена на основании расчета нагрузок, представленного в приложении 1. Коэффициент загрузки каждого из трансформаторов в нормальном режиме не превышает 50 % номинальной мощности трансформатора. Нагрузки аварийного режима работы не превышает 100 % номинальной мощности трансформатора.

При пропадании основного питания СН БЭС проектом предусматривается установка аварийных дизель-электрических установок мощностью 2400 кВА каждая.

Предусматривается установка трех ДЭС контейнерного типа единичной мощностью 2400 кВА. Количество ДЭС принято в количестве, необходимом для обеспечения максимальной электрической нагрузки СН. Выдача вырабатываемой мощности ДЭС осуществляется через трехсекционное РУНН-0,4 кВ контейнерного типа. Нагрузки собственных нужд модулей 2-PMG-001 и 2-PGM-002 подключаются к шинам ДЭС (G1), нагрузки модулей 2-PMG-003, 2-PGM-004 и модуля ESS-920 подключаются к шинам ДЭС (G2) мощностью 2400 кВА. Нагрузка общестанционных нужд подключается к шинам ДЭС (G3) подключенных к общестанционной КТП.

Работа БЭС предполагается в автономном режиме, для электроснабжения завода СПГ и СГК на ОГТ, режим работы БЭС соответствует режиму работы основных потребителей: завода СПГ и СГК на ОГТ.

2.2 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

2.3.1 Требования к надежности электроснабжения

Электрическая энергия, вырабатываемая БЭС, используется в качестве основного источника электроснабжения основных потребителей завода СПГ и СГК на ОГТ и системы собственных нужд БЭС. Питание от ГТГ обеспечивает первую категорию надежности электроснабжения потребителей завода СПГ и СГК на ОГТ.

Нормальная работа БЭС и безопасность её обслуживания возможны только при условии надежной работы системы собственных нужд.

Требования надежности регламентированы. Согласно ПУЭ (7 изд.), потребители системы собственных нужд электростанций относятся к первой категории, и их электроснабжение обеспечивается по двум независимым электрическим цепям. Перерыв электроснабжения допускается лишь на время действия устройств автоматического ввода резерва (АВР).

Надежность электроснабжения системы собственных нужд обеспечивается следующими условиями:

- применение быстродействующей релейной защиты, позволяющей уменьшить опасность снижения напряжения при коротком замыкании во внешней сети, а также в сети собственных нужд;
- автоматическое регулирование возбуждения генераторов, обеспечивающее быстрое восстановление напряжения генераторов после отключения короткого замыкания;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
			2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

- использование для привода рабочих механизмов системы собственных нужд асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором, легко разворачивающихся (самозапускающихся) после кратковременного снижения напряжения;

- рациональное построение электрической схемы системы собственных нужд, в основу которой положен принцип секционирования этой системы с присоединением группы взаиморезервируемых потребителей к разным секциям с использованием резервных трансформаторов;

- применение ИБП;

- возможность получения питания от ДЭС.

2.3.2 Требования к качеству электроэнергии

Контроль качества электроэнергии подразумевает проверку выполнения требований ГОСТ 32144-2013.

ГОСТ 32144-2013 устанавливает требования к следующим показателям качества электрической энергии (ПКЭ):

- установившееся отклонение напряжения - положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю;

- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения. Показателями КЭ, относящимися к гармоническим составляющим напряжения являются значения коэффициентов, гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка в процентах напряжения основной гармонической составляющей в точке передачи электрической энергии. Для указанных показателей КЭ установлены нормы, приведенные в табл.1 - 3 ГОСТ 32144-2013;

- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения. Показателями КЭ, относящимися к искажению синусоидальности кривой напряжения является значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (отношения среднеквадратического значения суммы всех гармонических составляющих до 40-го порядка к среднеквадратическому значению основной составляющей) в точке передачи электрической энергии. Для указанных показателей КЭ установлены нормы, приведенные в табл. 4, 5 ГОСТ 32144-2013;

- коэффициент не симметрии напряжений по обратной последовательности. Установлены следующие нормы ПКЭ: значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности и несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2 % в течение 95 % времени интервала в одну неделю; значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности и несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 4 % в течение 100 % времени интервала в одну неделю;

- отклонение частоты в изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками, не подключенных к синхронизированным системам передачи электрической энергии – не должно превышать ± 1 Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и ± 5 Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю;

- длительность провала напряжения. Медленные изменения напряжения электропитания, обусловленные изменениями нагрузки электрической сети, бывают, как

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							8
Инв. № подл.							Лист
	2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

правило, продолжительностью более 1 мин. Колебания напряжения электропитания (как правило, продолжительностью менее 1 мин), в том числе одиночные быстрые изменения напряжения, обуславливают возникновение фликера. Для указанных показателей КЭ установлены следующие нормы;

- кратковременная доза фликера не должна превышать значения 1,38, длительная доза фликера не должна превышать значения 1,0 в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Колебания напряжения должны оставаться в пределах руководящих принципов IEC 60038.

Допуски по напряжению следующие:

- на распределительных щитах допуск по установившемуся напряжению составляет ± 5 %;

- на распределительных щитах (при запуске двигателей) допуск по напряжению составляет +10 % и -10 % максимум при пусковых переходных режимах;

- на клеммах двигателя (работа) допуск по напряжению составляет ± 5 % максимум;

- на клеммах двигателя (пуск) допуск по напряжению составляет -20 %.

Все оборудование должно быть рассчитано на то, чтобы выдерживать изменение напряжения на 10 % при нормальной работе.

Допуски по частоте следующие:

- допустимое изменение частоты системы составляет ± 2 % при нормальной работе. Допустимое изменение частоты системы составляет ± 5 % для переходных режимов при сбросе нагрузки и т.д.;

- генераторы должны быть оснащены регуляторами, позволяющими им работать в пределах требуемых допусков по частоте;

- общее гармоническое искажение (THD) для системных напряжений до 36 кВ не должно превышать 6.5 %;

- общее гармоническое искажение для системных напряжений выше 36 кВ ограничено 3 %.

Коэффициент мощности системы составляет не менее 0,8.

2.3 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах

Все электропотребители, участвующие в основном технологическом процессе (производство тепла и электроэнергии), а также обеспечивающие его непрерывность, отнесены к потребителям первой категории надежности электроснабжения. Остальные потребители (вспомогательное оборудование и механизмы, не участвующие в основном технологическом процессе) отнесены к третьей категории надежности электроснабжения по ПУЭ. С учетом необходимости работы предприятия в автоматическом режиме проектом исключено применение ручного переключения между разными вводами в щитах.

Все распределительные щиты, имеющие по 2 независимых ввода, комплектуются АВР, что обеспечивает электроснабжение потребителей по 1 категории надежности.

Электроприемники СПЗ запитываются по первой категории надежности электроснабжения от отдельных панелей ПЭСПЗ.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		9

Потребителями первой особой категории надежности электроснабжения являются система КИТСО, оборудование аварийного освещения, РЗА, КИП, связи и автоматизации. Надежность электроснабжения данных систем обеспечивается применением 3-его источника питания (ИБП переменного или постоянного тока). В состав ИБП входят выпрямительные устройства, АБ, Инвертор, разделительные трансформаторы.

Для аварийного электроснабжения потребителей в модулях 2-PMG-001 (002, 003, 004) устанавливается с ДГУ единичной мощностью 2,4 МВт.

2.4 Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения

2.5.1 Компенсация реактивной мощности

При значении $\cos U$ менее 0,93 в сети ~380/220В проектом предусмотрена установка на РУСН-0,4 кВ и общестанционного КТП устройств компенсации реактивной мощности. Компенсация реактивной мощности в сетях 10, 35 кВ не предусматривается, так как согласно требованиям ПУЭ п. 1.2.23, компенсация реактивной мощности предусматривается для электрических сетей с установкой устройств компенсации у потребителей.

2.5.2 Оборудование РЗА и требования к их техническим характеристикам

Реализация функций защит, автоматики (РЗА) и сигнализации электроустановки классом напряжения 10 кВ сооружаемой электростанции предусматривается на микропроцессорных блоках. Микропроцессорный блок релейной защиты является современным цифровым устройством защиты, управления и противоаварийной автоматики и представляет собой комбинированное многофункциональное устройство, объединяющее различные функции защиты, измерения, контроля, местного и дистанционного управления.

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

С учетом требований ПУЭ проектом предусматриваются устройства автоматики, не допускающие по возможности нарушений наиболее ответственных технологических процессов и повреждений оборудования при кратковременных нарушениях в сети внешнего и внутреннего электроснабжения.

Терминалы должны иметь встроенные, реализованные на заводе изготовителе алгоритмы работы основных функций релейной защиты и автоматики, также должна быть предусмотрена возможность реализации дополнительной свободно программируемой логики по месту при выполнении пуско-наладочных работ.

Терминалы должны выдерживать испытания в соответствии с ГОСТ 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000). Степень жесткости не ниже трех.

Терминалы должны иметь порты связи, обеспечивающие дистанционное управление, обмен информацией и, желательно, взаимодействие между терминалами РЗА (желательно), местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на отключение и неисправности.

В терминалах должна быть предусмотрена непрерывная диагностика.

Терминалы должны иметь возможность установки любой групп уставок по дискретным входным сигналам, а также всех регулируемых параметров, с клавиатуры и дисплея терминала (интерфейса человек-машина ИЧМ), с помощью персонального

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		10

компьютера (ПК), подключаемого к специальному входу терминала, и с верхнего уровня управления.

Терминалы должны иметь русифицированные интерфейсы.

В комплекте с терминалами каждого типа должны поставляться:

- программное обеспечение, (русифицированный вариант), необходимое для настройки параметров и конфигурации, просмотра текущих измеренных величин и принятых сигналов, скачивания осциллограмм, конфигурирования портов и протоколов связи;

- документация на русском языке, содержащая описание принципов работы, технические характеристики, алгоритмы встроенных функций и функциональные схемы, описание их функционирования и взаимодействия внутри терминала, рекомендации по выбору параметров настройки терминала, а также инструкции по наладке и эксплуатации;

- необходимые испытательные устройства и ЗИП;

- необходимо наличие не менее одного компьютера с установленным программным обеспечением для работы с терминалами (настройка параметров и конфигурации, просмотр текущих измеренных величин и принятых сигналов, скачивание осциллограмм, конфигурирование портов и протоколов связи).

2.5.3 Выбор устройств релейной защиты

В данном разделе приведен набор функций устройств РЗА и расчет уставок релейной защиты для вновь устанавливаемого оборудования генерации и распределения.

Топология системы РЗА принята построена на выполнении следующих принципов:

- отключения любого повреждённого элемента с минимально возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы не повреждённой части системы и ограничения области и степени повреждения;

- обеспечения сохранения функций защиты данного элемента сети от всех видов повреждения при выводе из работы любого устройства по любой причине;

- исключение необходимости вывода из работы первичного оборудования.

Для полноценного ближнего резервирования цепи тока и напряжения взаиморезервирующих комплектов защит подключаются к разным вторичным обмоткам ТТ и ТН, разными кабелями, что позволяет сохраняться в работе устройствам РЗА при повреждениях, как в ТТ и ТН, так и в кабелях.

Каждое устройство РЗА питается от отдельного автоматического выключателя, а резервирование питания обеспечивает схемой электрических соединений СОПТ.

Цепи отключения от каждого комплекта должны прокладываться отдельными кабелями, в соответствии с требованиями ПУЭ (п. 3.4.6).

Устройства РЗА обеспечены работоспособностью в рабочем диапазоне частот от 45 Гц до 55 Гц.

Использование МП устройств даёт существенные преимущества, в числе которых:

- реализация новых принципов и улучшенных характеристик;
- система самодиагностики;
- возможность интегрировать устройства РЗА в АСУ ТП;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям переменного тока и напряжения.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		11

2.5.3.1 Выбор устройств релейной защиты генератора

Для выдачи генерируемой мощности на шины КРУ-10 кВ проектируемой станции для каждого этапа строительства предусматривается установка двадцати газотурбинных установок с 3-х фазными синхронными генераторами (с бесщеточной системой возбуждения и автоматическим регулятором напряжения) номинальной электрической мощностью 25 МВт (каждая) при $\cos \phi = 0,8$, с напряжением на выводах генератора 10,5 кВ.

Параметры генератора представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Параметры генераторов

Параметр	Единица измерения	Значение
Номинальная мощность	МВА	31,25
Коэффициент мощности	-	0,8
Число оборотов	об/мин	3000
Напряжение номинальное	кВ	10,5
Ток в обмотке статора номинальный	А	1718
Частота номинальная	Гц	50
Тип возбуждения	Бесщёточное возбуждение	

Для защиты генератора используются 2 комплекта защит, выполненных на базе МП устройств РЗА:

- Дифференциальная защита генератора – 1 комплект;
- Комплект ступенчатых защит генератора – 1 комплект.

Защиты и автоматика, реализованные в данных устройствах:

- продольная дифференциальная защита генератора для защиты от междуфазных КЗ в обмотке статора с действием на останов турбины, отключение выключателя генератора и возбuditеля (ANSI 87G);

- защита от замыкания на землю в обмотке статора. Защита действует на останов турбины, отключение выключателя генератора и возбuditеля (ANSI 67N);

- защита от симметричных перегрузок (тепловая защита) для предотвращения повреждения генератора при перегрузке токами прямой последовательности. С действием на сигнал, а также на отключение выключателя генератора и возбuditеля (ANSI 49);

- токовая защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок выполняется со ступенчатой и интегральной зависимой характеристикой, соответствующей характеристике допустимых перегрузок защищаемого генератора токами обратной последовательности с действием на сигнал, а также отключение выключателя генератора и возбuditеля (ANSI 46);

- защита от повышения напряжения. Первая ступень действует на сигнал, вторая - на отключение возбuditеля и выключателя генератора (ANSI 59);

- защита обратной мощности, срабатывающая при отрицательном значении активной мощности генератора (когда генератор потребляет активную мощность из системы) в симметричном режиме с действием на останов турбины, отключение выключателя генератора и возбuditеля (2 ступени) (ANSI 32R);

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		12

- защита от снижения частоты обнаруживает снижение частоты в генераторе, контролирует диапазон частот и выводит сообщения о повреждениях. Защита от понижения частоты выполняется двухступенчатой. Первая ступень действует на сигнал, вторая на останов турбины, отключение выключателя генератора и возбудителя (ANSI 81U);

- защита от повышения частоты обнаруживает повышение частоты в генераторе, контролирует диапазон частот и выводит сообщения о повреждениях, обеспечивает дополнительную защиту турбины при отказе ограничителя скорости вращения. Защита от повышения частоты выполняется двухступенчатой. Первая ступень действует на сигнал, вторая на останов турбины, отключение выключателя генератора и возбудителя (ANSI 81O);

- функция обнаружения неисправности цепей напряжения контролирует вторичные цепи ТН, а именно срабатывание автомата трансформатора напряжения (в случае возникновения КЗ во вторичных цепях), обрыв проводов в одном или более измерительных контурах, кроме того, функция служит для блокировки срабатывания защит ANSI 40, 32R, 81O/U (ANSI 60);

- защита от асинхронного хода с потерей возбуждения с действием на останов турбины, отключение выключателя генератора и возбудителя (ANSI 40);

- максимальная токовая защита с минимальным пуском напряжения используется в качестве резервной защиты для дифференциальной защиты при внутренних неисправностях и при внешних неисправностях защищаемого объекта (функция дальнего резервирования). Защита действует на останов турбины, отключение выключателя генератора и возбудителя с выдержкой времени (ANSI 51V);

- защита от замыкания на землю в обмотке статора по напряжению нулевой последовательности 3U0. Защита действует на сигнал (ANSI 59N);

- защита генератора от ошибочного включения в сеть с действием на отключение выключателя генератора и возбудителя. Защита используется для ограничения повреждения при случайном включении выключателя генератора. (ANSI 50/27);

- защита от замыкания на землю обмотки ротора генератора в двух точках (64R) с действием на отключение выключателя генератора и возбудителя, а также на сигнал;

Так же в терминалах реализована функция блокировки включения выключателя (ранее отключенного защитами), до момента сброса (квитирования) реле (ANSI 86).

Выбор устройств релейной защиты ввода 10 кВ (ввод от генератора).

В ячейке 10 кВ предусматривается установка следующих защит и устройств автоматики:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- автоматическое ускорение МТЗ;
- пуск МТЗ для ЗДЗ;
- направленная защита от замыканий на землю;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- контроль синхронизма;
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- передача дискретной информации в ECS по стандартному протоколу обмена МЭК 61850 (два независимых канала), с удаленным доступом к параметрированию и считыванию данных – осциллограмм, уставок и т.д.;

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		13

- регистрация аварийных сигналов и команд, осциллографирование аналоговых сигналов;

- внутренний контроль и самодиагностика.

2.5.3.2 Выбор устройств релейной защиты отходящей линии 10 кВ к ТСН 10/0,4 кВ

В ячейке 10 кВ предусматривается установка следующих защит и устройств автоматики:

- токовая отсечка (ТО);

- максимальная токовая защита (МТЗ);

- автоматическое ускорение МТЗ;

- пуск МТЗ для ЗДЗ;

- защита от перегрузки;

- направленная защита от замыканий на землю;

- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);

- автоматика управления выключателем (АУВ);

- передача дискретной информации в ECS по стандартному протоколу обмена МЭК 61850 (два независимых канала), с удаленным доступом к параметрированию и считыванию данных – осциллограмм, уставок и т.д.;

- регистрация аварийных сигналов и команд, осциллографирование аналоговых сигналов;

- внутренний контроль и самодиагностика.

2.5.3.3 Выбор устройств релейной защиты ТН 10 кВ

В ячейке 10 кВ предусматривается установка следующих защит и устройств автоматики:

- контроль исправности цепей напряжения (КИН);

- сигнализация исчезновения напряжения на секции шин;

- контроль изоляции секции шин (защита от замыканий на землю);

- защита максимального напряжения;

- передача дискретной информации в ECS по стандартному протоколу обмена МЭК 61850 (два независимых канала), с удаленным доступом к параметрированию и считыванию данных – осциллограмм, уставок и т.д.;

- регистрация аварийных сигналов и команд, осциллографирование аналоговых сигналов;

- внутренний контроль и самодиагностика.

2.5.3.4 УРОВ выключателей 10 кВ

Описание функции УРОВ: если на выключатель подается команда отключения от защиты, одновременно она подается в логику УРОВ, при этом запускается элемент выдержки времени функции УРОВ. Выдержка времени набирается до тех пор, пока присутствует команда отключения от защиты и через контакты выключателя протекает ток. Если критерий протекания тока не выполняется, то опрашиваются блок-контакты выключателя (выдержка времени набирается до тех пор, пока блок-контакты

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

14

выключателя не покажут, что он отключен). Принимается, что выключатель правильно работал только в том случае, если через него не протекает ток и, если его блок-контакты показывают, что он отключен.

УРОВ выключателей выполняется со ступенчатым действием:

- первая ступень – действие без выдержки времени и с контролем тока на отключение своего выключателя;

- вторая ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение вышестоящих выключателей. Для вводов на секцию это выключатель на другом конце линии, для отходящих линий это выключатели вводов.

Ток пуска УРОВ выбирается из диапазона от 0,05 до $0,10 \cdot I_{номТТ}$.

УРОВ выключателей КРУ 10 кВ выполняется в терминалах РЗА всех присоединений.

2.5.3.5 Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) 10 кВ

Защита от дуговых замыканий в ячейках предназначена для быстрой ликвидации КЗ, сопровождающегося горением электрической дуги. ЗДЗ обеспечивает защиту оборудования от разрушения и минимизирует повреждения этого оборудования.

ЗДЗ выполняется на волоконно-оптических датчиках (ВОД), фиксирующих световую вспышку электрической дуги.

Структура ЗДЗ – распределенная. Устройства дуговой защиты устанавливаются в релейных отсеках ячеек КРУ 10 кВ. Волоконно-оптические датчики устанавливаются в отсеках высоковольтного оборудования, отсеках ввода-вывода кабелей и шин и в отсеках силовых шин 10 кВ, и подключаются в устройства дуговой защиты.

Для повышения селективности и надежности ЗДЗ должна срабатывать при наличии двух факторов: срабатывание ВОД в отсеках ячеек и повышение тока в силовых цепях (пуск МТЗ). Для отключения присоединения отходящей линии используется сигнал пуска МТЗ самого присоединения (встроенная функция терминала присоединения), для отключения секции используется сигнал пуска МТЗ вводов на секцию (встроенная функция терминала ввода).

ЗДЗ использует сигналы пуска МТЗ без выдержки времени для подтверждения наличия тока короткого замыкания и обеспечивает селективное отключение поврежденного участка.

Защита от дуговых замыканий имеет следующие принципы действия:

- при срабатывании ЗДЗ в кабельном отсеке ячеек отходящих присоединений выполняется отключение выключателя присоединения;

- при срабатывании ЗДЗ в отсеке выключателя или сборных шин ячеек выполняется отключение выключателей вводов и секционного выключателя;

- при срабатывании ЗДЗ в кабельном отсеке и отсеке выключателя ячеек питающих линий выполняется отключение вышестоящего выключателя;

- при срабатывании ЗДЗ в отсеке выключателя секционного выключателя выполняется отключение выключателей вводов смежных секций.

2.5.3.6 Выбор устройств релейной защиты трансформаторов 10/220 кВ, 220/115 кВ и 220/35 кВ

Для защит трансформаторов предусматриваются следующие защиты и функции устройств автоматики:

- продольная дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ);

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		15

- токовая отсечка (ТО);
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- защита от перегрузки (с действием на сигнал);
- газовая защита трансформатора (с контактами сигнализации и отключения);
- технологические защиты трансформатора;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- передача дискретной информации в ECS по стандартному протоколу обмена МЭК 61850 (два независимых канала);
- регистрация аварийных сигналов и команд, осциллографирование аналоговых сигналов;
- внутренний контроль и самодиагностика.

Функции ДЗТ выполняются на двух взаимозаменяемых комплектах защит (первый комплект защит и второй комплект защит). Реализация функций АУВ и УРОВ выполняется на базе отдельного устройства управления выключателем.

Для регулирования напряжения трансформаторов предусмотрено устройство ПБВ, которое не требует защит.

Для газовой защиты трансформатора используется реле Бухгольца с двумя сигнальными и двумя отключающими контактами. Контроль изоляции цепей газовой защиты реализован с использованием реле контроля изоляции. Реле контроля изоляции РКИ-МТ установлены в шкафах релейных защит трансформатора. Действие газовой защиты осуществляется через терминалы ДЗТ. Первая (сигнальная) ступень ГЗ действует на сигнал о неисправности, вторая (отключающая) ступень ГЗ действует на отключение. При этом возможен перевод действия первой ступени ГЗ на отключение, а также перевод действия второй ступени ГЗ на сигнал. Перевод осуществляется соответствующими ключами управления в шкафах релейных защит трансформатора.

Реализован прием следующих сигналов от реле технологических защит трансформатора:

- низкий уровень масла (действие на сигнал);
- низкий уровень масла (действие на отключение);
- высокая температура масла (действие на сигнал);
- высокая температура масла (действие на отключение);
- высокая температура обмотки (действие на сигнал);
- высокая температура обмотки (действие на отключение);
- срабатывание отсечного клапана (действие на отключение).

Действие сигналов от реле технологических защит трансформатора осуществляется через терминалы ДЗТ.

2.5.3.7 Выбор устройств релейной защиты линий выдачи мощности 110 кВ и 35 кВ

Для защит линий предусматриваются следующие защиты и функции устройств автоматики:

- продольная дифференциальная защита линии (ДЗЛ);

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		16

- токовая отсечка (ТО);
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- автоматика управления выключателем (АУВ) с контролем синхронизма;
- передача дискретной информации в ECS по стандартному протоколу обмена МЭК 61850 (два независимых канала);
- регистрация аварийных сигналов и команд, осциллографирование аналоговых сигналов;
- внутренний контроль и самодиагностика;
- автоматический контроль исправности используемых каналов связи;
- функция блокировки при неисправности каналов связи;
- синхронизированный по времени обмен данными между полуккомплектами ДЗЛ.

Функция ДЗЛ выполняется на двух взаимозаменяемых комплектах защит (основной и резервный).

Связь между терминалами ДЗЛ осуществляется по выделенной волоконно-оптической линии связи (ВОЛС). Для повышения надежности, количество предусмотренных каналов связи для каждого комплекта ДЗЛ – два (основной и резервный).

Терминалы ДЗЛ содержат в своем составе функцию определения места повреждения (ОМП). Может быть введена как функция одностороннего замера ОМП, так и функция двустороннего замера ОМП. Соответствующая функция вводится программным ключем.

2.5.3.8 Дифференциальная защита шин 220 кВ

Дифференциальная защита шин (ДЗШ) является основной для секций 220 кВ с изменяемой фиксацией присоединения. Для каждой секции защита выполняется с использованием двух комплектов ДЗШ.

Принцип действия защиты основывается на векторном сложении суммы токов всех присоединений каждой секции. Зона защиты ограничивается трансформаторами тока. В нормальном режиме векторная сумма токов всех присоединений секции равна нулю (с некоторой погрешностью), при повреждениях внутри защищаемого объекта сумма токов отлична от нуля, защита срабатывает.

Основные функции и защиты, реализуемые терминалом ДЗШ:

- дифференциальная защита с торможением;
- дифференциальная токовая отсечка;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- контроль исправности токовых цепей;
- передача дискретной информации в ECS по стандартному протоколу обмена МЭК 61850 (два независимых канала), с удаленным доступом к параметрированию и считыванию данных – осциллограмм, уставок и т.д.;
- регистрация аварийных сигналов и команд, осциллографирование аналоговых сигналов;
- внутренний контроль и самодиагностика.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

17

2.5 Предварительный расчет уставок релейной защиты

В качестве исходных данных для расчета и проверки уставок, токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах приведены на чертеже 653.144.ПТ-ИОС1.2.001-039_01R. Подробные расчеты токов короткого замыкания будут выполнены на стадии выполнения рабочей документации.

2.6.1 Расчет уставок релейных защит и автоматики генератора

Продольная дифференциальная защита генератора (ANSI 87G).

Защита подключается к ТТ, установленным на нулевых и линейных выводах генератора. Зона действия дифференциальной защиты ограничивается местом установки ТТ. Защита выполняется трехфазной. Дифференциальная защита генератора воздействует на останов турбины, отключение выключателя генератора и возбудителя

Дифференциальная защита вычисляет дифференциальный ток I_{Δ} и сравнивает его с током срабатывания дифференциального органа и органа дифференциальной отсечки. Защита срабатывает, когда дифференциальный ток превышает ток срабатывания дифференциального органа или дифференциальной отсечки.

Для отстройки от токов небаланса (при внешних КЗ или асинхронном режиме) в дифференциальном органе используется торможение (увеличение тока срабатывания с ростом сквозного тока).

Графическое отображение работы защиты представлено на рисунке 2.1.

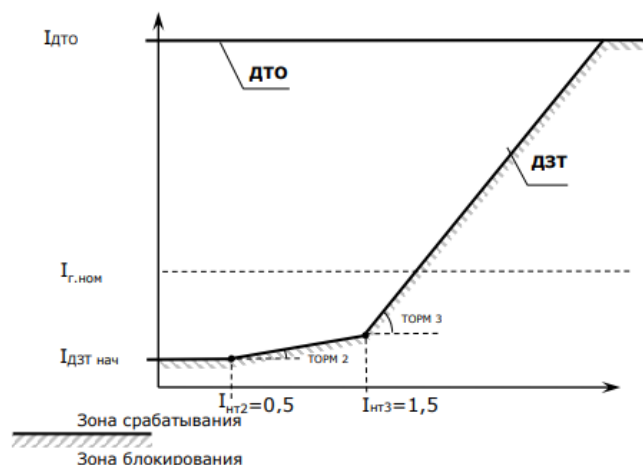


Рисунок 2.1 - Графическое отображение работы дифзащиты генератора

Дифференциальный ток вычисляется терминалом как сумма первичных токов, приведенных к номинальному первичному току генератора, и является безразмерной величиной. Вычисление дифференциального тока в терминале происходит по формуле:

$$I_{\text{диф}} \geq \left[\frac{I_{\text{в}} \cdot K_{\text{тТ В}}}{I_{\text{ном.Г}}} + \frac{I_{\text{н}} \cdot K_{\text{тТ Н}}}{I_{\text{ном.Г}}} \right] = \left[\frac{1 \cdot 2500}{1718} + \frac{1 \cdot 2500}{1718} \right] = 2,9 \text{ о.е.},$$

где, $I_{\text{ном.Г}}$ – номинальный ток генератора i -го плеча;

$K_{\text{тТ В}}, K_{\text{тТ Н}}$ – коэффициенты трансформации ТТ со стороны выводов и нейтрали генератора;

$I_{\text{в}}, I_{\text{н}}$ – векторы вторичных токов со стороны выводов и нейтрали генератора, А.

Ток торможения ДЗТ, являющийся безразмерной величиной, определяем по формуле:

$$I_{\text{торм}} \geq \frac{1}{2} \left[\frac{I_{\text{в}} \cdot K_{\text{тТ В}}}{I_{\text{ном.Г}}} - \frac{I_{\text{н}} \cdot K_{\text{тТ Н}}}{I_{\text{ном.Г}}} \right] = \frac{1}{2} \left[\frac{1 \cdot 2500}{1718} - \frac{1 \cdot 2500}{1718} \right] = 1,45 \text{ о.е.},$$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

18

Уставку срабатывания ДТО выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от расчётного максимального тока небаланса при насыщении ТТ апериодической составляющей. Погрешность ТТ при этом может достигать 90 %.

Для отстройки от расчётного максимального тока небаланса при внешних КЗ значение уставки $I_{дто}$ определяют по формуле:

$$I_{дто} = k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot k_{одн}(\varepsilon + \varepsilon_{бмрз}) I_{кз(3)} = 1,2 \cdot 6 \cdot 0,5(0,03 + 0,025) \frac{49100}{1718} = 5,5 \text{ о.е.},$$

где $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$k_{пер} = 6$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. При однотипных трансформаторах тока и одинаковой нагрузке ТТ принимается равным 0,5, в противном случае – 1;

ε – относительная полная погрешность ТТ в режиме, соответствующем току $I_{кз(3)}$ ($t = 0$);

$\varepsilon_{бмрз}$ – относительная погрешность аналогового входа тока терминала БМРЗ-ГР принимается равной 0,025;

$I_{кз(3)}$ – периодическая составляющая максимального трехфазного тока генератора при КЗ на шинах генераторного напряжения в начальный момент времени в о.е.

Ток начала торможения второго участка $I_{нт.2}$ принимают равным 0,5 о.е.

Уставку начального тока срабатывания $I_{дзт.нач}$, выбирают из условия отстройки от расчетного максимального тока небаланса при токе $I_{нт.2}$ по формуле:

$$I_{дзт.нач} = k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot k_{одн}(\varepsilon + \varepsilon_{бмрз}) I_{нт.2} = 1,2 \cdot 6 \cdot 0,5(0,03 + 0,025) 0,5 = 0,05 \text{ о.е.},$$

где $I_{нт.2}$ – ток торможения, соответствующий началу второго участка, о.е.

Ток начала торможения третьего участка $I_{нт.3}$ принимают равным 1,5 о.е. в предположении, что насыщение ТТ возможно только при токах больше данного значения.

Коэффициент торможения $k_{торм.2}$ второго участка характеристики торможения ДЗТ рекомендуется принимать равным 0,2 для отстройки от погрешностей ТТ.

Коэффициент торможения $k_{торм.3}$ третьего участка характеристики торможения ДЗТ выбирают исходя из условия отстройки от погрешности ТТ при насыщении ТТ апериодической составляющей тока КЗ.

Коэффициент торможения $k_{торм.3}$ принимаем равным 0,1, что соответствует погрешности одного из ТТ 50 % в переходном процессе.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности защиты должен быть около 2.

Коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ определяют по формуле:

$$k_{ч} \geq \frac{I_{кз. \min}}{I_{дзт.нач}} = \frac{1,99}{0,05} = 39,8,$$

где $I_{кз. \min}$ – ток металлического двухфазного КЗ на выводах генератора в начальный момент возникновения КЗ, о.е.

Защита от замыкания на землю в обмотке статора (ANSI 51N).

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

19

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при замыканиях на землю в обмотке статора.

Защита воздействует на останов турбины, отключение выключателя генератора и возбuditеля.

Защиту выполняют на основе измерения тока нулевой последовательности.

Расчетный ток срабатывания защиты отстраивается от тока внешнего ОЗЗ, который принимается равным емкостному току своего присоединения с учетом броска.

Первичный ток срабатывания защиты выбирают из условия селективности действия при внешнем однофазном замыкании на землю, сопровождающемся внешним замыканием между двумя фазами. При наличии блокировки при внешних КЗ уставку защиты от ОЗЗ $I_{озз}$ с. з. А, определяют по формуле:

$$I_{озз} = \frac{1}{k_v} (k_{отс}' \cdot I_c + k_{отс}'' \cdot I_{нб}) = \frac{1}{0,95} (1 \cdot 7,51 + 1,5 \cdot 1,5) = 10,2 \text{ А,}$$

где $k_v = 0,95$ - коэффициент возврата;

$k_{отс}'$ - коэффициент отстройки от перемежающегося внешнего замыкания на землю;

I_c - установившийся емкостной ток замыкания на землю присоединения с защищаемым генератором, А;

$k_{отс}'' = 1,5$ - коэффициент отстройки;

$I_{нб}$ - первичный установившийся ток небаланса, обусловленный погрешностью ТТНП и соответствующий току срабатывания резервных защит от внешних КЗ, А (первичный установившийся ток небаланса определяется при проведении пусконаладочных работ, при проектировании можем принять равным 1,5 А).

В сети с резистивным заземлением нейтрали установившийся емкостной ток замыкания на землю сети генераторного напряжения определяют по формуле:

$$I_c = \sqrt{(\sum I_{0ген} + \sum I_{0каб})^2 + \sum I_{0R}^2} = \sqrt{(0,05 \cdot 10^{-2})^2 + 7,5^2} = 7,51 \text{ А,}$$

где $I_{0ген}$ - собственный емкостной ток генератора, А;

$I_{0каб}$ - емкостной ток кабельной линии (токопровода), А;

I_{0R} – ток, протекающий через резистор заземления нейтрали, А.

Значение составляющей тока ОЗЗ, обусловленной резистором, определяют по формуле:

$$I_{0R} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot k_{сх} \cdot R} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 800} = 7,5 \text{ А,}$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В;

$k_{сх}$ – коэффициент, зависящий от схемы подключения резистора;

R – сопротивление резистора заземления нейтрали, Ом.

Значением собственного емкостного тока токопровода пренебрегаем в силу его незначительности.

Собственный емкостной ток генератора рассчитывают по формуле:

$$I_{0ген} = 3 \cdot \omega \cdot C_{ген} \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} = 3 \cdot 314 \cdot 0,175 \cdot 10^{-6} \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 0,05 \cdot 10^{-2} \text{ А,}$$

где ω – круговая частота сети, рад;

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

20

Сген – емкость одной фазы обмотки статора по отношению к земле, Ф.

Значение емкости одной фазы обмотки статора по отношению к земле может быть определено по следующей формуле:

$$C_{ген} = \frac{0,0187 \cdot S}{1,2\sqrt{U_{ном}} \cdot (1 + 0,08U_{ном})} 10^{-6} = \frac{0,0187 \cdot 31,25}{1,2\sqrt{10,5} \cdot (1 + 0,08 \cdot 10,5)} 10^{-6} = 0,175 \cdot 10^{-6} \text{ Ф,}$$

где S – номинальная полная мощность генератора, МВ·А;

U_{ном} - номинальное междуфазное напряжение генератора, кВ.

Чувствительность защиты от однофазных замыканий определяют при замыкании на выводах генератора:

$$k_{ч} \geq \frac{I_{0\Sigma}}{I_{033}} = \frac{10,2}{7,51} = 1,3,$$

где I_{0Σ} - установившийся емкостной ток замыкания на землю сети генераторного напряжения, за исключением защищаемого генератора, А.

Получившееся значение чувствительности меньше рекомендуемого (2), в связи с чем, необходимо применить направленную защиту от ОЗЗ.

Первичный ток срабатывания направленной защиты выбирают из условия отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ между двумя фазами. При выполнении защиты с блокировкой при внешних КЗ уставку защиты определяют по формуле:

$$I_{033} = \frac{k_{отс} \cdot I_{нб}}{k_{в}} = \frac{1,5 \cdot 1,5}{0,95} = 2,3 \text{ А,}$$

Уставку по напряжению определяют по условию отстройки от напряжения небаланса в нормальном режиме:

$$U_{033} = k_{отс} \cdot U_{нб} = 1,5 \cdot 7 = 10,5 \text{ В,}$$

где k_{отс} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,5;

U_{нб} – максимальное напряжение небаланса на выводах 3U0 трансформатора напряжения, может быть принято равным 7 В.

В терминалах предусмотрена возможность изменения угла максимальной чувствительности. Для сети с нейтралью, заземленной через высокоомный резистор, рекомендуется устанавливать угол максимальной чувствительности равным плюс 135°.

Корректность работы реле направления мощности нулевой последовательности на основании расчета угла тока сети при ОЗЗ на поврежденном присоединении осуществляется на основании суммарного емкостного тока ОЗЗ сети и номинального сопротивления резистора нейтрали:

$$\phi_{мч} = 90^\circ + \arctg\left(\frac{I_{0R}}{I_{0C}}\right) = 90^\circ + \arctg\left(\frac{7,5}{0,05}\right) = 179^\circ,$$

где I_{0R}, I_{0C} - активная и ёмкостная составляющие тока ОЗЗ, А.

Расчетный угол максимальной чувствительности находится в пределах зоны срабатывания.

Защита от замыканий на землю действует на отключение генераторного выключателя, АГП, пуск УРОВ, а также на останов турбины.

Выдержку времени принимаем равной 1 сек.

Защита генератора от симметричных перегрузок обмотки статора (тепловая перегрузка статора) (ANSI 49).

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

21

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при симметричных перегрузках.

Защита действует на сигнал, а также на отключение выключателя генератора и возбuditеля.

Функция защиты моделирует тепловой профиль защищаемого оборудования.

Защита от перегрузки имеет независимую и зависимую времятоковые характеристики. Для зависимой характеристики продолжительность перегрузки от кратности тока прямой последовательности задается в табличном виде.

Защита подключается к ТТ, установленным со стороны нулевых выводов генератора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяют по условию отстройки от номинального тока генератора:

$$I_{\text{сим.п.с}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном.Г}} = \frac{1,05}{0,95} 1 = 1,1 \text{ о.е.},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{ном.Г}}$ – номинальный ток генератора, о.е.

Выдержку времени ступени защиты, действующей на сигнал, выбираем по условию отстройки от времени действия резервных защит - 10 сек.

Ток пуска защиты от перегрузки с зависимой характеристикой выдержки времени определяют по условию отстройки от номинального тока генератора:

$$I_{\text{сим.п.п}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном.Г}} = \frac{1,05}{0,95} 1 = 1,1 \text{ о.е.},$$

Характеристика срабатывания защиты от перегрузки задается последовательностью точек $t_{\text{с.з.}}(I_{\text{с.з.}})$ и выбирают по перегрузочной характеристике генератора (принимая на основании п.2.25 РД 34.45.501-88).

Уставки срабатывания защиты для различных значений величины перегрузки, принятые на основании кривой симметричной перегрузки приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Характеристика срабатывания защиты от тепловой перегрузки

$I_{\text{ф}}/I_{\text{н}}$	$I_{\text{первичный}}, \text{A}$	$I_{\text{вторичный}}, \text{A}$	$t_{\text{р},100} \%, \text{с}$
1,5	2577	1	1
1,4	2405	0,96	40
1,3	2233	0,89	55
1,2	2061	0,8	85
1,1	1890	0,75	180

где $t_{\text{р},100} \%$ - время задержки защиты, сек.

Защита от несимметричных КЗ и перегрузок (ANSI 46).

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при несимметричных КЗ и перегрузках токами обратной последовательности. При данной перегрузке создается вращающееся в противоположном направлении магнитное поле, которое воздействует на ротор с двойной частотой. Вихревые токи индуцируются на поверхности ротора, что приводит к локальному перегреву при переходе между щелевыми клиньями и пучками обмоток. Защита действует на сигнал, а также на отключение выключателя генератора и возбuditеля

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

22

Защита подключается к ТТ, установленным со стороны нулевых выводов генератора.

Защита генератора от несимметричной перегрузки может выполняться, как с независимой, так и с зависимой характеристикой выдержки времени. Принимаем зависимую характеристику выдержки времени, поскольку она повторяет характеристику допустимой длительности несимметричного режима генератора и не усложняет выполнение защиты.

Ток пуска защиты с зависимой характеристикой выдержки времени определяют по условию отстройки от длительно допустимого тока обратной последовательности:

$$I_{\text{несим.п.п}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{2\text{доп}} = 1,1 \cdot 0,1 = 0,11 \text{ о.е.},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,1;

$I_{2\text{доп}}$ - длительно допустимый ток обратной последовательности, выраженный в долях от номинального тока генератора, о.е. (принимаем на основании ИД от ЗИ генератора).

Постоянную времени охлаждения генератора рассчитывают по формуле:

$$T_{\text{несим.п.охл.}} = \frac{A}{3 \cdot (I_{2\text{доп}})^2} = \frac{15}{3 \cdot (0,1)^2} = 500 \text{ сек.},$$

где A - постоянная нагрева ротора генератора, с, (принимаем на основании п.2.36 РД 34.45.501-88).

Ток срабатывания сигнализации выбирают по условию отстройки от длительно допустимого тока обратной последовательности:

$$I_{\text{несим.п.сиг.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} I_{2\text{нб}} = \frac{15}{3 \cdot (0,1)^2} = 500 \text{ сек},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{2\text{нб}}$ - ток небаланса, о.е.

Ток небаланса при максимальном токе перегрузки определяют по формуле:

$$I_{2\text{нб}} = (k_{\text{сх}} \cdot \varepsilon + \gamma) \cdot I_{\text{пер. макс}} = (0,33 \cdot 0,03 + 0,05) \cdot 1 = 0,06 \text{ о.е.},$$

где $k_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы, при использовании ТТ в трех фазах равен 0,33;

ε - слагающая тока небаланса, обусловленная погрешностью трансформаторов тока при номинальном токе. Погрешность трансформаторов тока 10Р для защиты при номинальном токе составляет $\varepsilon = 0,03$;

γ - слагающая тока небаланса, обусловленная погрешностью вычисления токов обратной последовательности в устройстве релейной защиты, для БМРЗ-ГР принимается равной 0,05;

$I_{\text{пер. макс}}$ - ток максимально возможной симметричной перегрузки генератора, о.е.

Защита генератора от повышения напряжения (ANSI 59).

Защита предназначена для предотвращения повреждений, возникающих при недопустимом повышении напряжения на статоре генератора. Первая ступень действует на сигнал, вторая - на отключение генераторного выключателя и возбуждителя.

Защита подключается ко вторичной обмотке ТН, установленного со стороны линейных выводов генератора и контролирует межфазное напряжение.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		23

Уставки органов 1 ($U>$) и 2($U>>$) ступеней задаются в относительных единицах по отношению к базисному напряжению.

Уставка срабатывания сигнальной ступени:

$$U> = 1,07 \frac{U_{ном.Г} \cdot U_{ТН.В}}{U_{ТН.п}} = 107 \text{ В,}$$

где $U_{ном.г}$ – номинальное напряжение статора генератора;

$U_{ТН.п}$ – номинальное первичной обмотки ТН на линейных выводах генератора, В;

$U_{ТН.В}$ – номинальное первичной обмотки ТН на линейных выводах генератора, В.

Уставка срабатывания ступени на отключение принимается в диапазоне от 110 до 135 %:

$$U>> = 1,14 \frac{U_{ном.Г} \cdot U_{ТН.В}}{U_{ТН.п}} = 114 \text{ В}$$

Выдержку времени срабатывания первой ступени защиты принимаем:

$$t> = 10 \text{ с.}$$

Выдержку времени срабатывания второй ступени защиты принимаем:

$$t>> = 0,06 \text{ с.}$$

Защита обратной мощности Р (ANSI 32R).

Защита Робр срабатывает при отрицательном значении активной мощности генератора (когда генератор потребляет активную мощность из системы) в симметричном режиме, и не срабатывает при положительном значении активной мощности генератора (когда генератор выдает активную мощность в систему).

Защита подключается к ТТ на нулевых выводах генератора и к ТН на линейных выводах.

Функция защиты от реверса мощности вычисляет активную мощность, на основе симметричных составляющих основной гармоники напряжений и токов. Поскольку для оценки используются переменные прямой последовательности, реверс мощности фиксируется независимо от небаланса токов или напряжений.

Уставка срабатывания определяется в пределах потерь на трение (определяют активную мощность, потребляемую турбогенератором). Для газовых турбин это значение составляет до 5 %.

Принимаем уставку защиты:

$$P_{зрам} = 5 \%$$

Первая ступень защиты работает без выдержки времени на ГТУ.

Срабатывание первой ступени защиты разрешает оперативное отключение и отключение от технологических защит. Команда отключения от технологических защит действует также на АГП.

Вторая ступень защиты работает с выдержкой времени 20 с и с задержкой на сброс при пропадании сигнала пуска - 3 с.

Вторая ступень защиты действует на отключение генераторного выключателя, АГП.

Максимальная токовая защита с минимальным пуском напряжения (ANSI 51V).

Защита от перегрузки по току в течение определенного времени используется в качестве резервной защиты для дифференциальной защиты при внутренних неисправностях и устройств защиты от перегрузки при внешних КЗ.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		24

Защита подключается к ТТ на нулевых выводах генератора и к ТН на линейных выводах на фазный ток и линейное напряжение.

Уставки защиты выбираются согласно ПУЭ п.3.2.42.

Ток срабатывания МТЗ (вторичный):

$$I_{\text{МТЗ.с.з.}} = \frac{\text{котс}}{\text{кв}} I_{\text{ном.Г}} = \frac{1,2}{0,95} 1 = 1,25 \text{ о. е.},$$

где котс – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

кв – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{\text{ном.Г}}$ – номинальный ток генератора, принимается равным 1 о.е.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения:

$$U_{\text{МТЗ.с.з.}} = 0,7 U_{\text{ном}} = 7350 \text{ В},$$

Уставку срабатывания защиты по напряжению обратной последовательности выбирают по условию отстройки от напряжения небаланса нормального режима:

$$U_{2\text{МТЗ.с.з.}} = \text{кнб} \cdot U_{\text{ном}} = 735 \text{ В}$$

где, кнб = 0,07 – коэффициент небаланса;

Чувствительность по току (первичному току срабатывания защиты) определяется при металлическом двухфазном КЗ в конце зоны резервирования приведенному к напряжению генератора (за повышающим трансформатором):

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{I_{\text{кз.мин.}}}{I_{\text{МТЗ.с.з.}}} = \frac{5,7}{2,14} = 2,64 > 1,5$$

где, $I_{\text{кз.мин}}$ – периодическая составляющая тока двухфазного КЗ в конце зоны резервирования в установившемся режиме.

Минимальное значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и при КЗ на шинах, т.о. чувствительность защиты обеспечивается.

Выдержка времени срабатывания должна быть на ступень селективности больше, чем выдержка времени наиболее чувствительной ступени защит присоединений, отходящих от сборных шин генераторного напряжения (ОЛ к ТСН):

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{с.з.ТСН}} + \Delta t = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ сек},$$

где $t_{\text{с.з.ТСН}}$ – выдержка времени срабатывания МТЗ ТСН, сек.

Защита действует на останов турбины, отключение выключателя генератора и возбуждителя.

Защита понижения частоты (ANSI 81U).

Защита подключается к ТН на линейных выводах генератора.

Защита имеет 2 ступени, действующие с различными выдержками времени.

Уставки срабатывания задаются в соответствии с ПУЭ, п. 3.3.76.

Первая уставка срабатывания:

$$f_1 < = 47,5 \text{ Гц.}$$

Вторая уставка срабатывания:

$$f_2 < = 46 \text{ Гц.}$$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

25

Выдержка времени срабатывания:

$$t f1 < = 40 \text{ сек.}$$

Выдержка времени срабатывания:

$$t f2 < = 1 \text{ сек.}$$

Защита действует на отключение выключателя генератора и возбuditеля.

Защита от повышения частоты (ANSI 81O).

Защита подключается к ТН на линейных выводах генератора.

Уставки срабатывания задаются в соответствии с ПУЭ, п. 3.3.84.

Первая уставка срабатывания:

$$f1 > = 52,5 \text{ Гц.}$$

Выдержка времени срабатывания:

$$f2 > = 10 \text{ мин.}$$

Уставка срабатывания на отключение:

$$t f1 > = 55 \text{ Гц.}$$

Выдержка времени срабатывания на отключение:

$$t f2 > = 5 \text{ сек.}$$

Защита действует на отключение выключателя генератора и возбuditеля.

Защита от замыкания на землю обмотки ротора генератора в двух точках (64R).

Для защиты генератора от замыкания на землю в цепи возбуждения предусматривают двухступенчатую защиту от понижения уровня изоляции цепей возбуждения.

Первая ступень указывает на необходимость принятия мер к обнаружению участка со сниженным сопротивлением, т.е. действует на сигнал. А кроме того, вводится в работу функция защиты от замыкания на землю обмотки ротора генератора в двух точках.

Защита действует на отключение генераторного выключателя и возбuditеля.

Защита генератора от замыкания на землю в цепи возбуждения на терминалах БМРЗ-ГР выполняется с использованием внешних устройств защиты или контроля изоляции цепей возбуждения. В качестве защиты от замыкания на землю в цепи возбуждения применяют устройства контроля изоляции.

Уставки устройств контроля изоляции:

- для первой ступени (сигнализация) – 10 кОм;

- для второй ступени (отключение) – 4 кОм.

Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения (ANSI 40).

При потере возбуждения генератор переходит в асинхронный режим, частота вращения генератора увеличивается не более чем на 10 %, поскольку большее её увеличение приводит к срабатыванию автомата безопасности турбины.

В условиях асинхронного режима вследствие потребления из сети большой реактивной мощности значительно увеличивается ток статора, что может привести к перегреву обмотки, поэтому активная мощность в асинхронном режиме должна ограничиваться. Скольжение ротора относительно вращающегося магнитного поля создает вихревые токи в бочке ротора, вызывающие дополнительный нагрев ротора, что может привести к его перегреву и повреждению.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

26

Защиту от потери возбуждения выполняют с помощью направленного реле сопротивления с круговой характеристикой. В нормальном режиме работы вектор полного сопротивления на выводах генератора обычно находится в первом квадранте комплексной плоскости сопротивлений. При потере возбуждения генератор потребляет из сети значительную реактивную мощность и продолжает нести активную нагрузку, поэтому вектор сопротивления перемещается в четвертый квадрант.

Защита от потери возбуждения действует на основании вектора сопротивления прямой последовательности, рассчитанного из фазных токов и линейных напряжений.

Защита подключается к ТТ и ТРН на линейных выводах генератора.

Характеристика защиты имеет вид, представленный на рисунке 2.2. Область расположения симметричной круговой характеристики определяется уставками по сопротивлению срабатывания и смещения при фиксированном угле максимальной чувствительности, равном 270°.

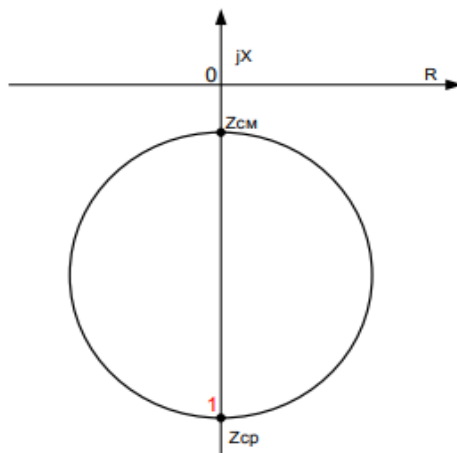


Рисунок 2.2 - Характеристика реле сопротивления защиты от потери возбуждения

Сопротивление срабатывания защиты от потери возбуждения выбирают из условия обеспечения надежной работы при потере возбуждения ненагруженного генератора:

$$Z_{зп.с.з.} = 1,1 \cdot x_d = 1,1 \cdot 2,2 = 2,4 \text{ о.е.},$$

где x_d – синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.

Сопротивление смещения характеристики выбирают из условия срабатывания защиты при асинхронном режиме генератора с полной нагрузкой и замкнутой накоротко обмоткой ротора:

$$Z_{зп.см.} = 0,4 \cdot x'd = 0,4 \cdot 0,25 = 0,1 \text{ о.е.},$$

где $x'd$ - переходное сопротивление генератора, о.е.

Для исключения ложного срабатывания защиты при включении генератора методом грубой синхронизации предусмотрено замедление ввода защиты при появлении тока в цепи генератора.

Уставку по току принимают равной нижнему порогу измерения терминала - 0,25 А.

Выдержку времени при появлении тока в цепи генератора принимают равной 1 с.

Выдержку времени защиты от потери возбуждения выбирают из условия отстройки от переходных процессов:

$$t_{зп.с.з.} = 2 \text{ сек}$$

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

27

Защита действует на останов турбины, отключение выключателя генератора и возбудителя.

Функция обнаружения неисправности цепей напряжения (ANSI 60).

Контроль исправности цепей напряжения выполняется по следующим критериям:

- обрыв одного и двух проводов по наличию напряжения обратной последовательности при отсутствии тока обратной последовательности;
- обрыв трех проводов по отсутствию всех линейных напряжений при наличии фазных токов;
- контроль блок-контактов автомата ТН.

При обнаружении неисправности цепей напряжения срабатывает вызывная сигнализация и происходит блокирование МТЗ с пуском по напряжению, защиты от асинхронного режима и защиты от реверса активной мощности.

Выдержка времени КЦН должна превышать выдержки времени МТЗ с пуском по напряжению для предотвращения блокирования защит при КЗ.

Предотвращение излишнего срабатывания МТЗ с пуском по напряжению обеспечивается отсутствием пуска по току.

При пуске МТЗ алгоритм КЦН блокируется.

Уставку срабатывания алгоритма КЦН по напряжению обратной последовательности выбирают по условию отстройки от напряжения небаланса нормального режима:

$$U_{2кцн} = кнб \cdot U_{гном} = 0,07 \cdot 10500 = 735 \text{ В,}$$

где кнб – коэффициент небаланса;

U_{гном} – номинальное напряжение генератора, В.

Уставку срабатывания алгоритма КЦН по току обратной последовательности выбирают по условию отстройки от длительно допустимого тока обратной последовательности:

$$I_{2кцн} = \frac{котс}{кв} \cdot I_{2доп} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 0,1 = 0,11 \text{ о. е.,}$$

где котс – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

кв – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

I_{2доп} - длительно допустимый ток обратной последовательности, о.е

Уставку срабатывания алгоритма КЦН по линейному напряжению принимают равной нижнему порогу измерения аналогового входа по напряжению терминала - 1 В.

Уставку срабатывания алгоритма КЦН по фазным токам принимают равной нижнему порогу измерения аналогового входа по току терминала - 0,25 А.

2.6.2 Расчет уставок релейных защит ввода 10 кВ (ввод от генератора)

Максимальная токовая защита.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется по условию отстройки от максимального тока нагрузки, проходящего через выключатель от работающего в максимальном режиме генератора:

$$I_{С.З.}^{II} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{пер} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot 1,3 \cdot I_{ном} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 1,3 \cdot 1718 = 2703,6 \text{ А,}$$

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
			2	-	Зам.	545-24		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

где k_B - коэффициент возврата защиты (равен 0,95);

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки (принимается равным 1,15).

Определяем коэффициент чувствительности защиты при 2-х фазном КЗ за выключателем (ток КЗ обусловлен только подпиткой от генератора):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.2}}^I}{I_{\text{С.З.}}^{\text{II}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{9,95}{2,7036} = 3,19 > 1,5$$

- условие требования чувствительности выполняется.

Чтобы МТЗ работала селективно, нужно отстраиваться от времени срабатывания защит линии к ТСН, $t_{\text{сз.пред.}} = 0,9$ с. В результате время срабатывания МТЗ определяется по формуле:

$$t_{\text{ср}} = t_{\text{сз.пред.}} + \Delta t = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с.}$$

Устройство резервирования отказов выключателя

Защита от неисправности выключателя выполнена на основе логического узла, предназначенного для формирования сигнала отключения смежных выключателей электрической сети при отказе выключателя линии.

Ток пуска УРОВ выбирается из диапазона от 0,05 до 0,10 Iном.

Первичный ток срабатывания определяем:

$$I_{\text{СЗ}} = 0,1 \cdot I_{\text{н.перв.тт}}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = 0,3 \text{ с}$$

Расчет уставок для остальных вводов от генератора выполняется аналогично. В таблице 2.2 выполнены уставки для вводов от генератора.

Таблица 2.2 – Уставки вводов от генератора

Секция	Наименование присоединения	Максимальная токовая защита (МТЗ), А
242-SB921A-C1	242-GT-921A	2703,6
	242-GT-921B	2703,6
242-SB921B-C1	242-GT-921C	2703,6
	242-GT-921D	2703,6
242-SB921C-C1	242-GT-921E	2703,6
	242-GT-922E	2703,6
242-SB922A-C1	242-GT-922A	2703,6
	242-GT-922B	2703,6
242-SB922B-C1	242-GT-922C	2703,6
	242-GT-922D	2703,6

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

29

Секция	Наименование присоединения	Максимальная токовая защита (МТЗ), А
242-SB923A-C1	242-GT-923A	2703,6
	242-GT-923B	2703,6
242-SB923B-C1	242-GT-923C	2703,6
	242-GT-923D	2703,6
242-SB923C-C1	242-GT-923E	2703,6
	242-GT-924E	2703,6
242-SB924A-C1	242-GT-924A	2703,6
	242-GT-924B	2703,6
242-SB924B-C1	242-GT-924C	2703,6
	242-GT-924D	2703,6

2.6.3 Расчет уставок релейных защит отходящей линии 10 кВ к ТСН 10/0,4 кВ

Ниже приведен расчет для ТСН 242-TR920-CN1. Исходные данные для расчетов:

- мощность ТСН: $S_{ном} = 800$ кВА;
- номинальное напряжение стороны ВН: 10,5 кВ;
- номинальное напряжение стороны НН: 0,4 кВ;
- номинальный ток: $I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 44,4$ А.

- ток КЗ в максимальном режиме за ТСН (НН) – 21,7 кА;
- ток КЗ в минимальном режиме перед ТСН (ВН): 34,7 кА, за ТСН (НН) – 21 кА.

Токовая отсечка.

Для обеспечения селективной работы токовой отсечки, ее необходимо отстраивать от токов КЗ за трансформатором, то есть на стороне 0,4 кВ, а также от бросков токов намагничивания, которые возникают при включении под напряжение ненагруженного трансформатора, которые могут превышать в 3-5 раз номинальный ток трансформатора. Зона действия токовой отсечки охватывает: питающий кабель 10 кВ от ячейки 10 кВ до трансформатора и часть обмоток трансформатора.

Определяем первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{С.3.1}^I \geq K_{отс} \cdot I_{КЗ} = 1,15 \cdot 21700 \cdot \frac{0,4}{10,5} = 951 \text{ А,}$$

где $I_{КЗ}$ - ток 3-х фазного КЗ, при КЗ за трансформатором в максимальном режиме, приведённый к стороне 10 кВ;

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки принимается равным 1,15.

Определяем бросок тока намагничивания трансформатора:

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

30

$$I_{C.3.2}^I \geq K_{отс} \cdot I_{ном} \cdot K_{бр} = 1,15 \cdot 44 \cdot 5 = 253A ,$$

где $K_{бр}$ - коэффициент броска тока намагничивания равным 5.

За расчетный ток принимаем наибольший ток срабатывания защиты $I_{C.3.1}^I = 951A$.

Принимаем первичный ток срабатывания ТО $I_{C.3.1}^I = 951A$.

Определяем коэффициент чувствительности защиты в минимальном режиме питающей сети для случая 2-х фазного КЗ на выводах 10 кВ трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{C.3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 34,7}{2 \cdot 0,951} = 31,6 > 1,5$$

Защита работает без выдержки времени.

Максимальная токовая защита.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется по условию отстройки от тока перегрузки трансформатора собственных нужд:

$$I_{C.3}^{II} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{пер} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot 1,3 \cdot I_{ном} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 1,3 \cdot 44 = 69,3A ,$$

где k_B - коэффициент возврата защиты (равен 0,95);

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки (принимаем равным 1,15).

Определяем коэффициент чувствительности защиты при 2-х фазном КЗ за трансформатором, ток КЗ приводим к стороне ВН:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.2}^I}{I_{C.3}^{II}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 21000 \cdot (0,4 / 10,5)}{2 \cdot 69,3} = 10 > 1,5$$

- условие требования чувствительности выполняется.

Чтобы МТЗ работала селективно, нужно отстраиваться от времени срабатывания предыдущих защит, в данном случае это вводной автоматический выключатель на стороне 0,4 кВ, где время его срабатывания $t_{сз.пред.} = 0,6$ с. В результате время срабатывания МТЗ определяется по формуле:

$$t_{cp} = t_{сз.пред.} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ сек.},$$

Защита от перегрузки.

Определяем первичный ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{C.3}^{III} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном \text{ ВН}} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 44 = 53,3A$$

где k_B - коэффициент возврата защиты (равен 0,95);

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки (принимаем равным 1,15).

Защиту выполняем с действием на сигнал, уставку по времени принимаем – 9 с.

Защита от замыкания на землю.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

31

Защита от однофазных замыканий на землю используется для действия на сигнал при однофазных замыканиях в кабеле присоединения.

Защита включается на специальный трансформатор тока нулевой последовательности.

При замыкании на землю на любом присоединении, через это присоединение начинает проходить емкостной ток всей секции, получаемый сложением собственных емкостных токов присоединений.

Значение собственного емкостного тока линии $I_{с.л.}$ приближенно определяется:

$$I_{с.л.} = \frac{U_{ном.л.}}{10} \cdot L \cdot n,$$

где $U_{ном.л.}$ – номинальное напряжение кабельной линии;

L – длина линии, км;

n – количество кабелей в линии.

Первичный расчетный ток срабатывания направленной защиты от замыканий на землю для каждого присоединения определяется по условию обеспечения чувствительности $k_{\text{ч}} \geq 1,5$:

$$I_{с.з} = \frac{I_{с.сумм}}{k_{\text{ч}}} = \frac{I_{с.сумм}}{1,5},$$

где $I_{с.сумм.мин}$ – суммарный емкостной ток секции в минимально возможном режиме.

Полный расчет уставок ЗОЗЗ представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчёт уставок ЗОЗЗ

Секция	Присоединение	L, км	n	$I_{с.л.}$, А	$I_{с.сумм}$, А	$I_{сз}$, А	$I_{сз}$ втор, А
242-SB921A-C1	242-TR920-CN1	0,35	1	0,35	0,35	0,24	0,004
242-SB921B-C1	Общастанц.КТП Т1	0,3	1	0,3	0,35	0,24	0,004
	242-TR921-CN1	0,05	1	0,05			
242-SB922A-C1	242-TR924-CN2	0,4	1	0,4	0,4	0,27	0,005
242-SB922B-C1	242-TR922-CN1	0,05	1	0,05	0,35	0,24	0,004
	Общастанц.КТП Т1	0,3	1	0,3			
242-SB923A-C1	242-TR920-CN2	0,27	1	0,27	0,27	0,18	0,003
242-SB923B-C1	242-TR923-CN1	0,05	1	0,05	0,43	0,29	0,005
	Общастанц.КТП Т2	0,38	1	0,38			
242-SB924A-C1	242-TR922-CN2	0,05	1	0,05	0,05	0,04	0,001
242-SB924B-C1	242-TR924-CN1	0,4	1	0,4	0,78	0,52	0,009
	Общастанц.КТП Т2	0,38	1	0,38			

Выдержка времени срабатывания защиты выбирается минимальной, не более 50 мс.

Устройство резервирования отказов выключателя.

Защита от неисправности выключателя выполнена на основе логического узла, предназначенного для формирования сигнала отключения смежных выключателей электрической сети при отказе выключателя линии.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		32

Ток пуска УРОВ выбирается из диапазона от 0,05 до 0,10 Iном.

Первичный ток срабатывания определяем:

$$I_{C3} = 0,1 \cdot I_{н.перв.тт}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{уров} = 0,3с$$

Расчет уставок для остальных трансформаторов собственных нужд выполняется аналогично. В таблице 8.5 выполнены уставки для ТСН секций 1...10 трех этапов строительства БЭС.

Таблица 2.4 – Уставки трансформаторов собственных нужд

Секция	Наименование присоединения	Токовая отсечка (ТО), А	Максимальная токовая защита (МТЗ), А	Перегрузка, А	ОЗЗ, А
242-SB921A-C1	242-TR920-CN1	951	69,3	53,3	0,24
242-SB921B-C1	Общастанц.КТП Т1	1757	173,1	133,2	0,24
242-SB921B-C1	242-TR921-CN1	1849	272,6	209,7	0,24
242-SB922A-C1	242-TR924-CN2	1836	272,6	209,7	0,27
242-SB922B-C1	242-TR922-CN1	1849	272,6	209,7	0,24
242-SB922B-C1	Общастанц.КТП Т1	1757	173,1	133,2	0,24
242-SB923A-C1	242-TR920-CN2	956	69,3	53,3	0,18
242-SB923B-C1	242-TR923-CN1	1849	272,6	209,7	0,29
242-SB923B-C1	Общастанц.КТП Т2	1753	173,1	133,2	0,29
242-SB924A-C1	242-TR922-CN2	1849	272,6	209,7	0,04
242-SB924B-C1	242-TR924-CN1	1836	272,6	209,7	0,52
242-SB924B-C1	Общастанц.КТП Т2	1753	173,1	133,2	0,52

2.6.4 Расчет уставок релейных защит ТН 10 кВ

В ячейках ТН 10 кВ выполняются одной ступенью на сигнал: защита минимального напряжения (ЗМН) и защита от замыканий на землю (ЗОЗЗ).

Уставка срабатывания ЗМН выбирается равной 70 % от номинального напряжения и выдержкой времени 0,5-1,0 сек.

Выбор уставки срабатывания ЗОЗЗ 3U₀ рекомендуется производить с учетом отстройки от составляющей напряжения небаланса в напряжении нулевой последовательности и максимально возможного в эксплуатации напряжения смещения нейтрали. В кабельных сетях напряжение не симметрии практически равно нулю. При отсутствии в сети замыкания на землю в длительном рабочем режиме напряжение

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист	
			2	-	Зам.	545-24			13.03.24
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док			Подп.
							33		

смещения нейтрали допускается не более 15 % от номинального фазного напряжения и не более 30 % в течении одного часа (пункт 624 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей).

При отсутствии однофазного замыкания на землю напряжение небаланса $3U_0$ на вводах разомкнутого треугольника не должно превышать 3 В согласно данным производителя ТН типа 3хЗНОЛП-10. Уставка срабатывания контроля напряжения нулевой последовательности $3U_0$ отстраиваем от напряжения небаланса 3 В:

$$3U_0 = K_{отс} \cdot U_{неб} = 1,5 \cdot 3 = 4,5 \text{ В,}$$

где $K_{отс}=1,5$ – коэффициент отстройки защиты.

Принимаем уставку $3U_0=4,5$ В с действием на сигнал с выдержкой времени 3 с.

2.6.5 Расчет уставок релейных защит трансформаторов 10/220 кВ

Ниже приведен расчет для трансформатора 242-TR921-CA1. Для остальных трансформаторов расчет аналогичен.

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформаторов 10/220 кВ

Исходные данные для расчета:

- трехфазный трансформатор распределительных сетей;
- номинальная мощность 70 МВА;
- номинальные напряжения 10,5/236 кВ;
- группа соединения обмоток Y_n/Δ -11;
- пределы регулирования напряжения под нагрузкой: нет;
- диапазон регулирования напряжения на стороне ВН: $\pm 2 \times 2,5$ %;
- напряжение короткого замыкания $U_k = 18$ %.

Измерительные трансформаторы тока:

Со стороны ВН: трансформатор тока 220кВ с коэффициентом трансформации $K_{ТТ1} = 300/1$;

Со стороны НН: трансформатор тока 10,5кВ с коэффициентом трансформации $K_{ТТ2} = 2500/1$ (плечо к генератору), трансформатор тока 10,5кВ с коэффициентом трансформации $K_{ТТ4} = 2500/1$ (плечо к ТСН);

Вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока со стороны ВН и со стороны НН соединены по схеме «Звезда». Для стороны НН в устройстве МП РЗА применяется операция «Цифровой треугольник».

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН:

$$I_{ном.ВН} = S_{ном.Т}(\text{кВА}) / (\sqrt{3} \cdot U_{ВН_ном}(\text{кВ})) = 70000 / (\sqrt{3} \cdot 236) = 171,2 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформатора на стороне НН:

$$I_{ном.НН} = S_{ном.Т}(\text{кВА}) / (\sqrt{3} \cdot U_{НН_ном}(\text{кВ})) = 70000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 3849 \text{ А.}$$

Значение номинального вторичного тока на стороне ВН:

$$I_{2ном.ВН} = I_{ном.ВН} / K_{ТТ1} = 171,2 / 300 = 0,57 \text{ А.}$$

Значение номинального вторичного тока на стороне НН:

$$I_{2ном.НН} = I_{ном.НН} / K_{ТТ2} = 3849 / 2500 = 1,54 \text{ А.}$$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

34

Коэффициент цифрового выравнивания:

$$K_{\text{выр.тр}} = I_{2\text{ном.НН}} / I_{2\text{ном.ВН}} = 1,54 / 0,57 = 2,7.$$

Коэффициент цифрового выравнивания должен быть в диапазоне:

$$1/16 \leq K_{\text{выр.тр}} \leq 16.$$

Расчетный коэффициент выравнивания $K_{\text{выр.тр}} = 2,7$. Таким образом отсутствует необходимость применения промежуточных трансформаторов тока для выравнивания токов в плечах сторон.

Расчет дифференциальной токовой отсечки.

Расчет ведется в относительных единицах (о.е.). За базисный ток ($I_{\text{баз.}}$) принимается значение номинального тока на стороне ВН, $I_{\text{баз.}} = 171,2 \text{ А}$.

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки (ДТО) выбирается из двух условий отстройки: от небаланса при максимальном сквозном токе КЗ через трансформатор и от броска тока намагничивания силового трансформатора.

Ток срабатывания ДТО по условию отстройки от тока небаланса максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{\text{ДТО}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.}},$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

Относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{\text{нб.расч.}} = (K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{КТ_max}}^{(3)} / I_{\text{ном.ВН}} = (2 \cdot 0,1 + 0,075) \cdot 1120 / 171,2 = 1,8 \text{ о.е.},$$

где $K_{\text{пер}} = 2$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности трансформаторов тока в переходном режиме;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{рпн}}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, у рассматриваемого трансформатора отсутствует;

$\Delta f_{\text{выр}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч; так как вторичные токи в плечах защиты отличаются значительно, принимаем $\Delta f_{\text{выр}} = 0,075$.

$I_{\text{КТ_max}}^{(3)}$ – значение максимального сквозного тока трехфазного КЗ через трансформатор, приведенное к стороне ВН.

Ток срабатывания ДТО:

$$I_{\text{ДТО}} = 1,2 \cdot 1,8 = 2,16 \text{ о.е.}$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход, в соответствии с методическими указаниями [1], рекомендуется принять уставку отсечки на уровне (4 – 5) $I_{\text{ном.ВН}}$. Т.о. ток срабатывания ДТО по условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора:

$$I_{\text{ДТО}} = 5 \text{ о.е. или } I_{\text{ДТО}} = 5 \cdot I_{\text{баз.}} = 5 \cdot 171,2 = 856 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{ДТО}} = 5 \text{ о.е.}$

Характеристика срабатывания ДЗТ представлена на рисунке 2.3.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

35

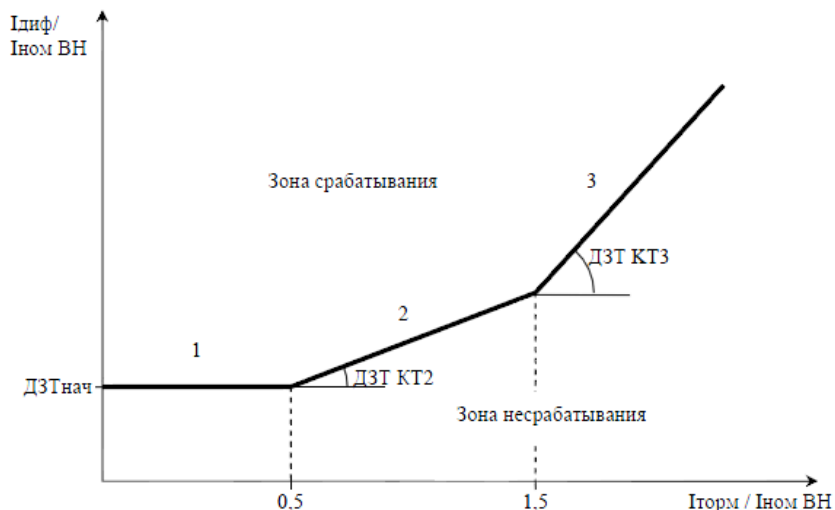


Рисунок 2.3 - Характеристика срабатывания ДЗТ понижающего трансформатора
Расчет дифференциальной токовой защиты с торможением.

Расчет уставок ДЗТ производится для среднего положения регулятора напряжения. Расчет начального тока срабатывания и коэффициентов торможения группы уставок ведется из условия отстройки от максимально возможного относительного тока небаланса, учитывающего максимальное реально возможное отклонение регулятора напряжения, равное половине диапазона регулирования.

Выбор начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительное значение расчетного тока небаланса, соответствующего току начала торможения $0,5 I_{ном}$:

$$I_{нб.расч} = 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рн} + \Delta f_{выр}) = 0,5 \cdot (1 \cdot 0,05 + 0,05 + 0,075) = 0,0875 \text{ о.е.},$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности трансформаторов тока в переходном режиме. Поскольку ток начала торможения ($0,5 I_{ном}$) значительно меньше максимального сквозного тока, принимается $K_{пер} = 1$;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме (ток торможения равен $0,5 \cdot I_{ном}$), $\varepsilon = 0,05$;

$\Delta U_{рн}$ – относительная погрешность, обусловленная регулятором напряжения, в соответствии с рекомендациями [1] принимается равной максимально возможному отклонению при учете реального диапазона регулирования, $\Delta U_{рн} = 2 \cdot 2,5 / 100 = 0,05$.

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, принимается как при расчете ДТО.

Начальный ток срабатывания ДЗТ:

$$I_{ДЗТнач} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = 1,2 \cdot 0,0875 = 0,105 \text{ о.е.},$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

Наименьшая уставка по начальному току ДЗТ равна $0,2$ о.е. Принимаем уставку по начальному току ДЗТ, $I_{ДЗТнач} = 0,2$ о.е.

Выбор коэффициента торможения второго участка характеристики ДЗТ.

Относительное значение расчетного тока небаланса, соответствующего току начала торможения $1,5 I_{ном}$:

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

36

$$I_{\text{нб.расч}} = 1,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рн}} + \Delta f_{\text{выр}}) = 1,5 \cdot (2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,075) = 0,49 \text{ о.е.},$$

где значения $K_{\text{пер}}$, ε , $\Delta U_{\text{рн}}$, $\Delta f_{\text{выр}}$ в соответствии с рекомендациями [1], принимаются как при расчете ДТО.

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики $K_{\text{торм2}}$:

$$K_{\text{торм2}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} - I_{\text{дзтнач}} = 1,2 \cdot 0,49 - 0,2 = 0,39 \text{ о.е.}$$

Выбор коэффициента торможения третьего участка характеристики ДЗТ.

Выбор коэффициента торможения третьего участка тормозной характеристики выбирается по условию отстройки от тока небаланса при максимальном внешнем сквозном токе.

Ток срабатывания ДЗТ при максимальном сквозном токе внешнего КЗ:

$$I_{\text{дзтз}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рн}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{кТ_max}}^{(3)} / I_{\text{ном.ВН}} = 1,2 \cdot (2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,075) \cdot 1120 / 171,2 = 2,55 \text{ о.е.}$$

Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения 1,5 $I_{\text{ном}}$:

$$I_{\text{дзт2}} = K_{\text{торм2}} \cdot (I_{\text{торм2}} - I_{\text{торм1}}) + I_{\text{дзтнач}} = 0,39 \cdot (1,5 - 0,5) + 0,2 = 0,59 \text{ о.е.},$$

где $I_{\text{торм2}}$ – тормозной ток второго излома тормозной характеристики, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным $1,5 I_{\text{ном}} / I_{\text{баз}} = 1,5 \cdot 171,2 / 171,2 = 1,5 \text{ о.е.}$;

$I_{\text{торм1}}$ – тормозной ток первого излома тормозной характеристики, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным $0,5 I_{\text{ном}} / I_{\text{баз}} = 0,5 \cdot 171,2 / 171,2 = 0,5 \text{ о.е.}$;

$I_{\text{кТ_max}}^{(3)}$ – максимальный сквозной ток внешнего КЗ, протекающий через защищаемый трансформатор, приведенно к стороне ВН.

Остальные составляющие определены выше.

Тормозной ток при максимальном внешнем КЗ при условии, что отношение тока КЗ к номинальному току трансформатора не превышает номинальной предельной кратности:

$$I_{\text{к.торм}} = (1 - K_{\text{ап}} \cdot \varepsilon) \cdot I_{\text{кТ_max}}^{(3)} / I_{\text{ном.ВН}} = (1 - 2,5 \cdot 0,1) \cdot 1120 / 171,2 = 4,9 \text{ о.е.},$$

где $K_{\text{ап}}$ – коэффициент учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ в переходном режиме, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 2,5;

$I_{\text{кТ_max}}^{(3)}$ – максимальный сквозной ток внешнего КЗ, протекающий через защищаемый трансформатор, приведено к стороне ВН;

$I_{\text{ном.ВН}}$ – номинальный ток трансформатора стороны ВН.

Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики $K_{\text{торм3}}$ (округление производится в большую сторону):

$$K_{\text{торм3}} = (I_{\text{дзтз}} - I_{\text{дзт2}}) / (I_{\text{к.торм}} - I_{\text{торм2}}) = (2,55 - 0,59) / (4,9 - 1,5) = 0,57 \text{ о.е.}$$

Проверка чувствительности ДЗТ.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗТ определяется только для чувствительного органа при металлическом КЗ на выводах (всех сторонах) защищаемого трансформатора, и его работе в расчетном режиме (рабочем ответвлении регулируемой обмотки), обуславливающим минимальный ток КЗ,

Коэффициент чувствительности ДЗТ равен:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз_10/220_min}}^{(2)} \cdot (1 - \varepsilon) / I_{\text{дзтнач}} = 272 \cdot (1 - 0,1) / (0,2 \cdot 171,2) = 7,15 > 2,$$

где $I_{\text{кз_10/220_min}}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ на выводах трансформатора на стороне ВН.

Изм.	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
2	-	Зам. 13.03.24	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

37

Таким образом, выбранный начальный ток срабатывания ДЗТ удовлетворяет требованиям ПУЭ, чувствительность данной защиты обеспечивается.

Расчет блокировки при броске тока намагничивания.

Коэффициент признака блокировки:

$$K_{ИБП} = 0,15 \cdot (1 + K_{Г}) / K_{ОТС} = 0,15 \cdot (1 + 0,4) / 1,3 = 0,16,$$

где, $K_{Г}$ – коэффициент гармонических искажений дифференциального тока, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 0,4;

$K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 1,3.

Время действия перекрестной блокировки:

$$T_{ПБ} = K_{ОТС} \cdot t \cdot \ln(K_{Б} / I_{ДЗТнач}) = 1,3 \cdot 0,145 \cdot \ln(7 / 0,2) = 0,67 \text{ с},$$

где $K_{Б}$ – кратность БТН, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 7 $I_{баз.}$;

$I_{ДЗТнач}$ – начальный ток срабатывания ДЗТ, определен ранее;

t – постоянная затухания БТН, равна 0,145 с.

Расчет уставок токовых (резервных) защит трансформатора 10/220 кВ.

Исходные данные для расчетов:

- номинальная мощность 70 МВА;
- номинальное напряжение стороны ВН: $U_{ном} = 236 \text{ кВ}$;
- номинальное напряжение стороны НН: $U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$;
- ток трехфазного КЗ в минимальном режиме: на стороне 10,5 кВ – 20,9 кА, на стороне 236 кВ – 0,465 кА.

Максимальная токовая защита с пуском по напряжению на стороне ВН трансформатора.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется по условию отстройки от максимального тока нагрузки (на стороне ВН исходя из номинальной мощности повышающего трансформатора):

$$I_{МТЗ.ВН.С.З.} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 171,2 = 208 \text{ А},$$

где $k_{в}$ – коэффициент возврата защиты (равен 0,95);

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки (принимается равным 1,15);

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток защищаемого трансформатора на стороне ВН.

Чувствительность защиты МТЗ с пуском по напряжению обеспечивается при всех видах КЗ, поэтому проверку чувствительности выполнять не требуется.

Уставка напряжения срабатывания органа пуска МТЗ по напряжению:

$$U_{МТЗ.ВН.С.З.} = \frac{0,7 U_{ном}}{k_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 10500}{1,2} = 6125 \text{ В}$$

Выдержка времени срабатывания МТЗ отстраивается от времени срабатывания МТЗ линии РУ 10 кВ к ТСН, 0,6 сек.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		38

Время срабатывания МТЗ принимаем:

$$t_{cp} = t_{сз.пред.} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ сек}$$

Максимальная токовая защита с пуском по напряжению на стороне НН трансформатора.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется по условию отстройки от максимального тока нагрузки (на стороне НН исходя из номинальной мощности повышающего трансформатора):

$$I_{\text{МТЗ.НН.С.З.}} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 3849 = 4660 \text{ А}$$

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток защищаемого трансформатора на стороне НН.

Уставка напряжения срабатывания органа пуска МТЗ по напряжению аналогична уставке напряжения срабатывания пуска МТЗ стороны ВН: $U_{\text{МТЗ.НН.С.З.}} = 6125 \text{ В}$.

Коэффициент чувствительности пускового органа минимального напряжения при КЗ в конце зоны резервирования:

$$K_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{МТЗ.НН.С.З.}} \cdot k_B}{U_{\text{КЗ.макс}}} = \frac{6125 \cdot 1,05}{3400} = 1,89 > 1,2,$$

где $U_{\text{КЗ.макс}}$ – значение междуфазного напряжения на шинах РУ-10 кВ при металлическом трехфазном КЗ в конце зоны резервирования;

Условие требования ПУЭ по чувствительности выполняется.

Выдержка времени срабатывания МТЗ отстраивается от времени срабатывания основных защит присоединений РУ 220 кВ. Их срабатывание осуществляется без выдержки времени. В результате время срабатывания МТЗ принимаем: $t_{cp} = 0,6 \text{ сек}$.

Защита от перегрузки.

Определяем первичный ток срабатывания защиты от перегрузки – отстраиваемся от номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{С.З.}}^{\text{III}} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 171,2 = 190 \text{ А},$$

где k_B - коэффициент возврата защиты (равен 0,95);

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки (принимаем равным 1,05).

Защиту выполняем с действием на сигнал, уставку по времени принимаем – 9 с.

Расчет уставок для остальных трансформаторов выполняется аналогично.

В таблице 2.5 приведены уставки защит трансформаторов 10,5/236 кВ.

Таблица 2.5 – Уставки защит трансформаторов 10/236 кВ

Обозначение трансформатора	ДТО, А	ДЗТ, А	Максимальная токовая защита (МТЗ), А			Перегрузка, А
			$I_{\text{МТЗ.ВН}}$	$I_{\text{МТЗ.НН}}$	$U_{\text{МТЗ}}$	
242-TR921-CA1	856	34,2	208	4660	6125	190

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

39

242-TR921-CA2	856	34,2	208	4660	6125	190
242-TR921-CA3	856	34,2	208	4660	6125	190
242-TR922-CA1	856	34,2	208	4660	6125	190
242-TR922-CA2	856	34,2	208	4660	6125	190
242-TR923-CA1	856	34,2	208	4660	6125	190
242-TR923-CA2	856	34,2	208	4660	6125	190
242-TR923-CA3	856	34,2	208	4660	6125	190
242-TR924-CA1	856	34,2	208	4660	6125	190
242-TR924-CA2	856	34,2	208	4660	6125	190

2.6.6 Расчет уставок релейных защит трансформаторов 220/115 кВ

Ниже приведен расчет для трансформатора 242-TR920-AA1. Для остальных трансформаторов расчет аналогичен.

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформаторов 220/110 кВ

Исходные данные для расчета:

- трехфазный трансформатор распределительных сетей;
- номинальная мощность 160 МВА;
- номинальные напряжения 220/115 кВ;
- группа соединения обмоток Δ / Y_n ;
- пределы регулирования напряжения под нагрузкой: нет;
- диапазон регулирования напряжения на стороне ВН: $\pm 2 \times 2,5 \%$;

Измерительные трансформаторы тока:

Со стороны ВН: трансформатор тока 220кВ с коэффициентом трансформации $K_{ТТ1} = 700/1$;

Со стороны НН: трансформатор тока 110кВ с коэффициентом трансформации $K_{ТТ2} = 1250/1$;

Вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока со стороны ВН и со стороны НН соединены по схеме «Звезда». Для стороны ВН в устройстве МП РЗА применяется операция «Цифровой треугольник».

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = S_{\text{НОМ.Т}}(\text{кВА}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН_НОМ}}(\text{кВ})) = 160000 / (\sqrt{3} \cdot 220) = 420 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформатора на стороне НН:

$$I_{\text{НОМ.НН}} = S_{\text{НОМ.Т}}(\text{кВА}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН_НОМ}}(\text{кВ})) = 160000 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 803,3 \text{ А.}$$

Значение номинального вторичного тока на стороне ВН:

$$I_{2\text{НОМ.ВН}} = I_{\text{НОМ.ВН}} / K_{ТТ1} = 420 / 700 = 0,6 \text{ А.}$$

Значение номинального вторичного тока на стороне НН:

$$I_{2\text{НОМ.НН}} = I_{\text{НОМ.НН}} / K_{ТТ2} = 803,3 / 1250 = 0,64 \text{ А.}$$

Взам. инв. №						
Подп. и дата						
Инв. № подл.						
2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	
						Лист
						40

Коэффициент цифрового выравнивания:

$$K_{\text{выр.тр}} = I_{2\text{ном.НН}} / I_{2\text{ном.ВН}} = 0,64 / 0,6 = 1,066.$$

Коэффициент цифрового выравнивания должен быть в диапазоне:

$$1/16 \leq K_{\text{выр.тр}} \leq 16.$$

Расчетный коэффициент выравнивания $K_{\text{выр.тр}} = 1,066$. Таким образом отсутствует необходимость применения промежуточных трансформаторов тока для выравнивания токов в плечах сторон.

Расчет дифференциальной токовой отсечки.

Расчет ведется в относительных единицах (о.е.). За базисный ток ($I_{\text{баз.}}$) принимается значение номинального тока на стороне ВН, $I_{\text{баз.}} = 420 \text{ А}$.

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки (ДТО) выбирается из двух условий отстройки: от небаланса при максимальном сквозном токе КЗ через трансформатор и от броска тока намагничивания силового трансформатора.

Ток срабатывания ДТО по условию отстройки от тока небаланса максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{\text{ДТО}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.}},$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

Относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{\text{нб.расч.}} = (K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{КТ_max}}^{(3)} / I_{\text{ном.ВН}} = (2 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot 2870 / 420 = 1,71 \text{ о.е.},$$

где $K_{\text{пер}} = 2$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности трансформаторов тока в переходном режиме;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{рпн}}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, у рассматриваемого трансформатора отсутствует;

$\Delta f_{\text{выр}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч; так как вторичные токи в плечах защиты отличаются незначительно, принимаем $\Delta f_{\text{выр}} = 0,05$.

$I_{\text{КТ_max}}^{(3)}$ – значение максимального сквозного тока трехфазного КЗ через трансформатор, приведенное к стороне ВН.

Ток срабатывания ДТО:

$$I_{\text{ДТО}} = 1,2 \cdot 1,71 = 2,052 \text{ о.е.}$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход, в соответствии с методическими указаниями [1], рекомендуется принять уставку отсечки на уровне (4 – 5) $I_{\text{ном.ВН}}$. Т.о. ток срабатывания ДТО по условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора:

$$I_{\text{ДТО}} = 5 \text{ о.е. или } I_{\text{ДТО}} = 5 \cdot I_{\text{баз.}} = 5 \cdot 420 = 2100 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{ДТО}} = 5 \text{ о.е.}$

Характеристика срабатывания ДЗТ представлена на рисунке 2.4.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

41

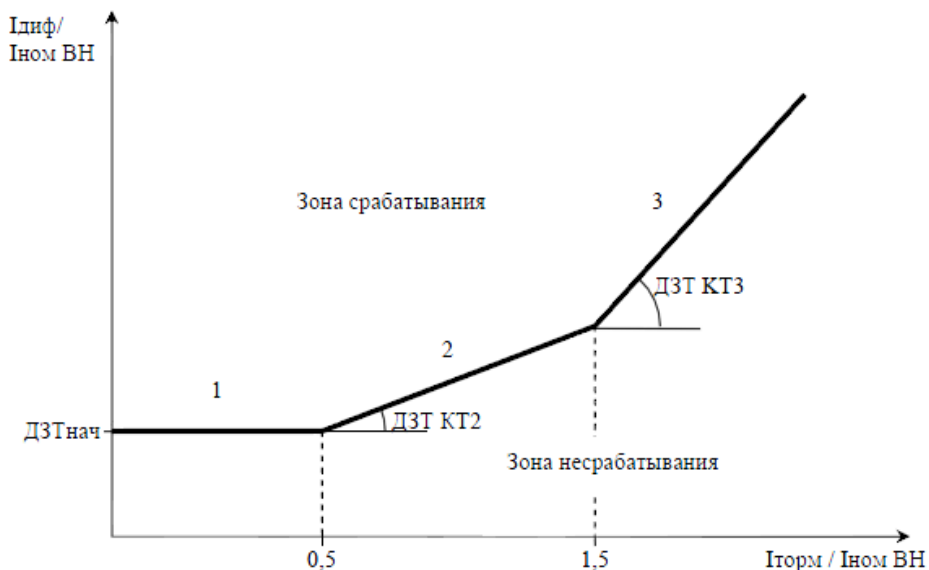


Рисунок 2.4 - Характеристика срабатывания ДЗТ понижающего трансформатора

Расчет дифференциальной токовой защиты с торможением.

Расчет уставок ДЗТ производится для среднего положения регулятора напряжения. Расчет начального тока срабатывания и коэффициентов торможения группы уставок ведется из условия отстройки от максимально возможного относительного тока небаланса, учитывающего максимальное реально возможное отклонение регулятора напряжения, равное половине диапазона регулирования.

Выбор начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительное значение расчетного тока небаланса, соответствующего току начала торможения $0,5 I_{ном}$:

$$I_{нб.расч} = 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рн} + \Delta f_{выр}) = 0,5 \cdot (1 \cdot 0,05 + 0,05 + 0,05) = 0,075 \text{ о.е.},$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности трансформаторов тока в переходном режиме. Поскольку ток начала торможения ($0,5 I_{ном}$) значительно меньше максимального сквозного тока, принимается $K_{пер} = 1$;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме (ток торможения равен $0,5 \cdot I_{ном}$), $\varepsilon = 0,05$;

$\Delta U_{рн}$ – относительная погрешность, обусловленная регулятором напряжения, в соответствии с рекомендациями [1] принимается равной максимально возможному отклонению при учете реального диапазона регулирования, $\Delta U_{рн} = 2 \cdot 2,5 / 100 = 0,05$.

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, принимается как при расчете ДТО.

Начальный ток срабатывания ДЗТ:

$$I_{ДЗТнач} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = 1,2 \cdot 0,075 = 0,09 \text{ о.е.},$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

Наименьшая уставка по начальному току ДЗТ равна $0,2$ о.е. Принимаем уставку по начальному току ДЗТ, $I_{ДЗТнач} = 0,2$ о.е.

Выбор коэффициента торможения второго участка характеристики ДЗТ.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

42

Относительное значение расчетного тока небаланса, соответствующего току начала торможения $1,5 I_{ном}$:

$$I_{нб.расч} = 1,5 \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рн} + \Delta f_{выр}) = 1,5 \cdot (2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,05) = 0,45 \text{ о.е.},$$

где значения $K_{пер}$, ε , $\Delta U_{рн}$, $\Delta f_{выр}$ в соответствии с рекомендациями [1], принимаются как при расчете ДТО.

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики $K_{торм2}$:

$$K_{торм2} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} - I_{дзтнач} = 1,2 \cdot 0,45 - 0,2 = 0,34 \text{ о.е.}$$

Выбор коэффициента торможения третьего участка характеристики ДЗТ.

Выбор коэффициента торможения третьего участка тормозной характеристики выбирается по условию отстройки от тока небаланса при максимальном внешнем сквозном токе.

Ток срабатывания ДЗТ при максимальном сквозном токе внешнего КЗ:

$$I_{дзтз} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рн} + \Delta f_{выр}) \cdot I_{КТ_max}^{(3)} / I_{ном.ВН} = 1,2 \cdot (2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,05) \cdot 2870 / 420 = 2,46 \text{ о.е.}$$

Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $1,5 I_{ном}$:

$$I_{дзт2} = K_{торм2} \cdot (I_{торм2} - I_{торм1}) + I_{дзтнач} = 0,34 \cdot (1,5 - 0,5) + 0,2 = 0,54 \text{ о.е.},$$

где $I_{торм2}$ – тормозной ток второго излома тормозной характеристики, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным $1,5 I_{ном} / I_{баз} = 1,5 \cdot 420 / 420 = 1,5 \text{ о.е.}$;

$I_{торм1}$ – тормозной ток первого излома тормозной характеристики, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным $0,5 I_{ном} / I_{баз} = 0,5 \cdot 420 / 420 = 0,5 \text{ о.е.}$;

$I_{КТ_max}^{(3)}$ – максимальный сквозной ток внешнего КЗ, протекающий через защищаемый трансформатор, приведено к стороне ВН.

Остальные составляющие определены выше.

Тормозной ток при максимальном внешнем КЗ при условии, что отношение тока КЗ к номинальному току трансформатора не превышает номинальной предельной кратности:

$$I_{к.торм} = (1 - K_{ап} \cdot \varepsilon) \cdot I_{КТ_max}^{(3)} / I_{ном.ВН} = (1 - 2,5 \cdot 0,1) \cdot 2870 / 420 = 5,125 \text{ о.е.},$$

где $K_{ап}$ – коэффициент учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ в переходном режиме, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 2,5.

$I_{КТ_max}^{(3)}$ – максимальный сквозной ток внешнего КЗ, протекающий через защищаемый трансформатор, приведено к стороне ВН;

$I_{ном.ВН}$ – номинальный ток трансформатора стороны ВН.

Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики $K_{торм3}$ (округление производится в большую сторону):

$$K_{торм3} = (I_{дзтз} - I_{дзт2}) / (I_{к.торм} - I_{торм2}) = (2,46 - 0,54) / (5,125 - 1,5) = 0,53 \text{ о.е.}$$

Проверка чувствительности ДЗТ.

Коэффициент чувствительности ($K_{ч}$) ДЗТ определяется только для чувствительного органа при металлическом КЗ на выводах (всех сторонах) защищаемого трансформатора, и его работе в расчетном режиме (рабочем ответвлении регулируемой обмотки), обуславливающим минимальный ток КЗ,

Коэффициент чувствительности ДЗТ равен:

$$K_{ч} = I_{кз_110/220_min}^{(2)} \cdot (1 - \varepsilon) / I_{дзтнач} = 1160 \cdot (1 - 0,1) / (0,2 \cdot 420) = 12,42 > 2,$$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

43

где $I_{кз_110/220_min}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ на выводах трансформатора на стороне НН приведенное к стороне ВН.

Таким образом, выбранный начальный ток срабатывания ДЗТ удовлетворяет требованиям ПУЭ, чувствительность данной защиты обеспечивается.

Расчет блокировки при броске тока намагничивания.

Коэффициент признака блокировки:

$$K_{ИБП} = 0,15 \cdot (1 + K_{Г}) / K_{отс} = 0,15 \cdot (1 + 0,4) / 1,3 = 0,16,$$

где $K_{Г}$ – коэффициент гармонических искажений дифференциального тока, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 0,4;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 1,3.

Время действия перекрестной блокировки:

$$T_{ПБ} = K_{отс} \cdot t \cdot \ln(K_{Б} / I_{ДЗТнач}) = 1,3 \cdot 0,145 \cdot \ln(7 / 0,2) = 0,67 \text{ с.},$$

где $K_{Б}$ – кратность БТН, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 7 $I_{баз.}$;

$I_{ДЗТнач}$ – начальный ток срабатывания ДЗТ, определен ранее;

t – постоянная затухания БТН, равна 0,145 с.

Расчет уставок токовых (резервных) защит трансформатора 220/115 кВ.

Исходные данные для расчетов:

- номинальная мощность 160 МВА;
- номинальное напряжение стороны ВН: $U_{ном} = 220$ кВ;
- номинальное напряжение стороны НН: $U_{ном} = 110$ кВ;
- ток трехфазного КЗ в минимальном режиме: на стороне 110 кВ – 2,7 кА, на стороне 220 кВ – 1,34 кА.

Максимальная токовая защита на стороне ВН трансформатора с пуском по напряжению.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется по условию отстройки от максимального тока нагрузки (на стороне ВН исходя из номинальной мощности повышающего трансформатора):

$$I_{МТЗ.С.З.} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 420 = 508,4 \text{ А},$$

где $k_{в}$ - коэффициент возврата защиты (равен 0,95);

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки (принимается равным 1,15);

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток защищаемого трансформатора на стороне ВН.

Чувствительность защиты МТЗ с пуском по напряжению обеспечивается при всех видах КЗ, поэтому проверку чувствительности выполнять не требуется.

Уставка напряжения срабатывания органа пуска МТЗ по напряжению:

$$U_{МТЗ.С.З.} = \frac{0,7 U_{ном}}{k_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 115000}{1,2} = 67083 \text{ В}$$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

44

Конец зоны резервирования ограничивается шинами 110кВ. При металлическом трехфазном КЗ в конце зоны резервирования значение междуфазного напряжения на шинах РУ-110 кВ близко нулю. Чувствительность пускового органа минимального напряжения при КЗ в конце зоны резервирования выполнять не требуется.

Выдержка времени срабатывания МТЗ отстраивается от времени срабатывания МТЗ линий к повышающим трансформаторам 10,5/236 кВ.

Время срабатывания МТЗ принимаем:

$$t_{ср} = t_{сз.пред.} + \Delta t = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ сек}$$

Защита от перегрузки.

Определяем первичный ток срабатывания защиты от перегрузки – отстраиваемся от номинального тока трансформатора:

$$I_{с.з.}^{III} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 420 = 464 \text{ А},$$

где k_B - коэффициент возврата защиты (равен 0,95);

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки (принимаем равным 1,05).

Защиту выполняем с действием на сигнал, уставку по времени принимаем – 9 с.

Расчет уставок для остальных трансформаторов выполняется аналогично.

В таблице 2.6 приведены уставки защит трансформаторов 220/115 кВ.

Таблица 2.6 – Уставки защит трансформаторов 220/115 кВ

Обозначение трансформатора	ДТО, А	ДЗТ, А	Максимальная токовая защита (МТЗ), А		Перегрузка, А
			$I_{МТЗ}$	$U_{МТЗ}$	
242-TR920-AA1	2100	84	508,4	67083	464
242-TR920-AA2	2100	84	508,4	67083	464

2.6.7 Расчет уставок релейных защит трансформаторов 220/36,5 кВ

Ниже приведен расчет для трансформатора 242-TR920-AB1. Для остальных трансформаторов расчет аналогичен.

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформаторов 220/36,5 кВ

Исходные данные для расчета:

- трехфазный трансформатор распределительных сетей;
- номинальная мощность 100 МВА;
- номинальные напряжения 220/36,5 кВ;
- группа соединения обмоток Δ / Y_n ;
- пределы регулирования напряжения под нагрузкой: нет;
- диапазон регулирования напряжения на стороне ВН: $\pm 2 \times 2,5 \%$.

Измерительные трансформаторы тока:

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

45

Со стороны ВН: трансформатор тока 220кВ с коэффициентом трансформации $K_{ТТ1} = 400/1$;

Со стороны НН: трансформатор тока 35кВ с коэффициентом трансформации $K_{ТТ2} = 2500/1$;

Вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока со стороны ВН и со стороны НН соединены по схеме «Звезда». Для стороны ВН в устройстве МП РЗА применяется операция «Цифровой треугольник».

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН:

$$I_{ном.ВН} = S_{ном.Т}(кВА) / (\sqrt{3} \cdot U_{ВН_ном}(кВ)) = 100000 / (\sqrt{3} \cdot 220) = 262,4 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформатора на стороне НН:

$$I_{ном.НН} = S_{ном.Т}(кВА) / (\sqrt{3} \cdot U_{НН_ном}(кВ)) = 100000 / (\sqrt{3} \cdot 36,5) = 1581,7 \text{ А.}$$

Значение номинального вторичного тока на стороне ВН:

$$I_{2ном.ВН} = I_{ном.ВН} / K_{ТТ1} = 262,4 / 400 = 0,656 \text{ А.}$$

Значение номинального вторичного тока на стороне НН:

$$I_{2ном.НН} = I_{ном.НН} / K_{ТТ2} = 1581,7 / 2500 = 0,632 \text{ А.}$$

Коэффициент цифрового выравнивания:

$$K_{выр.тр} = I_{2ном.НН} / I_{2ном.ВН} = 0,656 / 0,632 = 1,038.$$

Коэффициент цифрового выравнивания должен быть в диапазоне:

$$1/16 \leq K_{выр.тр} \leq 16.$$

Расчетный коэффициент выравнивания $K_{выр.тр} = 1,038$. Таким образом отсутствует необходимость применения промежуточных трансформаторов тока для выравнивания токов в плечах сторон.

Расчет дифференциальной токовой отсечки.

Расчет ведется в относительных единицах (о.е.). За базисный ток ($I_{баз.}$) принимается значение номинального тока на стороне ВН, $I_{баз.} = 262,4 \text{ А}$.

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки (ДТО) выбирается из двух условий отстройки: от небаланса при максимальном сквозном токе КЗ через трансформатор и от броска тока намагничивания силового трансформатора.

Ток срабатывания ДТО по условию отстройки от тока небаланса максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{ДТО} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч.},$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

Относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{нб.расч.} = (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр}) \cdot I^{(3)}_{КТ_max} / I_{ном.ВН} = (2 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot 2140 / 262,4 = 2,039 \text{ о.е.},$$

где $K_{пер} = 2$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности трансформаторов тока в переходном режиме;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{рпн}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, у рассматриваемого трансформатора отсутствует;

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

46

$\Delta f_{\text{выр}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч; так как вторичные токи в плечах защиты отличаются незначительно, принимаем $\Delta f_{\text{выр}} = 0,05$.

$I^{(3)}_{\text{КТ_max}}$ – значение максимального сквозного тока трехфазного КЗ через трансформатор, приведенное к стороне ВН.

Ток срабатывания ДТО:

$$I_{\text{ДТО}} = 1,2 \cdot 2,039 = 2,446 \text{ о.е.}$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход, в соответствии с методическими указаниями [1], рекомендуется принять уставку отсечки на уровне (4 – 5) $I_{\text{ном.ВН}}$. Т.о. ток срабатывания ДТО по условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора:

$$I_{\text{ДТО}} = 5 \text{ о.е. или } I_{\text{ДТО}} = 5 \cdot I_{\text{баз.}} = 5 \cdot 262,4 = 1312 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{ДТО}} = 5 \text{ о.е.}$

Характеристика срабатывания ДЗТ представлена на рисунке 2.4.

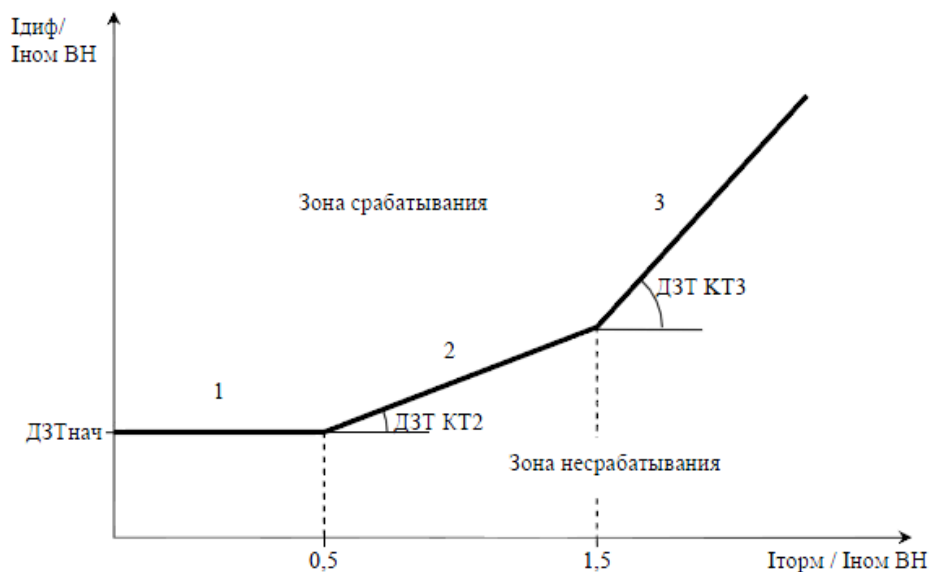


Рисунок 2.4 - Характеристика срабатывания ДЗТ понижающего трансформатора
Расчет дифференциальной токовой защиты с торможением.

Расчет уставок ДЗТ производится для среднего положения регулятора напряжения.

Расчет начального тока срабатывания и коэффициентов торможения группы уставок ведется из условия отстройки от максимально возможного относительного тока небаланса, учитывающего максимальное реально возможное отклонение регулятора напряжения, равное половине диапазона регулирования.

Выбор начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительное значение расчетного тока небаланса, соответствующего току начала торможения $0,5 I_{\text{ном}}$:

$$I_{\text{нб.расч}} = 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рн}} + \Delta f_{\text{выр}}) = 0,5 \cdot (1 \cdot 0,05 + 0,05 + 0,05) = 0,075 \text{ о.е.},$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности трансформаторов тока в переходном режиме. Поскольку ток начала торможения ($0,5 I_{\text{ном}}$) значительно меньше максимального сквозного тока, принимается $K_{\text{пер}} = 1$;

Изм.	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист 47
				2	-	Зам.		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установленном режиме (ток торможения равен $0,5 \cdot I_{ном}$), $\varepsilon = 0,05$;

$\Delta U_{рн}$ – относительная погрешность, обусловленная регулятором напряжения, в соответствии с рекомендациями [1] принимается равной максимально возможному отклонению при учете реального диапазона регулирования, $\Delta U_{рн} = 2 \cdot 2,5 / 100 = 0,05$.

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, принимается как при расчете ДТО.

Начальный ток срабатывания ДЗТ:

$$I_{дзтнач} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = 1,2 \cdot 0,075 = 0,09 \text{ о.е.},$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

Наименьшая уставка по начальному току ДЗТ равна 0,2 о.е. Принимаем уставку по начальному току ДЗТ, $I_{дзтнач} = 0,2$ о.е.

Выбор коэффициента торможения второго участка характеристики ДЗТ.

Относительное значение расчетного тока небаланса, соответствующего току начала торможения $1,5 I_{ном}$:

$$I_{нб.расч} = 1,5 \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рн} + \Delta f_{выр}) = 1,5 \cdot (2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,05) = 0,45 \text{ о.е.},$$

где значения $K_{пер}$, ε , $\Delta U_{рн}$, $\Delta f_{выр}$ в соответствии с рекомендациями [1], принимаются как при расчете ДТО.

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики $K_{торм2}$:

$$K_{торм2} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} - I_{дзтнач} = 1,2 \cdot 0,45 - 0,2 = 0,34 \text{ о.е.}$$

Выбор коэффициента торможения третьего участка характеристики ДЗТ.

Выбор коэффициента торможения третьего участка тормозной характеристики выбирается по условию отстройки от тока небаланса при максимальном внешнем сквозном токе.

Ток срабатывания ДЗТ при максимальном сквозном токе внешнего КЗ:

$$I_{дзтз} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рн} + \Delta f_{выр}) \cdot I^{(3)}_{КТ_max} / I_{ном.ВН} = 1,2 \cdot (2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,05) \cdot 2140 / 262,4 = 2,94 \text{ о.е.}$$

Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $1,5 I_{ном}$:

$$I_{дзт2} = K_{торм2} \cdot (I_{торм2} - I_{торм1}) + I_{дзтнач} = 0,34 \cdot (1,5 - 0,5) + 0,2 = 0,54 \text{ о.е.},$$

где $I_{торм2}$ – тормозной ток второго излома тормозной характеристики, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным $1,5 I_{ном} / I_{баз} = 1,5 \cdot 262,4 / 262,4 = 1,5$ о.е;

$I_{торм1}$ – тормозной ток первого излома тормозной характеристики, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным $0,5 I_{ном} / I_{баз} = 0,5 \cdot 262,4 / 262,4 = 0,5$ о.е;

$I^{(3)}_{КТ_max}$ – максимальный сквозной ток внешнего КЗ, протекающий через защищаемый трансформатор, приведенно к стороне ВН.

Остальные составляющие определены выше.

Тормозной ток при максимальном внешнем КЗ при условии, что отношение тока КЗ к номинальному току трансформатора не превышает номинальной предельной кратности:

$$I_{к.торм} = (1 - K_{ап} \cdot \varepsilon) \cdot I^{(3)}_{КТ_max} / I_{ном.ВН} = (1 - 2,5 \cdot 0,1) \cdot 2140 / 262,4 = 6,11 \text{ о.е.},$$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

48

где $K_{ап}$ – коэффициент учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ в переходном режиме, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 2,5.

$I^{(3)}_{КТ_max}$ – максимальный сквозной ток внешнего КЗ, протекающий через защищаемый трансформатор, приведено к стороне ВН;

$I_{ном.ВН}$ – номинальный ток трансформатора стороны ВН.

Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики $K_{торм3}$ (округление производится в большую сторону):

$$K_{торм3} = (I_{дЗТ3} - I_{дЗТ2}) / (I_{к.торм} - I_{торм2}) = (2,94 - 0,54) / (6,11 - 1,5) = 0,52 \text{ о.е.}$$

Проверка чувствительности ДЗТ.

Коэффициент чувствительности ($Kч$) ДЗТ определяется только для чувствительного органа при металлическом КЗ на выводах (всех сторонах) защищаемого трансформатора, и его работе в расчетном режиме (рабочем ответвлении регулируемой обмотки), обуславливающим минимальный ток КЗ,

Коэффициент чувствительности ДЗТ равен:

$$Kч = I^{(2)}_{кЗ_110/220_min} \cdot (1 - \epsilon) / I_{дЗТнач} = 1333 \cdot (1 - 0,1) / (0,2 \cdot 262,4) = 22,86 > 2,$$

где $I^{(2)}_{кЗ_110/220_min}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ на выводах трансформатора на стороне НН приведенное к стороне ВН.

Таким образом, выбранный начальный ток срабатывания ДЗТ удовлетворяет требованиям ПУЭ, чувствительность данной защиты обеспечивается.

Расчет блокировки при броске тока намагничивания.

Коэффициент признака блокировки:

$$K_{ибп} = 0,15 \cdot (1 + Kг) / K_{отс} = 0,15 \cdot (1 + 0,4) / 1,3 = 0,16.,$$

где, $Kг$ – коэффициент гармонических искажений дифференциального тока, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 0,4;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 1,3;

Время действия перекрестной блокировки:

$$T_{пб} = K_{отс} \cdot t \cdot \ln(Kб / I_{дЗТнач}) = 1,3 \cdot 0,145 \cdot \ln(7 / 0,2) = 0,67 \text{ с.},$$

где, $Kб$ – кратность БТН, в соответствии с рекомендациями [1], принимается равным 7 $I_{баз.}$;

$I_{дЗТнач}$ – начальный ток срабатывания ДЗТ, определен ранее;

t – постоянная затухания БТН, равна 0,145 с.

Расчет уставок токовых (резервных) защит трансформатора 220/36,5 кВ.

Исходные данные для расчетов:

- номинальная мощность 100 МВА;
- номинальное напряжение стороны ВН: $U_{ном} = 220$ кВ;
- номинальное напряжение стороны НН: $U_{ном} = 36,5$ кВ;
- ток трехфазного КЗ в минимальном режиме: на стороне 36,5 кВ – 9,77 кА, на стороне 220 кВ – 1,54 кА.

Изм.	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
				2	-	Зам.		545-24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Максимальная токовая защита на стороне ВН трансформатора с пуском по напряжению.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты определяется по условию отстройки от максимального тока нагрузки (на стороне ВН исходя из номинальной мощности повышающего трансформатора):

$$I_{\text{МТЗ.С.З.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 262,4 = 317,6 \text{ А},$$

где $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата защиты (равен 0,95);

$k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки (принимается равным 1,15);

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток защищаемого трансформатора на стороне ВН.

Чувствительность защиты МТЗ с пуском по напряжению обеспечивается при всех видах КЗ, поэтому проверку чувствительности выполнять не требуется.

Уставка напряжения срабатывания органа пуска МТЗ по напряжению:

$$U_{\text{МТЗ.С.З.}} = \frac{0,7U_{\text{ном}}}{k_{\text{отс}}} = \frac{0,7 \cdot 36500}{1,2} = 21292 \text{ В}.$$

Конец зоны резервирования ограничивается шинами 35кВ. При металлическом трехфазном КЗ в конце зоны резервирования значение междуфазного напряжения на шинах РУ-35 кВ близко нулю. Чувствительность пускового органа минимального напряжения при КЗ в конце зоны резервирования выполнять не требуется.

Выдержка времени срабатывания МТЗ отстраивается от времени срабатывания МТЗ ввода РУ-35 кВ. Принимаем $t_{\text{ср}} = 1,2$ сек.

Защита от перегрузки.

Определяем первичный ток срабатывания защиты от перегрузки – отстраиваемся от номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{С.З.}}^{\text{III}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 262,4 = 290 \text{ А},$$

где $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата защиты (равен 0,95);

$k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки (принимается равным 1,05).

Защиту выполняем с действием на сигнал, уставку по времени принимаем – 9 с.

Расчет уставок для остальных трансформаторов выполняется аналогично.

В таблице 2.7 приведены уставки защит трансформаторов 220/115 кВ.

Таблица 2.7 – Уставки защит трансформаторов 220/115 кВ

Обозначение трансформатора	ДТО, А	ДЗТ, А	Максимальная токовая защита (МТЗ), А		Перегрузка, А
			$I_{\text{МТЗ}}$	$U_{\text{МТЗ}}$	
242-TR920-AB1	1312	52,5	317,6	21292	290
242-TR920-AB2	1312	52,5	317,6	21292	464
242-TR920-AB3	1312	52,5	317,6	21292	290

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		50

242-TR920-AB4	1312	52,5	317,6	21292	464
---------------	------	------	-------	-------	-----

2.6.8 Расчет уставок релейных защит линий выдачи мощности 110 кВ

Исходные данные для расчета:

- коэффициент трансформации трансформаторов тока стороны 1: 1250/1;
- коэффициент трансформации трансформаторов тока стороны 2: 1250/1;
- значение максимального сквозного трехфазного тока КЗ протекающего по защищаемой линии составляет 5,23 кА.

Значение коэффициентов цифрового выравнивания для линий 110 кВ:

$$K_{ЦВ} = \frac{K_{ТТ.стор1}}{K_{ТТ.стор2}} = \frac{1250}{1250} = 1,$$

где $K_{ТТ.стор1}$, $K_{ТТ.стор2}$ – коэффициенты трансформации ТТ на стороне 1 и стороне 2.

Коэффициенты цифрового выравнивания должны быть в диапазоне: $1/5000 \leq K_{ЦВ} \leq 5000$.

Расчетный коэффициент выравнивания равен 1, т.е. отсутствует необходимость применения промежуточных трансформаторов тока для выравнивания токов сторон.

Расчет ведется в относительных единицах. За базисный ток принимаем значение: $I_{баз} = 100$ А.

Начальный ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимального тока нагрузки и тока небаланса:

$$I_{д.нач} \geq K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot I_{раб.макс} = 1,1 \cdot 0,15 \cdot 803,3 = 120,49 \text{ А},$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$I_{раб.макс}$ – максимальный ток нагрузки, протекающий в месте установки защиты в рабочем режиме;

$K_{нб.расч}$ – расчетный коэффициент тока небаланса;

$$K_{нб.расч} = (K'_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon) + \Delta f_{выр.} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05) + 0,05 = 0,15,$$

где $K'_{пер}$ – коэффициент учитывающий увеличение погрешности трансформаторов тока в переходном режиме;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta f_{выр.}$ – аппаратная погрешность терминала выравнивания токов плеч.

Принимаем: $I_{д.нач} = 121$ А.

В базовых единицах: $I^*_{д.нач} = 121 / 100 = 1,21$ о.е.

Коэффициент торможения:

$$K_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч}}{I_{Т2}} = \frac{1,2 \cdot 7,845}{8,84} = 1,06 \text{ о.е.},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$I_{нб.расч}$ – расчетный ток небаланса при протекании максимального сквозного тока;

Изм.	2	-	Зам.	545-24	13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{нб.расч}} \cdot I_{\text{скв.макс}} = 0,15 \times 5230 = 784,5 \text{ А}$$

$I_{\text{скв.макс}}$ – значение максимального сквозного тока протекающего по защищаемой линии при внешних КЗ, отстройка от которых производится с помощью торможения;

В базовых единицах: $I_{\text{нб.расч}} = 784,5 / 100 = 7,845 \text{ о.е.};$

I_{T2} – ток торможения, определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки;

$$I_{\text{T2}} = K_{\text{нг}} \times I_{\text{макс.лин}} = 1,1 \cdot 803,3 = 883,6 \text{ А},$$

В относительных единицах: $I^*_{\text{T2}} = 883,6 / 100 = 8,836 \text{ о.е.},$ принимаем 8,84 о.е;

где $K_{\text{нг}}$ – коэффициент максимальной нагрузки, принимается равным 1,1;

$I_{\text{макс.лин}}$ – максимальный длительно допустимый ток защищаемой кабельной линии;

Принимаем: $K_{\text{T}} = 1,1 \text{ о.е.}$

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки (ДТО) отстраивается от максимального сквозного тока при внешнем КЗ, протекающем по линии:

$$I_{\text{ДТО}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{одн.}} \cdot K_{\text{ап.}} \cdot \varepsilon \times I_{\text{кз.макс}} = 1,2 \cdot 1 \cdot 2,0 \cdot 0,05 \cdot 5230 = 627,6 \text{ А},$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$K_{\text{ап}}$ – коэффициент учитывающий наличие апериодической составляющей;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока;

$I_{\text{кз.макс}}$ – значение максимального сквозного тока протекающего по защищаемой линии при внешнем КЗ.

Принимаем: $I^*_{\text{ДТО}} = 650 \text{ А.}$

В относительных единицах: $I^*_{\text{ДТО}} = 650 / 100 = 6,5 \text{ о.е.}$

Графическое представление зон срабатывания дифференциальной защиты линии приведен на рисунке 2.5



Рисунок 2.5 - Зоны срабатывания ДЗЛ

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

2	-	Зам.	545-24	13.03.24	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

52

Определяем чувствительность защиты при металлических КЗ в защищаемой зоне в минимальном режиме работы питающей системы. Рассматривается двухфазное КЗ на шинах РУ-110 кВ (GBS2) в минимальном режиме работы системы.

По данным расчетов значение тока протекающего по защищаемой линии в данном режиме составляет: $I_{кзmin}^{(2)} = 2338$ А. Значение тока, приведённое к базовому:

$$I_{кзmin}^{(2)*} = \frac{I_{кзmin}^{(2)}}{I_{баз}} = \frac{2338}{100} = 23,38 \text{ о.е.}$$

Коэффициент чувствительности при минимальной уставке срабатывания:

$$K_{ч1} = \frac{I_{кзmin}^{(2)*}}{I_{д.нач}} = \frac{23,38}{2,21} = 9,96 (\geq 2,0)$$

Коэффициент чувствительности при токе срабатывания защиты в зоне с торможением:

$$K_{ч2} = \frac{I_{кзmin}^{(2)*}}{I_{д.2}} = \frac{23,38}{1,1 \cdot 8,84} = 2,4 (\geq 2,0)$$

где, $I_{д.2} = K_t \times I_{Т2}$ – дифференциальный ток в режиме, соответствующем торможению $I_{Т2}$.

Коэффициент чувствительности в зоне дифференциальной токовой отсечки:

$$K_{ч3} = \frac{I_{кзmin}^{(2)*}}{I_{ДТО}} = \frac{23,38}{6,5} = 3,59 (\geq 2,0)$$

В соответствии с ПУЭ, чувствительность защиты обеспечивается.

Для второй линии 110 кВ расчёт аналогичен.

2.6.9 Расчет уставок релейных защит линий выдачи мощности 35 кВ

Исходные данные для расчета:

- коэффициент трансформации трансформаторов тока стороны 1: 2500/1;
- коэффициент трансформации трансформаторов тока стороны 2: 2500/1;
- значение максимального сквозного трехфазного тока КЗ протекающего по защищаемой линии составляет 12,87 кА;

Значение коэффициентов цифрового выравнивания для линий 110 кВ:

$$K_{ЦВ} = \frac{K_{ТТ.стор1}}{K_{ТТ.стор2}} = \frac{2500}{2500} = 1,$$

где $K_{ТТ.стор1}$, $K_{ТТ.стор2}$ – коэффициенты трансформации ТТ на стороне 1 и стороне 2.

Коэффициенты цифрового выравнивания должны быть в диапазоне: $1/5000 \leq K_{ЦВ} \leq 5000$.

Расчетный коэффициент выравнивания равен 1, т.е. отсутствует необходимость применения промежуточных трансформаторов тока для выравнивания токов сторон.

Расчет ведется в относительных единицах. За базисный ток принимаем значение: $I_{баз} = 100$ А.

Начальный ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимального тока нагрузки и тока небаланса:

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

53

$$I_{д.нач} \geq K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot I_{раб.макс} = 1,1 \cdot 0,15 \cdot 1581,7 = 237,3 \text{ А,}$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$I_{раб.макс}$ – максимальный ток нагрузки, протекающий в месте установки защиты в рабочем режиме;

$K_{нб.расч}$ – расчетный коэффициент тока небаланса;

$$K_{нб.расч} = (K'_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon) + \Delta f_{выр.} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05) + 0,05 = 0,15$$

где $K'_{пер}$ – коэффициент учитывающий увеличение погрешности трансформаторов тока в переходном режиме;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta f_{выр.}$ – аппаратная погрешность терминала выравнивания токов плеч.

Принимаем: $I_{д.нач} = 240 \text{ А.}$

В базовых единицах: $I^*_{д.нач} = 240 / 100 = 2,4 \text{ о.е.}$

Коэффициент торможения:

$$K_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч}}{I_{Т2}} = \frac{1,2 \cdot 19,305}{17,4} = 1,33 \text{ о.е.}$$

где, $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$I_{нб.расч}$ – расчетный ток небаланса при протекании максимального сквозного тока;

$$I_{нб.расч} = K_{нб.расч} \cdot I_{скв.макс} = 0,15 \times 12870 = 1930,5 \text{ А}$$

$I_{скв.макс}$ – значение максимального сквозного тока протекающего по защищаемой линии при внешних КЗ, отстройка от которых производится с помощью торможения;

В базовых единицах: $I_{нб.расч} = 1930,5 / 100 = 19,305 \text{ о.е.};$

$I_{Т2}$ – ток торможения, определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки;

$$I_{Т2} = K_{нг} \times I_{макс.лин} = 1,1 \cdot 1581,7 = 1740 \text{ А}$$

В относительных единицах: $I^*_{Т2} = 1740 / 100 = 17,4 \text{ о.е.};$

где, $K_{нг}$ – коэффициент максимальной нагрузки, принимается равным 1,1;

$I_{макс.лин}$ – максимальный длительно допустимый ток защищаемой кабельной линии;

Принимаем: $K_T = 1,35 \text{ о.е.}$

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки (ДТО) отстраивается от максимального сквозного тока при внешнем КЗ, протекающем по линии:

$$I_{ДТО} \geq K_{отс} \cdot K_{одн} \cdot K_{ап} \cdot \varepsilon \times I_{кз.макс} = 1,2 \cdot 1 \cdot 2,0 \cdot 0,05 \cdot 12870 = 1544,4 \text{ А,}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$K_{ап}$ – коэффициент учитывающий наличие апериодической составляющей;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока;

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

54

$I_{кз.макс}$ – значение максимального сквозного тока протекающего по защищаемой линии при внешнем КЗ.

Принимаем: $I_{дто}^* = 1550$ А.

В относительных единицах: $I_{дто}^* = 1550 / 100 = 15,5$ о.е.

Графическое представление зон срабатывания дифференциальной защиты линии приведен на рисунке 2.6.

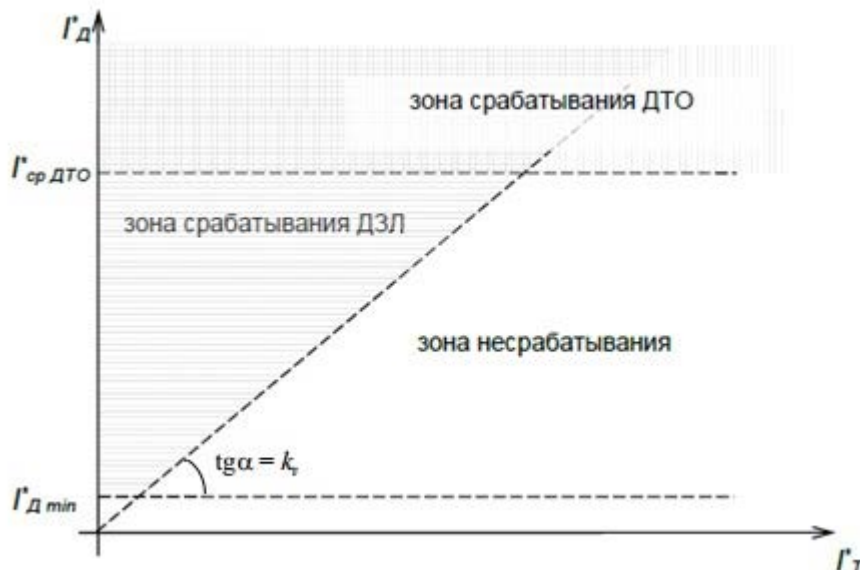


Рисунок 2.6 - Зоны срабатывания ДЗЛ

Определяем чувствительность защиты при металлических КЗ в защищаемой зоне в минимальном режиме работы питающей системы. Рассматривается двухфазное КЗ на шинах РУ-35 кВ (GBS2) в минимальном режиме работы системы.

По данным расчетов значение тока протекающего по защищаемой линии в данном режиме составляет: $I_{кзmin}^{(2)} = 8461$ А. Значение тока, приведённое к базовому:

$$I_{кзmin}^{(2)*} = \frac{I_{кзmin}^{(2)}}{I_{баз}} = \frac{8461}{100} = 84,61 \text{ о.е.}$$

Коэффициент чувствительности при минимальной уставке срабатывания:

$$K_{ч1} = \frac{I_{кзmin}^{(2)*}}{I_{д.нач}} = \frac{84,61}{2,4} = 35,25 (\geq 2,0)$$

Коэффициент чувствительности при токе срабатывания защиты в зоне с торможением:

$$K_{ч2} = \frac{I_{кзmin}^{(2)*}}{I_{д.2}} = \frac{84,61}{1,35 \cdot 17,4} = 3,6 (\geq 2,0)$$

где, $I_{д.2} = K_t \times I_{т2}$ – дифференциальный ток в режиме, соответствующем торможению $I_{т2}$.

Коэффициент чувствительности в зоне дифференциальной токовой отсечки:

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

55

$$K_{чз} = \frac{I_{кзmin}^{(2)*}}{I_{ДТО}} = \frac{84,61}{15,5} = 5,45 (\geq 2,0)$$

В соответствии с ПУЭ, чувствительность защиты обеспечивается.

Для остальных линий 35 кВ расчёт аналогичен.

2.6.10 Расчет уставок дифференциальная защита шин 220 кВ

Терминал ДЗШ реализует функции дифференциальной токовой отсечки и дифференциальной токовой защиты с торможением (ДТО и ДЗТ) шин 220 кВ. На рисунке 2.7 представлен общий вид характеристик ДЗТ и ДТО.

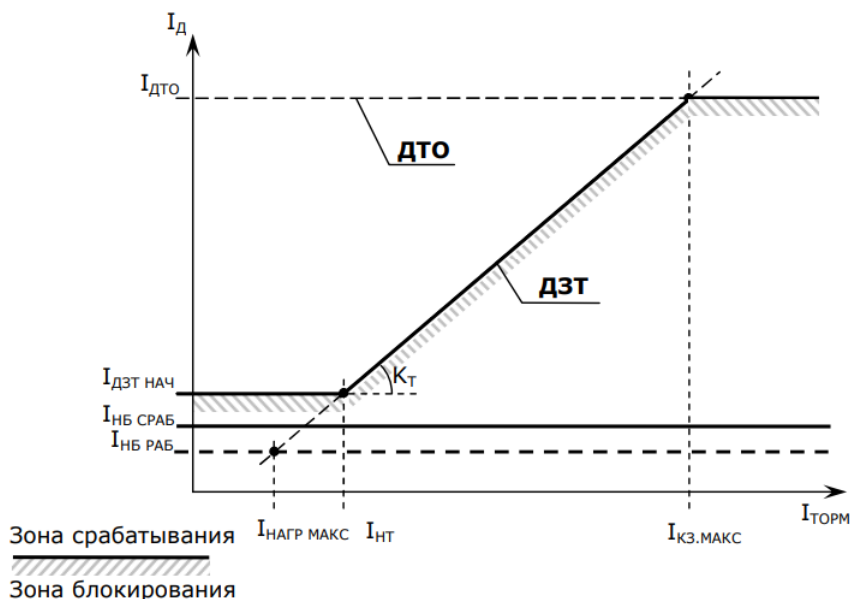


Рисунок 2.7 - Характеристики ДТО и ДЗТ

ДТО предназначена для быстрого и селективного отключения КЗ со значительным дифференциальным током в зоне действия защиты. Срабатывание ДТО происходит при превышении дифференциальным током заданной уставки. Возврат ДТО происходит при снижении дифференциального тока ниже уставки с учетом коэффициента возврата.

ДЗТ предназначена для быстрого и селективного отключения КЗ с дифференциальным током малой кратности в зоне действия защиты. В ДЗТ используется торможение от сквозного тока, протекающего через защищаемый объект. Срабатывание ДЗТ происходит при превышении дифференциальным током значения, определяемого по основной характеристике срабатывания ДЗТ. Возврат защиты происходит при снижении дифференциального тока, с учетом коэффициента возврата.

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО).

Уставку срабатывания ДТО всех пусковых органов выбирают по условию отстройки от расчётного максимального тока небаланса.

Расчётным для определения максимального тока небаланса выбирают присоединение, ТТ которого имеет наибольшую погрешность при прохождении через него тока внешнего КЗ.

Максимальный расчётный ток небаланса $I_{НБ.МАКС}$ при максимальном токе внешнего КЗ определяют по формуле.

$$I_{НБ.МАКС} = (\epsilon_{МАКС} \cdot k_a \cdot k_{одн} + \gamma) \cdot I_{КЗ.МАКС},$$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

где $\varepsilon_{\text{МАКС}}$ - максимальное значение полной погрешности ТТ расчётного присоединения, принимается равным 10 %;

k_a - коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока КЗ, принимается равным 3;

$k_{\text{одн}} = 0,5$ (для однотипных ТТ) или 1 (для разнотипных ТТ) – коэффициент однотипности ТТ – принимается равным 0,5;

$\gamma = 0,05$ - погрешность цифрового выравнивания токов «плеч»;

$I_{\text{КЗ.МАКС}}$ - периодическая составляющая максимально возможного первичного тока КЗ (в начальный момент времени КЗ), проходящего при внешнем КЗ по ТТ присоединения, являющегося расчётным, А.

Уставку срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ вычисляют по формуле.

$$I_{\text{ДТО}} = K_n \cdot I_{\text{НБ.МАКС}},$$

где $K_n = 1,5$ – коэффициент надежности.

В связи с тем, что ДТО является вспомогательным элементом ДЗТ, проверку чувствительности ДТО не производят.

Дифференциальная токовая защита с торможением (ДЗТ).

Для упрощения расчета характеристики срабатывания избирательных и пускового органов выбирают аналогичными, а их уставки рассчитывают с использованием параметров всех присоединений, независимо от того, за какой секцией (первой или второй) шин они зафиксированы. Для ступени сигнализации небаланса при обрыве вторичных цепей ТТ уставку срабатывания также рассчитывают независимо от фиксации присоединений за той или иной секцией шин. Если требования по условиям чувствительности ДЗТ или по условиям отстройки сигнализации небаланса не выполняются, то выбор уставок пусковых и избирательных органов может быть осуществлен с учетом фиксации присоединений. При изменении рабочей схемы сборной системы шин необходимо выполнить расчет уставок, учитывающий другую фиксацию присоединений. На рисунке 8.7 представлен общий вид характеристик ДЗТ и ДТО.

Уставку начального тока срабатывания органов $I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}$ одиночной системы шин и двойной системы шин вычисляют по формуле.

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}},$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,2$ – коэффициент отстройки от дифференциального тока, возникающего при обрыве вторичных цепей ТТ;

$I_{\text{НАГР.МАКС}}$ – максимальный ток нагрузочного режима (первичный ток нагрузки базисного присоединения), А.

Максимальный ток небаланса в рабочем режиме $I_{\text{НБ.РАБ}}$ определяют по формуле.

$$I_{\text{НБ.РАБ}} = (\varepsilon_{\text{НАГР.МАКС}} + \gamma) \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}},$$

где $\varepsilon_{\text{НАГР.МАКС}} = 0,1$ – наибольшая расчётная полная погрешность ТТ при максимальном токе нагрузочного режима;

$\gamma = 0,05$ - погрешность цифрового выравнивания токов «плеч».

Уставку срабатывания $I_{\text{НБ.СРАБ}}$ ступени ДЗШ, действующей на сигнализацию небаланса и блокирование ДЗШ при обрыве вторичных цепей ТТ, вычисляют по формуле.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

57

$$I_{\text{НБ.СРАБ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАБ}},$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,4$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{НБ.РАБ}}$ – максимальный ток небаланса в рабочем режиме.

В результате превышения дифференциальным током уставки $T_{\text{НБ}}$ в течение времени, определяемого уставкой $T_{\text{НБ}}$, происходит блокирование ДТО и ДЗТ и срабатывает орган сигнализации.

Уставку по времени $T_{\text{НБ}}$ следует определять исходя из условия отстройки от максимального времени действия резервных защит отходящих линий.

После выбора уставки срабатывания $I_{\text{НБ.СРАБ}}$ необходимо проверить выполнение условия:

$$I_{\text{НБ.СРАБ}} < 0,9 \cdot I_{\text{НАГР.МИН}},$$

где $I_{\text{НАГР.МИН}}$ – минимальное значение рабочего тока наименее мощного присоединения, А.

В случае, если условие $I_{\text{НБ.СРАБ}} < 0,9 \cdot I_{\text{НАГР.МИН}}$ не выполняется, значение уставки $I_{\text{НБ.СРАБ}}$ необходимо определить исходя из опыта эксплуатации.

Коэффициент торможения K_T участка торможения ДЗТ вычисляют по формуле.

$$K_T = \frac{I_{\text{ДТО}} - I_{\text{НБ.РАБ}}}{I_{\text{КЗ.МАКС}} - I_{\text{НАГР.МАКС}}}$$

Полученное значение коэффициента торможения применяют для пускового и избирательных органов ДЗТ.

Для надежной работы защиты при КЗ в зоне её действия, значение коэффициента K_T должно быть не более 1,9.

Уставка по току начала торможения:

$$I_{\text{НТ}} = I_{\text{НАГР.МАКС}} \cdot \left(1 + \frac{1,05}{K_T}\right)$$

Проверка чувствительности ДЗТ.

Коэффициент чувствительности ДЗТ рассчитывают по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}}$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}$ – периодическая составляющая тока металлического КЗ (в начальный момент времени КЗ) в минимальном режиме работы, А.

Для проверки отсутствия необходимости в установке промежуточных ТТ для «плеч» ДЗШ необходимо рассчитать коэффициент цифрового выравнивания присоединений:

$$K_{\text{ВЫР}} = \frac{K_{\text{ТТ.МАКС}}}{K_{\text{ТТ.і}}} < 16,$$

где $K_{\text{ТТ.МАКС}}$ – наибольший коэффициент трансформации по «плечам» ДЗШ, $K_{\text{ТТ.і}}$ – коэффициент трансформации i -го «плеча» ДЗШ.

Результаты расчетов ДТО, ДЗТ представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Расчет ДТО, ДЗТ

Параметр	Значение
Ikз.макс, кА	20,5

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

58

Параметр	Значение
Ikз.мин, кА	4,67
Инб.макс, кА	4,1
Idто, кА	6,15
Inагр.макс, А	524
Idзт.нач, кА	0,63
Инб.раб, А	78,6
Инб.сраб, А	110,04
Inагр.мин, А	125
0,9 Inагр.мин, А	112,5
Кт	0,3
Int, кА	2,36
Кч	7,41
Квыр.макс	8,3

Наибольший расчетный коэффициент цифрового выравнивания для «плеч» ДЗШ не превышает 8,3. То есть отсутствует необходимость применения промежуточных трансформаторов тока для выравнивания токов в «плечах» сторон.

2.6 Расчетная проверка трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

2.7.1 Проверка трансформаторов тока на 10 % погрешность

Выбор сечений кабелей от трансформаторов тока (ТТ) до устройств релейной защиты непосредственно связан с расчетами проверки ТТ на 10 % погрешность и надежность работы реле, а также расчетного определения напряжения во вторичных цепях. Приведенные расчеты относятся только к требованиям, предъявляемым к ТТ устройствами РЗА и не охватывают вопросы выбора ТТ с точки зрения обеспечения их собственной термической и динамической стойкости.

Расчет выполнен для самой нагруженной обмотки.

Расчетные условия для выбора допустимых нагрузок на обмотки ТТ, питающие токовые цепи устройств релейной защиты определяются на основе следующих требований:

1. Обеспечение точности работы измерительных органов релейной защиты при КЗ в расчетных точках электрической сети (расчетная проверка ТТ по условию 10 % кратности по кривым предельной кратности либо по номинальным параметрам ТТ).

2. Ограничение напряжения во вторичных цепях ТТ до 1000 В (расчетная проверка напряжения во вторичных обмотках ТТ $U_{2\text{макс}} \leq U_{2\text{доп}}$).

Расчетная проверка ТТ по условию 10 % кратности по кривым предельной кратности позволяет по значению предельной кратности $K_{10\text{расч}}$ для конкретного расчетного тока определить допустимое значение нагрузки.

Проверка трансформатора тока на 10 % погрешность сводится к сравнению допустимой вторичной нагрузки ТТ $S_{\text{доп}}$ и действительной вторичной нагрузкой ТТ $S_{\text{расч}}$ при расчетной кратности тока $K_{10\text{расч}}$.

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

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

59

$$k_{10\text{расч}} = \frac{I_{1\text{расч}}}{I_{1\text{ном}}},$$

где $I_{1\text{расч}}$ – расчетный ток - ток короткого замыкания, при котором должна быть обеспечена заданная точность ТТ, А;

$I_{1\text{ном}}$ – номинальный первичный ток ТТ.

По кривым предельной кратности определяется максимально допустимая вторичная нагрузка ТТ ($S_{\text{доп}}$) при расчетной кратности $k_{10\text{расч}}$.

Схема соединения трансформаторов тока и вторичной нагрузки для всех ТТ показана на рис.2.8 (полная звезда).

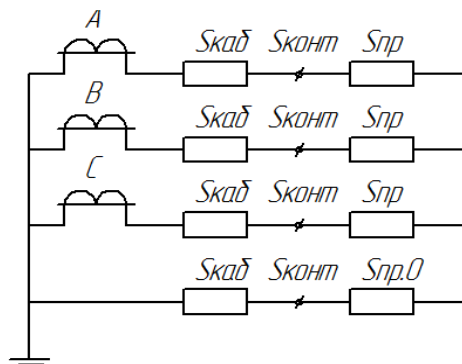


Рис. 2.8. Расчетная нагрузка трансформатора тока определяется по выражению:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{каб}} + S_{\text{конт}} + S_{\text{пр}},$$

где $S_{\text{каб}}$ – мощность, потребляемая кабелем, ВА;

$S_{\text{конт}}$ – мощность, выделяемая на контактах, ВА;

$S_{\text{пр}}$ – мощность, потребляемая приборами (МП реле и др.), ВА.

Мощность, потребляемая кабелем, определяется по выражению:

$$S_{\text{расч}} = R_{\text{каб}} \times I_{2\text{ном}}^2,$$

где $R_{\text{каб}}$ – активное сопротивление кабеля, Ом;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток, А.

Сопротивление жил кабеля определяется по выражению:

$$R_{\text{каб}} = \frac{\rho \times L}{S},$$

где $\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление жил медного кабеля, Ом·мм²/м;

L – длина кабеля, м;

S – площадь поперечного сечения кабеля, мм².

При проверке ТТ по току однофазного КЗ учитывается сопротивление прямой и обратной ветви цепи, в этом случае сопротивление жил кабеля определяется по выражению:

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

2	-	Зам.	545-24	13.03.24	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

60

$$R_{\text{каб}} = \frac{2 \times \rho \times L}{S}$$

Мощность, выделяющаяся на переходных контактах, определяется по выражению:

$$S_{\text{расч}} = R_{\text{конт}} \times I_{2\text{ном}}^2,$$

где $R_{\text{конт}}$ – активное сопротивление контактов, принимается равным 0,05 Ом.

Мощность, потребляемая приборами, $S_{\text{пр}}$ для трехфазного и двухфазного КЗ составит мощность потребления защиты в одной фазе, для однофазного КЗ – потребление фазы плюс потребление в нулевом проводе (если защита подключена в нулевой провод).

Расчетное значение максимально допустимой нагрузки $S_{\text{расч}}$ должно быть меньше или равно допустимой нагрузки $S_{\text{доп}}$, определяемой по кривым предельной кратности:

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{доп}}$$

Допустимые потери мощности в кабеле:

$$S_{\text{каб}} \leq S_{\text{доп}} - S_{\text{пр}} - S_{\text{конт}}.$$

Минимальное расчетное сечение кабеля для расчета при однофазном КЗ:

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \times L \times I_{\text{ном}}^2 \times \rho}{S_{\text{доп}} - S_{\text{конт}} - S_{\text{пр}}}$$

Минимальное расчетное сечение кабеля для расчета при трехфазном КЗ:

$$S_{\text{расч}} = \frac{L \times I_{\text{ном}}^2 \times \rho}{S_{\text{доп}} - S_{\text{конт}} - S_{\text{пр}}}$$

Принимаемое значение кабеля:

$$S \geq S_{\text{расч}}$$

Расчетная проверка напряжения во вторичных обмотках ТТ $U_{2\text{макс}} \leq U_{2\text{доп}}$ сводится к сравнению максимального напряжения во вторичных цепях $U_{2\text{макс}}$ и допустимого (испытательного) напряжения $U_{2\text{доп}}$.

Значение $U_{2\text{макс}}$ на зажимах вторичной обмотки ТТ определяется по выражению:

$$U_{2\text{макс}} = \frac{I_{1\text{расч.макс}} \times Z_{\text{расч}}}{k_{\text{ТТ}}},$$

где $k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$Z_{\text{расч}}$ – расчетное сопротивление нагрузки, Ом.

Расчетное сопротивление нагрузки определяется по выражению:

$$Z_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где $I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока.

Значение $U_{2\text{доп}}$ равно испытательному напряжению 1000 В.

Расчетное значение напряжения на зажимах вторичной обмотке ТТ должно быть меньше допустимого напряжения:

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

61

$$U_{2\text{макс}} \leq U_{2\text{доп}}$$

Проверка трансформаторов тока.

Расчет параметров ТТ 10 кВ, к которым подключается комплект дифзащиты генератора.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение	= 10 кВ;
Номинальная частота	= 50 Гц;
Номинальный ток отключения	= 50 кА;
Данные трансформаторов тока	
Класс обмотки защиты	= 5P;
Коэффициент трансформации	= 2500/1 А;
Номинальная кратность	= 20;
Номинальная мощность	= 50 ВА;
Внутреннее сопротивление	= 30 Ом.

Требования к трансформаторам тока для дифференциальных защит.

Для обеспечения правильной работы дифзащиты генератора 10,5 кВ трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность.

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{СКВ}}}{I_{1\text{НОМ}}},$$

где K_{10} - рабочая предельная кратность;

$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{1\text{СКВ}}$ - максимальный сквозной ток короткого замыкания, протекающий через ТТ.

Расчёт суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока:

Нагрузка реле $S_{\text{пр}} = 0,2 \text{ ВА};$

Расчёт нагрузки от контрольного кабеля:

Длина $L = 300 \text{ м};$

Сечение $S = 10 \text{ мм}^2;$

Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м};$

Вторичный ток ТТ $1 \text{ А}.$

$$S_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{2\text{НОМ}}^2 = \frac{0,0175 \cdot 300}{10} \cdot 1^2 = 0,525 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{пр}} + S_{\text{конт}} + S_{\text{каб}} = 0,2 + 0,05 + 0,525 = 0,775 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность.

Определяем расчетную допустимую предельную кратность.

$$K_{10\text{доп}} = K_{\text{НОМ}} \times \frac{S_{\text{НОМ}} + S_{\text{ТТ}}}{S_{\text{расч}} + S_{\text{ТТ}}} = 20 \times \frac{50 + 30}{0,775 + 30} = 52$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
										62
2	-	Зам.	545-24		13.03.24					

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{СКВ}}}{I_{1\text{НОМ}}} = \frac{37200}{2500} = 14,88,$$

где $K_{\text{НОМ}}$ - номинальная предельная кратность ТТ	=20;
$S_{\text{НОМ}}$ - номинальный мощность ТТ	=50 ВА;
$S_{\text{ТТ}}$ - собственная мощность ТТ	= 30 ВА;
$S_{\text{расч}}$ - суммарная нагрузка ТТ	= 0,775 ВА;
$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток ТТ	= 2500 А;
$I_{1\text{СКВ}}$ - максимальный сквозной ток КЗ, протекающий через ТТ	=37200 А.

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока:

$$K_{10\text{доп}} \geq K_{10} = 52 \geq 14,88$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

Расчет параметров ТТ 10 кВ ввода от генератора, к которым подключается комплект дифзащиты трансформатора 10/236 кВ.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение	= 10 кВ;
Номинальная частота	= 50 Гц;
Номинальный ток отключения	= 50 кА;
Данные трансформаторов тока	
Класс обмотки защиты	= 5Р;
Коэффициент трансформации	= 2500/1 А;
Номинальная кратность	= 20;
Номинальная мощность	= 50 ВА;
Внутреннее сопротивление	= 30 Ом.

Требования к трансформаторам тока для дифференциальных защит.

Для обеспечения правильной работы дифзащиты трансформатора 10/236 кВ трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность.

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{СКВ}}}{I_{1\text{НОМ}}},$$

где K_{10} - рабочая предельная кратность;

$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{1\text{СКВ}}$ - максимальный сквозной ток короткого замыкания, протекающий через ТТ.

Расчёт суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока:

Нагрузка реле $S_{\text{пр}} = 0,2 + 0,2 = 0,4 \text{ ВА};$

Расчёт нагрузки от контрольного кабеля:

Длина $L = 300 \text{ м};$

Сечение $S = 10 \text{ мм}^2;$

Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м};$

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
			2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Вторичный ток ТТ

1 А.

$$S_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{2.\text{НОМ}}^2 = \frac{0,0175 \cdot 300}{10} \cdot 1^2 = 0,525 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{пр}} + S_{\text{конт}} + S_{\text{каб}} = 0,4 + 0,05 + 0,525 = 0,975 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность. Определяем расчетную допустимую предельную кратность.

$$K_{10\text{доп}} = K_{\text{НОМ}} \times \frac{S_{\text{НОМ}} + S_{\text{ТТ}}}{S_{\text{расч}} + S_{\text{ТТ}}} = 20 \times \frac{50 + 30}{0,975 + 30} = 51,65$$

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{СКВ}}}{I_{1\text{НОМ}}} = \frac{37200}{2500} = 14,88,$$

где $K_{\text{НОМ}}$ - номинальная предельная кратность ТТ = 20;

$S_{\text{НОМ}}$ - номинальный мощность ТТ = 50 ВА;

$S_{\text{ТТ}}$ - собственная мощность ТТ = 30 ВА;

$S_{\text{расч}}$ - суммарная нагрузка ТТ = 0,775 ВА;

$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток ТТ = 2500 А;

$I_{1\text{СКВ}}$ - максимальный сквозной ток КЗ, протекающий через ТТ = 37200 А.

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока:

$$K_{10\text{доп}} \geq K_{10} = 51,65 \geq 14,88$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

Расчет параметров ТТ 10 кВ линий к трансформаторам собственных нужд 10,5/0,42 кВ.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение = 10 кВ;

Номинальная частота = 50 Гц;

Номинальный ток отключения = 50 кА;

Данные трансформаторов тока

Класс обмотки защиты = 5Р;

Коэффициент трансформации = 300/1 А;

Номинальная кратность = 20;

Номинальная мощность = 50 ВА;

Внутреннее сопротивление = 5 Ом.

Требования к трансформаторам тока для максимальных токовых защит.

Для обеспечения правильной работы МТЗ трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность:

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{рас}}}{I_{1\text{НОМ}}},$$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

64

где K_{10} - рабочая предельная кратность;

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

$I_{1расч}$ - ток короткого замыкания, при котором должна быть обеспечена работа ТТ с $\varepsilon \leq 10\%$ для правильного функционирования релейной защиты. Для токовой отсечки и максимальной токовой защиты с независимой характеристикой $I_{1расч} = 1,1 I_{1с.з.}$, поскольку для этих защит точная работа трансформаторов тока требуется лишь при токе срабатывания защиты ($I_{с.з.}$); коэффициент 1,1 учитывает увеличение кратности первичного тока по сравнению с кратностью вторичного тока из-за 10 %-ной погрешности трансформаторов тока.

Расчёт суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока

Нагрузка реле $S_{пр} = 0,2 \text{ ВА};$

Расчёт нагрузки от контрольного кабеля:

Длина $L = 300 \text{ м};$

Сечение $S = 10 \text{ мм}^2;$

Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м};$

Вторичный ток ТТ $1 \text{ А}.$

$$S_{каб} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{2.ном}^2 = \frac{0,0175 \cdot 300}{10} \cdot 1^2 = 0,525 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

$$S_{расч} = S_{пр} + S_{конт} + S_{каб} = 0,2 + 0,05 + 0,525 = 0,775 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность

Определяем расчетную допустимую предельную кратность:

$$K_{10доп} = K_{ном} \cdot \frac{S_{ном} + S_{ТТ}}{S_{расч} + S_{ТТ}} = 20 \cdot \frac{50 + 5}{0,775 + 5} = 190,4$$

$$K_{10} = \frac{1,1 \cdot I_{с.з.}}{I_{1ном.}} = \frac{1,1 \cdot 1850}{300} = 6,78,$$

где $K_{ном}$ - номинальная предельная кратность ТТ $= 20;$

$S_{ном}$ - номинальная мощность ТТ $= 50 \text{ ВА};$

$S_{ТТ}$ - собственная мощность ТТ $= 5 \text{ ВА};$

$S_{расч}$ - суммарная нагрузка ТТ $= 0,775 \text{ ВА};$

$I_{1ном}$ - номинальный первичный ток ТТ $= 300 \text{ А};$

$I_{с.з.}$ - ток срабатывания защиты $= 1850 \text{ А}.$

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока.

$$K_{10доп} \geq K_{10} = 190,4 \geq 6,78$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

65

Расчет параметров ТТ 10 кВ линии к трансформаторам собственных нужд 10,5/0,42 кВ, к которым подключается комплект дифзащиты трансформатора 10/236 кВ.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение	= 10 кВ;
Номинальная частота	= 50 Гц;
Номинальный ток отключения	= 50 кА;
Данные трансформаторов тока	
Класс обмотки защиты	= 5P;
Коэффициент трансформации	= 2500/1 А;
Номинальная кратность	= 40;
Номинальная мощность	= 50 ВА;
Внутреннее сопротивление	= 30 Ом.

Требования к трансформаторам тока для дифференциальных защит.

Для обеспечения правильной работы дифзащиты трансформатора 10/236 кВ трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность.

$$K_{10} = \frac{I_{1СКВ}}{I_{1НОМ}}$$

где, K_{10} - рабочая предельная кратность;

$I_{1НОМ}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{1СКВ}$ - максимальный сквозной ток короткого замыкания, протекающий через ТТ.

Расчёт суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока:

Нагрузка реле $S_{пр} = 0,2 \text{ ВА};$

Расчёт нагрузки от контрольного кабеля:

Длина $L = 300 \text{ м};$

Сечение $S = 10 \text{ мм}^2;$

Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м};$

Вторичный ток ТТ $1 \text{ А}.$

$$S_{каб} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{2.НОМ}^2 = \frac{0,0175 \cdot 300}{10} \cdot 1^2 = 0,525 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

$$S_{расч} = S_{пр} + S_{конт} + S_{каб} = 0,2 + 0,05 + 0,525 = 0,775 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность.

Определяем расчетную допустимую предельную кратность.

$$K_{10\text{доп}} = K_{НОМ} \times \frac{S_{НОМ} + S_{ТТ}}{S_{расч} + S_{ТТ}} = 40 \times \frac{50 + 30}{0,775 + 30} = 104$$

$$K_{10} = \frac{I_{1СКВ}}{I_{1НОМ}} = \frac{47700}{2500} = 19,08,$$

где $K_{НОМ}$ - номинальная предельная кратность ТТ $= 40;$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

66

$S_{\text{ном}}$ - номинальный мощность ТТ	= 50 ВА;
$S_{\text{ТТ}}$ - собственная мощность ТТ	= 30 ВА;
$S_{\text{расч}}$ - суммарная нагрузка ТТ	= 0,775 ВА;
$I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток ТТ	= 2500 А;
$I_{1\text{скв}}$ - максимальный сквозной ток КЗ, протекающий через ТТ	= 47700 А.

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока:

$$K_{10\text{доп}} \geq K_{10} = 51,65 \geq 14,88$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

Расчет параметров ТТ 35 кВ линии к РУ-35 кВ.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение	= 35 кВ;
Номинальная частота	= 50 Гц;
Номинальный ток отключения	= 50 кА;
Данные трансформаторов тока	
Класс обмотки защиты	= 5P;
Коэффициент трансформации	= 2500/1 А;
Номинальная кратность	= 20;
Номинальная мощность	= 50 ВА;
Внутреннее сопротивление	= 30 Ом.

Требования к трансформаторам тока для дифференциальных защит.

Для обеспечения правильной работы дифзащиты линии 35 кВ трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность.

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{скв}}}{I_{1\text{ном}}},$$

где K_{10} - рабочая предельная кратность;

$I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{1\text{скв}}$ - максимальный сквозной ток короткого замыкания, протекающий через ТТ.

Расчёт суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока:

Нагрузка реле $S_{\text{пр}} = 0,2 \text{ ВА};$

Расчёт нагрузки от контрольного кабеля:

Длина $L = 50 \text{ м};$

Сечение $S = 6 \text{ мм}^2;$

Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м};$

Вторичный ток ТТ $1 \text{ А}.$

$$S_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{2\text{ном}}^2 = \frac{0,0175 \cdot 50}{6} \cdot 1^2 = 0,146 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

67

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{пр}} + S_{\text{конт}} + S_{\text{каб}} = 0,2 + 0,05 + 0,146 = 0,396 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность. Определяем расчетную допустимую предельную кратность.

$$K_{10\text{доп}} = K_{\text{ном}} \times \frac{S_{\text{ном}} + S_{\text{ТТ}}}{S_{\text{расч}} + S_{\text{ТТ}}} = 20 \times \frac{50 + 30}{0,396 + 30} = 52,63$$

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{СКВ}}}{I_{1\text{НОМ}}} = \frac{12870}{2500} = 5,148,$$

где $K_{\text{ном}}$ - номинальная предельная кратность ТТ = 20;

$S_{\text{ном}}$ - номинальный мощность ТТ = 50 ВА;

$S_{\text{ТТ}}$ - собственная мощность ТТ = 30 ВА;

$S_{\text{расч}}$ - суммарная нагрузка ТТ = 0,396 ВА;

$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток ТТ = 2500 А;

$I_{1\text{СКВ}}$ - максимальный сквозной ток КЗ, протекающий через ТТ = 12870 А.

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока:

$$K_{10\text{доп}} \geq K_{10} = 52,63 \geq 5,148$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

Расчет параметров ТТ 35 кВ, к которым подключается комплект дифзащиты трансформатора 220/35 кВ.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение = 35 кВ;

Номинальная частота = 50 Гц;

Номинальный ток отключения = 50 кА;

Данные трансформаторов тока

Класс обмотки защиты = 5Р;

Коэффициент трансформации = 2500/1 А;

Номинальная кратность = 20;

Номинальная мощность = 50 ВА;

Внутреннее сопротивление = 30 Ом.

Требования к трансформаторам тока для дифференциальных защит.

Для обеспечения правильной работы дифзащиты линии 35 кВ трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность.

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{СКВ}}}{I_{1\text{НОМ}}},$$

где K_{10} - рабочая предельная кратность;

$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{1\text{СКВ}}$ - максимальный сквозной ток короткого замыкания, протекающий через ТТ.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

68

Расчёт суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока:

Нагрузка реле $S_{пр} = 0,2 \text{ ВА};$

Расчёт нагрузки от контрольного кабеля:

Длина $L = 50 \text{ м};$

Сечение $S = 6 \text{ мм}^2;$

Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м};$

Вторичный ток ТТ $1 \text{ А}.$

$$S_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{2.\text{ном}}^2 = \frac{0,0175 \cdot 50}{6} \cdot 1^2 = 0,146 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{пр}} + S_{\text{конт}} + S_{\text{каб}} = 0,2 + 0,05 + 0,146 = 0,396 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность.

Определяем расчетную допустимую предельную кратность.

$$K_{10\text{доп}} = K_{\text{ном}} \times \frac{S_{\text{ном}} + S_{\text{ТТ}}}{S_{\text{расч}} + S_{\text{ТТ}}} = 20 \times \frac{50 + 30}{0,396 + 30} = 52,63$$

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{скв}}}{I_{1\text{ном}}} = \frac{12870}{2500} = 5,148,$$

где $K_{\text{ном}}$ - номинальная предельная кратность ТТ $= 20;$

$S_{\text{ном}}$ - номинальный мощность ТТ $= 50 \text{ ВА};$

$S_{\text{ТТ}}$ - собственная мощность ТТ $= 30 \text{ ВА};$

$S_{\text{расч}}$ - суммарная нагрузка ТТ $= 0,396 \text{ ВА};$

$I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток ТТ $= 2500 \text{ А};$

$I_{1\text{скв}}$ - максимальный сквозной ток КЗ, протекающий через ТТ $= 12870 \text{ А}.$

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока:

$$K_{10\text{доп}} \geq K_{10} = 52,63 \geq 5,148$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

Расчет параметров ТТ 110 кВ линии к РУ-110 кВ.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение $= 110 \text{ кВ};$

Номинальная частота $= 50 \text{ Гц};$

Номинальный ток отключения $= 50 \text{ кА};$

Данные трансформаторов тока

Класс обмотки защиты $= 5\text{P};$

Коэффициент трансформации $= 1250/1 \text{ А};$

Номинальная кратность $= 20;$

Номинальная мощность $= 50 \text{ ВА};$

Внутреннее сопротивление $= 15 \text{ Ом}.$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

69

Требования к трансформаторам тока для дифференциальных защит.
Для обеспечения правильной работы дифзащиты линии 35 кВ трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность.

$$K_{10} = \frac{I_{1СКВ}}{I_{1НОМ}}$$

где K_{10} - рабочая предельная кратность;

$I_{1НОМ}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{1СКВ}$ - максимальный сквозной ток короткого замыкания, протекающий через ТТ.

Расчёт суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока:

Нагрузка реле $S_{пр} = 0,2 \text{ ВА};$

Расчёт нагрузки от контрольного кабеля:

Длина $L = 50 \text{ м};$

Сечение $S = 6 \text{ мм}^2;$

Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м};$

Вторичный ток ТТ $1 \text{ А}.$

$$S_{каб} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{2.НОМ}^2 = \frac{0,0175 \cdot 50}{6} \cdot 1^2 = 0,146 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

$$S_{расч} = S_{пр} + S_{конт} + S_{каб} = 0,2 + 0,05 + 0,146 = 0,396 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность.

Определяем расчетную допустимую предельную кратность.

$$K_{10доп} = K_{НОМ} \times \frac{S_{НОМ} + S_{ТТ}}{S_{расч} + S_{ТТ}} = 20 \times \frac{50 + 15}{0,396 + 15} = 84,43,$$

$$K_{10} = \frac{I_{1СКВ}}{I_{1НОМ}} = \frac{5230}{1250} = 4,184,$$

где $K_{НОМ}$ - номинальная предельная кратность ТТ $= 20;$

$S_{НОМ}$ - номинальная мощность ТТ $= 50 \text{ ВА};$

$S_{ТТ}$ - собственная мощность ТТ $= 15 \text{ ВА};$

$S_{расч}$ - суммарная нагрузка ТТ $= 0,396 \text{ ВА};$

$I_{1НОМ}$ - номинальный первичный ток ТТ $= 1250 \text{ А};$

$I_{1СКВ}$ - максимальный сквозной ток КЗ, протекающий через ТТ $= 5230 \text{ А}.$

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока:

$$K_{10доп} \geq K_{10} = 84,43 \geq 4,184$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

Расчет параметров ТТ 110 кВ, к которым подключается комплект дифзащиты трансформатора 220/115 кВ.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение $= 110 \text{ кВ};$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

70

Номинальная частота	= 50 Гц;
Номинальный ток отключения	= 50 кА;
Данные трансформаторов тока	
Класс обмотки защиты	= 5P;
Коэффициент трансформации	= 1250/1 А;
Номинальная кратность	= 20;
Номинальная мощность	= 50 ВА;
Внутреннее сопротивление	= 15 Ом.

Требования к трансформаторам тока для дифференциальных защит.

Для обеспечения правильной работы дифзащиты линии 35 кВ трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность.

$$K_{10} = \frac{I_{1СКВ}}{I_{1НОМ}},$$

где K_{10} - рабочая предельная кратность;

$I_{1НОМ}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{1СКВ}$ - максимальный сквозной ток короткого замыкания, протекающий через ТТ.

Расчёт суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока:

Нагрузка реле $S_{пр} = 0,2 \text{ ВА};$

Расчёт нагрузки от контрольного кабеля:

Длина $L = 50 \text{ м};$

Сечение $S = 6 \text{ мм}^2;$

Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м};$

Вторичный ток ТТ $1 \text{ А}.$

$$S_{каб} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{2.НОМ}^2 = \frac{0,0175 \cdot 50}{6} \cdot 1^2 = 0,146 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

$$S_{расч} = S_{пр} + S_{конт} + S_{каб} = 0,2 + 0,05 + 0,146 = 0,396 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность.

Определяем расчетную допустимую предельную кратность.

$$K_{10доп} = K_{НОМ} \times \frac{S_{НОМ} + S_{ТТ}}{S_{расч} + S_{ТТ}} = 20 \times \frac{50 + 15}{0,396 + 15} = 84,43,$$

$$K_{10} = \frac{I_{1СКВ}}{I_{1НОМ}} = \frac{5230}{1250} = 4,184,$$

где $K_{НОМ}$ - номинальная предельная кратность ТТ $= 20;$

$S_{НОМ}$ - номинальная мощность ТТ $= 50 \text{ ВА};$

$S_{ТТ}$ - собственная мощность ТТ $= 15 \text{ ВА};$

$S_{расч}$ - суммарная нагрузка ТТ $= 0,396 \text{ ВА};$

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
			2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток ТТ = 1250 А;

$I_{1\text{СКВ}}$ - максимальный сквозной ток КЗ, протекающий через ТТ = 5230 А.

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока:

$$K_{10\text{доп}} \geq K_{10} = 84,43 \geq 4,184$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

Расчет параметров ТТ 220 кВ, к которым подключается комплект дифзащиты трансформатора 10,5/236 кВ.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение = 220 кВ;

Номинальная частота = 50 Гц;

Номинальный ток отключения = 50 кА;

Данные трансформаторов тока

Класс обмотки защиты = 5Р;

Коэффициент трансформации = 300/1 А;

Номинальная кратность = 20;

Номинальная мощность = 50 ВА;

Внутреннее сопротивление = 5 Ом.

Требования к трансформаторам тока для дифференциальных защит.

Для обеспечения правильной работы дифзащиты трансформатора 10,5/236 кВ трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность.

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{СКВ}}}{I_{1\text{НОМ}}},$$

где K_{10} - рабочая предельная кратность;

$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{1\text{СКВ}}$ - максимальный сквозной ток короткого замыкания, протекающий через ТТ.

Расчет суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока:

Нагрузка реле $S_{\text{пр}} = 0,2 \text{ ВА}$;

Расчет нагрузки от контрольного кабеля:

Длина $L = 50 \text{ м}$;

Сечение $S = 6 \text{ мм}^2$;

Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

Вторичный ток ТТ $I = 1 \text{ А}$.

$$S_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I^2_{2\text{НОМ}} = \frac{0,0175 \cdot 50}{6} \cdot 1^2 = 0,146 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{пр}} + S_{\text{конт}} + S_{\text{каб}} = 0,2 + 0,05 + 0,146 = 0,396 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность.

Определяем расчетную допустимую предельную кратность.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

72

$$K_{10\text{доп}} = K_{\text{ном}} \times \frac{S_{\text{ном}} + S_{\text{ТТ}}}{S_{\text{расч}} + S_{\text{ТТ}}} = 20 \times \frac{50 + 5}{0,396 + 5} = 203,85,$$

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{скв}}}{I_{1\text{ном}}} = \frac{1120}{300} = 3,73,$$

где $K_{\text{ном}}$ - номинальная предельная кратность ТТ = 20;

$S_{\text{ном}}$ - номинальный мощность ТТ = 50 ВА;

$S_{\text{ТТ}}$ - собственная мощность ТТ = 5 ВА;

$S_{\text{расч}}$ - суммарная нагрузка ТТ = 0,396 ВА;

$I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток ТТ = 300 А;

$I_{1\text{скв}}$ - максимальный сквозной ток КЗ, протекающий через ТТ = 1120 А.

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока:

$$K_{10\text{доп}} \geq K_{10} = 203,85 \geq 3,73$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

Расчет параметров ТТ 220 кВ, к которым подключается комплект дифзащиты трансформатора 220/36,5 кВ.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение = 220 кВ;

Номинальная частота = 50 Гц;

Номинальный ток отключения = 50 кА;

Данные трансформаторов тока

Класс обмотки защиты = 5Р;

Коэффициент трансформации = 400/1 А;

Номинальная кратность = 20;

Номинальная мощность = 50 ВА;

Внутреннее сопротивление = 6 Ом.

Требования к трансформаторам тока для дифференциальных защит.

Для обеспечения правильной работы дифзащиты трансформатора 220/36,5 кВ трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность.

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{скв}}}{I_{1\text{ном}}},$$

где K_{10} - рабочая предельная кратность;

$I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{1\text{скв}}$ - максимальный сквозной ток короткого замыкания, протекающий через ТТ.

Расчёт суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока:

Нагрузка реле $S_{\text{пр}} = 0,2 \text{ ВА};$

Расчёт нагрузки от контрольного кабеля:

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

73

Длина $L = 50 \text{ м};$
 Сечение $S = 6 \text{ мм}^2;$
 Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м};$
 Вторичный ток ТТ $1 \text{ А}.$

$$S_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{2.\text{ном}}^2 = \frac{0,0175 \cdot 50}{6} \cdot 1^2 = 0,146 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{пр}} + S_{\text{конт}} + S_{\text{каб}} = 0,2 + 0,05 + 0,146 = 0,396 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность.
 Определяем расчетную допустимую предельную кратность.

$$K_{10\text{доп}} = K_{\text{ном}} \times \frac{S_{\text{ном}} + S_{\text{ТТ}}}{S_{\text{расч}} + S_{\text{ТТ}}} = 20 \times \frac{50 + 6}{0,396 + 6} = 175,1,$$

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{скв}}}{I_{1\text{ном}}} = \frac{2140}{400} = 5,35,$$

где $K_{\text{ном}}$ - номинальная предельная кратность ТТ $= 20;$

$S_{\text{ном}}$ - номинальный мощность ТТ $= 50 \text{ ВА};$

$S_{\text{ТТ}}$ - собственная мощность ТТ $= 6 \text{ ВА};$

$S_{\text{расч}}$ - суммарная нагрузка ТТ $= 0,396 \text{ ВА};$

$I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток ТТ $= 400 \text{ А};$

$I_{1\text{скв}}$ - максимальный сквозной ток КЗ, протекающий через ТТ $= 2140 \text{ А}.$

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока:

$$K_{10\text{доп}} \geq K_{10} = 175,1 \geq 5,35$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

Расчет параметров ТТ 220 кВ, к которым подключается комплект дифзащиты трансформатора 220/115 кВ.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение $= 220 \text{ кВ};$

Номинальная частота $= 50 \text{ Гц};$

Номинальный ток отключения $= 50 \text{ кА};$

Данные трансформаторов тока

Класс обмотки защиты $= 5\text{P};$

Коэффициент трансформации $= 700/1 \text{ А};$

Номинальная кратность $= 20;$

Номинальная мощность $= 50 \text{ ВА};$

Внутреннее сопротивление $= 7 \text{ Ом}.$

Требования к трансформаторам тока для дифференциальных защит.

Для обеспечения правильной работы дифзащиты трансформатора 220/115 кВ

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

74

трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность.

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{СКВ}}}{I_{1\text{НОМ}}},$$

где K_{10} - рабочая предельная кратность;

$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{1\text{СКВ}}$ - максимальный сквозной ток короткого замыкания, протекающий через ТТ.

Расчёт суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока:

Нагрузка реле $S_{\text{пр}} = 0,2 \text{ ВА};$

Расчёт нагрузки от контрольного кабеля:

Длина $L = 50 \text{ м};$

Сечение $S = 6 \text{ мм}^2;$

Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м};$

Вторичный ток ТТ $1 \text{ А}.$

$$S_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{2\text{НОМ}}^2 = \frac{0,0175 \cdot 50}{6} \cdot 1^2 = 0,146 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{пр}} + S_{\text{конт}} + S_{\text{каб}} = 0,2 + 0,05 + 0,146 = 0,396 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность.

Определяем расчетную допустимую предельную кратность.

$$K_{10\text{доп}} = K_{\text{НОМ}} \times \frac{S_{\text{НОМ}} + S_{\text{ТТ}}}{S_{\text{расч}} + S_{\text{ТТ}}} = 20 \times \frac{50 + 7}{0,396 + 7} = 154,1,$$

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{СКВ}}}{I_{1\text{НОМ}}} = \frac{2870}{700} = 4,1,$$

где $K_{\text{НОМ}}$ - номинальная предельная кратность ТТ $= 20;$

$S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность ТТ $= 50 \text{ ВА};$

$S_{\text{ТТ}}$ - собственная мощность ТТ $= 7 \text{ ВА};$

$S_{\text{расч}}$ - суммарная нагрузка ТТ $= 0,396 \text{ ВА};$

$I_{1\text{НОМ}}$ - номинальный первичный ток ТТ $= 700 \text{ А};$

$I_{1\text{СКВ}}$ - максимальный сквозной ток КЗ, протекающий через ТТ $= 2870 \text{ А}.$

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока:

$$K_{10\text{доп}} \geq K_{10} = 154,1 \geq 4,1$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

Расчет параметров ТТ 220 кВ, к которым подключается комплект дифзащиты шин 220 кВ.

Исходные данные системы:

Номинальное напряжение $= 220 \text{ кВ};$

Номинальная частота $= 50 \text{ Гц};$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

75

Номинальный ток отключения	= 50 кА;
Данные трансформаторов тока	
Класс обмотки защиты	= 5P;
Коэффициент трансформации	= 1250/1 А;
Номинальная кратность	= 20;
Номинальная мощность	= 50 ВА;
Внутреннее сопротивление	= 15 Ом.

Требования к трансформаторам тока для дифференциальных защит.

Для обеспечения правильной работы дифзащиты шин 220 кВ трансформаторы тока должны иметь минимальную рабочую предельную кратность.

$$K_{10} = \frac{I_{1СКВ}}{I_{1НОМ}},$$

где K_{10} - рабочая предельная кратность;

$I_{1НОМ}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{1СКВ}$ - максимальный сквозной ток короткого замыкания, протекающий через ТТ.

Расчёт суммарной нагрузки, подключенной к трансформаторам тока:

Нагрузка реле $S_{пр} = 0,2 \text{ ВА};$

Расчёт нагрузки от контрольного кабеля:

Длина $L = 50 \text{ м};$

Сечение $S = 6 \text{ мм}^2;$

Удельное сопротивление (Cu) $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м};$

Вторичный ток ТТ $1 \text{ А}.$

$$S_{каб} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{2.НОМ}^2 = \frac{0,0175 \cdot 50}{6} \cdot 1^2 = 0,146 \text{ ВА}$$

Суммарная нагрузка:

$$S_{расч} = S_{пр} + S_{конт} + S_{каб} = 0,2 + 0,05 + 0,146 = 0,396 \text{ ВА}$$

Проверка соответствия трансформаторов тока требованиям на 10 % погрешность.

Определяем расчетную допустимую предельную кратность.

$$K_{10доп} = K_{НОМ} \times \frac{S_{НОМ} + S_{ТТ}}{S_{расч} + S_{ТТ}} = 20 \times \frac{50 + 15}{0,396 + 15} = 84,43,$$

$$K_{10} = \frac{I_{1СКВ}}{I_{1НОМ}} = \frac{17000}{1250} = 13,6,$$

где $K_{НОМ}$ - номинальная предельная кратность ТТ $= 20;$

$S_{НОМ}$ - номинальная мощность ТТ $= 50 \text{ ВА};$

$S_{ТТ}$ - собственная мощность ТТ $= 15 \text{ ВА};$

$S_{расч}$ - суммарная нагрузка ТТ $= 0,396 \text{ ВА};$

$I_{1НОМ}$ - номинальный первичный ток ТТ $= 1250 \text{ А};$

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

76

$I_{1СКВ}$ - максимальный сквозной ток КЗ, протекающий через ТТ = 17000 А.

Проверка выбранных параметров трансформаторов тока:

$$K_{10доп} \geq K_{10} = 84,43 \geq 13,6$$

Следовательно, ТТ выбран правильно.

2.7.2 Расчет времени до насыщения ТТ

Определение времени до насыщения ТТ необходимо для:

- выбора трансформаторов тока с учетом требований производителей устройств релейной защиты при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении объектов электроэнергетики;
- выбора устройств релейной защиты при создании новых или модернизации существующих устройств релейной защиты на существующих трансформаторах тока;
- проверки правильности функционирования устройств релейной защиты в переходных режимах при коротких замыканиях на существующих трансформаторах тока.

К исходным данным для расчетов относятся:

- $I_{1.НОМ}$ – номинальный первичный ток ТТ;
- $I_{2НОМ}$ – номинальный вторичный ток ТТ;
- R_2 – активное сопротивление вторичной обмотки ТТ;
- X_2 – индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ;
- $Z_{Н.НОМ}$ – номинальная нагрузка ТТ (или $S_{Н.НОМ}$ – номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ);
- ε – полная погрешность ТТ;
- $K_{НОМ}$ – номинальная предельная кратность ТТ.

Расчет выполнен согласно 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».

Для определения значения $t_{нас}$ производятся расчеты при трехфазных КЗ и при однофазных КЗ. Результатом расчета значения $t_{нас}$ должна являться наименьшая из полученных величин.

Если в расчетной точке ток однофазного КЗ превышает ток трехфазного КЗ, то при схеме соединения группы ТТ «полная звезда» определяющим будет значение $t_{нас}$, рассчитанное для однофазного КЗ. В этом случае допускается не производить проверку применительно к трехфазным КЗ.

При осуществлении подготовительных расчетов определяются величины нагрузки во вторичных цепях ТТ и $T_{р.э.кв.}$ для каждого из расчетных видов КЗ.

Для схемы соединения группы ТТ «полная звезда» сопротивление нагрузки необходимо определять следующим образом:

- при трехфазном КЗ – по формуле:

$$Z_{Н.ФАКТ} = R_{ПР} + Z_{РФ}$$

- при однофазном КЗ – по формуле:

$$Z_{Н.ФАКТ} = 2R_{ПР} + Z_{РФ} + Z_{РО}$$

Для схемы соединения группы ТТ «неполная звезда» сопротивление нагрузки

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		77

необходимо определять следующим образом:

- при трехфазном КЗ – по формуле:

$$Z_{Н.ФАКТ} = \sqrt{3}R_{ПР} + Z_{РФ},$$

где $R_{ПР}$ – активное сопротивление кабеля;

$Z_{РФ}$ – суммарное сопротивление устройств релейной защиты (для наиболее загруженной фазы);

$Z_{РО}$ – суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода.

Значения $Z_{РФ}$ и $Z_{РО}$ микропроцессорных устройств релейной защиты допускается не учитывать.

Сопротивление кабеля определяется:

$$R_{ПР} = \rho \cdot \frac{l}{S},$$

где l - длина кабеля, м;

ρ - плотность меди, принимается:

$$\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}};$$

S - сечение кабеля, мм².

Эквивалентная постоянная времени $T_{р.эКВ}$ рассчитывается по формуле:

$$T_{р.эКВ} = \frac{1}{I_{КЗ\Sigma}} \left(\sum_{i=1}^n I_{КЗi} \cdot T_{р.i} \right),$$

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

$I_{КЗi}$ - ток КЗ в i -ой ветви;

$T_{р.i}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока каждой из i -ой ветви, питающей место КЗ.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ, $T_{р.i}$ рассчитывается по формуле:

$$T_{р.i} = \frac{X_i}{\omega \cdot R_i}$$

где X_i – индуктивное сопротивление i -ой ветви;

R_i – активное сопротивление i -ой ветви;

ω – угловая частота.

При отсутствии в сердечниках ТТ остаточной магнитной индукции время до насыщения ТТ $t_{нас}$ рассчитывается по формуле:

$$t_{нас} = T_{р.эКВ} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{р.эКВ}}{\omega \cdot T_{р.эКВ} - A + 1} \quad (1)$$

Расчет по формуле (1) допустим при соблюдении условий (2) и (3):

$$\omega \cdot T_{р.эКВ} + 1 > A, \quad (2)$$

$$A > 1, \quad (3)$$

Невыполнение условия (2) означает, что насыщение магнитопровода отсутствует и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

78

Невыполнение условия (3) означает, что эксплуатация ТТ в таких условиях недопустима, т. к. ток предельной кратности меньше действующего тока КЗ.

При наличии в сердечниках ТТ остаточной магнитной индукции время до насыщения ТТ необходимо рассчитывать по формуле:

$$t_{\text{нас}} = T_{\text{P.ЭКВ}} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{\text{P.ЭКВ}}}{\omega \cdot T_{\text{P.ЭКВ}} - A \cdot (1 - K_{\gamma}) + 1} \quad (4)$$

Расчет по формуле (4) допустим при соблюдении условий (5) и (6):

$$\omega \cdot T_{\text{P.ЭКВ}} + 1 > A \cdot (1 - K_{\gamma}), \quad (5)$$

$$A \cdot (1 - K_{\gamma}) > 1, \quad (6)$$

где K_{γ} – коэффициент остаточной намагниченности сердечника ТТ, необходимо принимать равным 0,86.

Невыполнение условия (5) означает, что насыщение магнитопровода отсутствует и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

В случае, если условие (6) не выполняется, значение $t_{\text{нас}}$, вычисленное по формуле (4), принимает отрицательное значение и для определения времени до насыщения ТТ следует использовать графический метод по паспортным данным.

Параметр режима A необходимо вычислять по формуле:

$$A = \frac{I_{1.\text{НОМ}} \cdot K_{\text{НОМ}} \cdot Z_{2\Sigma\text{НОМ}}}{I_{\text{КЗ}} \cdot Z_{2\Sigma}}$$

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

$Z_{2\Sigma}$ – полное сопротивление ветви вторичного тока.

Номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ $Z_{2\Sigma\text{НОМ}}$ рассчитывается по формуле:

$$Z_{2\Sigma\text{НОМ}} = \sqrt{(R_2 + Z_{\text{H.НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{H.НОМ}})^2 + (X_2 + Z_{\text{H.НОМ}} \cdot \sin \varphi_{\text{H.НОМ}})^2}$$

где $\varphi_{\text{H.НОМ}}$ – номинальное значение угла сопротивления нагрузки ТТ;

X_2 – индуктивное сопротивление вторичной обмотки ТТ.

Полное сопротивление ветви вторичного тока $Z_{2\Sigma}$ необходимо вычислять по формуле:

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

где $R_{\text{H.ФАКТ}}$ – фактическое активное сопротивление нагрузки ТТ;

$X_{\text{H.ФАКТ}}$ – фактическое индуктивное сопротивление нагрузки ТТ.

При применении графического метода по паспортным данным время до насыщения ТТ необходимо определять графически в соответствии с универсальными характеристиками.

Для выбора универсальных характеристик необходимо рассчитать косинус угла ветви вторичной нагрузки ТТ по формуле:

$$\cos \alpha = \frac{R_2 + R_{\text{H.ФАКТ}}}{Z_{2\Sigma}}$$

Для определения времени до насыщения ТТ без учёта остаточной магнитной индукции в сердечнике ТТ на оси $K_{\text{П.Р.}}$ необходимо отложить значения A , которые

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

79

рассчитаны в соответствии с формулой 6, и на универсальных характеристиках, соответствующих рассчитанному значению $T_{P.ЭКВ}$, определяются соответствующие им значения $t_{нас}$:

$$K_{п.р}(t_{нас}) = A$$

Для определения времени до насыщения ТТ с учётом остаточной магнитной индукции в сердечнике ТТ на оси $K_{п.р.}$ необходимо отложить значения $A \cdot (1 - K_{\gamma})$, и на универсальных характеристиках, соответствующих рассчитанному значению $T_{P.ЭКВ}$, должны определяться соответствующие им значения $t_{нас}$:

$$K_{п.р}(t_{нас}) = A \cdot (1 - K_{\gamma})$$

Минимальное время до насыщения ТТ при КЗ, необходимое для правильной работы дифференциальных защит устройств РЗА: составляет 5 мс.

Проверка остальных ТТ выполнена по аналогичному алгоритму. Результаты проверки приведены в Приложении 4.

Исходя из результатов расчетов следует:

Трансформаторы тока класса напряжения 10 кВ, класса напряжения 35 кВ и трансформаторы тока участвующие в ДЗШ шин 220 кВ и имеющие обмотки защит класса «Р» уходят в насыщение до срабатывания терминала РЗА. Трансформаторы тока класса напряжения 110 кВ и класса напряжения 220 кВ не участвующие в ДЗШ 220 кВ имеющие обмотки защит класса «Р» не уходят в насыщение до срабатывания терминала РЗА. Все трансформаторы тока с обмотками защит класса «PR» не уходят в насыщение до срабатывания терминала РЗА.

2.7.3 Проверка трансформаторов напряжения

Для обеспечения работы трансформаторов напряжения (ТН) в требуемом классе точности, а также для выбора сечения соединительных проводов в их вторичных цепях по потере напряжения в этих проводах необходимо определять нагрузку ТН. Выбор мощности трансформатора напряжения сводится к расчету нагрузки для основной и дополнительной обмотки трансформаторов напряжения (в соответствии с РД 34.35.305). В таблице 2.9 приведен расчет нагрузки на вторичные обмотки ТН.

Таблица 2.9 - Нагрузка на вторичные обмотки ТН

Наименование трансформаторов напряжения (ТН)	Назначение обмотки	Устройство, подключаемое к ТН	Потребл. мощн. на фазу, Sф (ВА)	Количество устройств	Суммарная расчетная мощность нагрузки Sф (ВА)
ТН секций РУ-10,5 кВ Обмотка 1 «Звезда»	Защита, измерение, управление (кл.0,5)	МП терминалы РЗА (шкаф ДЗТ)	0,15	1	0,15
		PMS	2	1	2
		Синхронизация (шкаф синхронизации)	0,5	1	0,5
			Итого		2,65
ТН секций РУ-10,5 кВ	Защита, измерение,	МП терминалы РЗА (шкаф	0,15	1	0,15

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

80

Наименование трансформаторов напряжения (ТН)	Назначение обмотки	Устройство, подключаемое к ТН	Потребл. мощн. на фазу, Sф (ВА)	Количество устройств	Суммарная расчетная мощность нагрузки Sф (ВА)
Обмотка 2 «Звезда»	управление (кл.0,5)	ДЗТ)			
		РАС (FR)	2	1	2
		Синхронизация (шкаф синхронизации)	0,5	1	0,5
			Итого		2,65
ТН секций РУ-10,5 кВ Обмотка «Разомкнутый треугольник»	Защита, измерение (кл.3Р)	МП терминалы РЗА	0,15	2	0,3
		РАС (FR)	2	1	2
		Итого			2,3
Модуль генератора, TV1 Обмотка 1 «Звезда»	Защита, измерение (кл.0,5)	АРВ, канал 1 (шкаф возбудителя генератора)	3,5	1	3,5
		Синхронизация (шкаф синхронизации)	0,5	1	0,5
		Итого			4,5
Модуль генератора, TV1 Обмотка 2 «Звезда»	Защита, измерение, управление (кл.0,5)	PMS	2	1	2
		Итого			3,5
Модуль генератора, TV1 Обмотка «Разомкнутый треугольник»	Защита, измерение (кл.3Р)	МП терминал РЗА, (шкаф ДЗГ)	0,5	2	1
		Итого			1
Модуль генератора, TV2 Обмотка 1 «Звезда»	Защита, измерение (кл.0,5)	АРВ, канал 2 (шкаф возбудителя генератора)	3,5	1	3,5
		Измерение	1	1	1
		Итого			4,5
Модуль генератора, TV2 Обмотка 2 «Звезда»	Защита, измерение (кл.0,5)	МП терминал РЗА, (шкаф ДЗГ)	0,5	2	1
		Итого			1
Модуль генератора TV2 Обмотка «Разомкнутый	Защита, измерение (кл.3Р)	PMS	2	1	2
		Итого			2

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

81

Наименование трансформаторов напряжения (ТН)	Назначение обмотки	Устройство, подключаемое к ТН	Потребл. мощн. на фазу, Sф (ВА)	Количество устройств	Суммарная расчетная мощность нагрузки Sф (ВА)
треугольник»					
РУ-220 кВ ТН секции шин «А» Обмотка 1 «Звезда»	Защита, измерение, управление (кл.0,5)	МП терминалы РЗА	0,15	37	5,55
		PMS	2	1	2
		Итого			7,75
РУ-220 кВ ТН секции шин «А» Обмотка 2 «Звезда»	Защита, измерение, управление (кл.0,5)	МП терминалы РЗА	0,15	37	5,55
		PMS	2	1	2
		Итого			7,55
РУ-220 кВ ТН секции шин «А» Обмотка 3 «Звезда»	Защита, измерение, управление (кл.0,5)	Измерения (BCU)	1	20	20
		Итого			20
РУ-220 кВ ТН секции шин «А» Обмотка «Разомкнутый треугольник»	Защита, измерение (кл.3Р)	МП терминалы РЗА	0,15	2	0,3
		Итого			0,3
РУ-220 кВ ТН секции шин «В» Обмотка 1 «Звезда»	Защита, измерение, управление (кл.0,5)	МП терминалы РЗА	0,15	37	5,55
		PMS	2	1	2
		Итого			7,75
РУ-220 кВ ТН секции шин «В» Обмотка 2 «Звезда»	Защита, измерение, управление (кл.0,5)	МП терминалы РЗА	0,15	37	5,55
		PMS	2	1	2
		Итого			7,55
РУ-220 кВ ТН секции шин «В» Обмотка 3 «Звезда»	Защита, измерение, управление (кл.0,5)	Измерения (BCU)	1	20	20
		Итого			20
РУ-220 кВ ТН секции шин «В» Обмотка «Разомкнутый треугольник»	Защита, измерение (кл.3Р)	МП терминалы РЗА	0,15	2	0,3
		Итого			0,3

На основании выполненных расчётов приняты следующие параметры вторичных обмоток ТН:

ТН на секциях КРУ-10,5 кВ – кл.0,5/0,5/3Р мощность 30 ВА/30 ВА/50 ВА;

TV1 на выводах генератора – кл.0,5/0,5/3Р мощность 20 ВА/20 ВА/20 ВА;

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

82

TV2 на выводах генератора – кл.0,5/0,5/3P мощность 20 ВА/20 ВА/20 ВА;
 ТН на секциях КРУ-220 кВ – кл.0,5/0,5/0,5/3P мощность 60 ВА/60 ВА/60 ВА/100 ВА.

2.7 Автоматика ввода резерва

Логика работы АВР РУ 0,4 кВ модулей 2-PMG-001 (002, 003, 004):

- при потере напряжения на шинах РУ 0,4 кВ и наличие напряжения на резервном вводе происходит переключение питания с рабочего ввода на резервный ввод;
- при потере напряжении на шинах РУ 0,4 кВ и отсутствии напряжения на резервном вводе происходит автоматический запуск ДЭС и переключении питания с рабочего ввода на ввод от ДЭС.

Логика работы АВР РУ 0,4 кВ модуля ESS-920:

- при потере напряжения на шинах РУ 0,4 кВ и наличие напряжения на резервном вводе происходит переключение питания с рабочего ввода на резервный ввод;
- при потере напряжении на шинах РУ 0,4 кВ и отсутствии напряжения на резервном вводе происходит автоматический запуск ДЭС и переключении питания с рабочего ввода на ввод от ДЭС.

Логика работы АВР РУ 0,4 кВ общестанционной КТП:

- при потере напряжения на шинах РУ 0,4 кВ и наличие напряжения на резервном вводе происходит переключение питания с рабочего ввода на резервный ввод;
- при потере напряжении на шинах РУ 0,4 кВ и отсутствии напряжения на резервном вводе происходит автоматический запуск ДЭС и переключении питания с рабочего ввода на ввод от ДЭС.

2.8 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии

В целях сокращения расходов электроэнергии проектом предусматривается ряд мероприятий, направленных на достижение максимальной эффективности энергосбережения:

- выбор рациональной схемы электроснабжения собственных нужд;
- технически обоснованный выбор числа, мощности и режима работы трансформаторов собственных нужд;
- выбор электрических аппаратов, токоведущих устройств в соответствии с требованиями технико-экономической целесообразности;
- применение автоматизированной системы управления энергоснабжением (АСУ Э) для обеспечения эффективного управления параметрами и экономичностью работы оборудования энергоблока во всех эксплуатационных режимах работы, процессами выработки и отпуска электрической энергии заданного качества и количества;
- правильный выбор типа, мощности и характеристик электродвигателей механизмов собственных нужд;
- применение силовых трансформаторов с улучшенными характеристиками (с низкими потерями холостого хода и короткого замыкания);

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	83	

- применение регулирования производительности механизмов собственных нужд с помощью частотно-регулируемых электроприводов, дроссельных регулирующих клапанов;
- использование светодиодных светильников обладающих повышенной светоотдачей, и энергосберегающих ламп;
- управление освещением по участкам в зависимости от уровня естественного освещения;
- периодическое отключение вентиляционных систем, за исключением аварийной вентиляции и кондиционирования помещений АСУТП и ИБП, рассчитанных по избыточным тепловыделениям, при достижении допустимой температуры внутреннего воздуха в обслуживаемых помещениях.

2.9 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

Для модулей газотурбинных генераторов 2-PMG-001 (002, 003, 004) предусматривается установка силовых трансформаторов 10,5/232 кВ мощностью 70 МВА в количестве 10 штук.

Для модуля подстанции ESS-920 предусматривается установка двух трансформаторов 220/115,5 кВ мощностью 160 МВА и четырех трансформаторов 220/36,5 кВ мощностью 100 МВА.

Внутри модулей 2-PMG-001 (002, 003, 004) предусматривается установка ТСН 10/0,4 кВ мощностью 3150 кВА, по одному в каждом модуле.

Внутри модулей ESS-920 предусматривается установка двух ТСН 10/0,4 кВ мощностью 800 кВА.

Для общестанционных нужд предусматривается установка КТП 10/0,4 кВ мощностью 2х2500 кВА.

2.10 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства

Проектом предусматривается установка закрытого маслосборника возле каждого модуля. Для модулей 1-PMG-001 (002, 003, 004) объем маслосборника составляет 100 м.куб. Для модуля ESS-920 объем маслосборника составляет 160 м.куб. Объем маслосборника принят согласно п.4.2.69 ПУЭ и должен вмещать полный объем масла единицы оборудования и 80 % воды от средств пожаротушения.

Проектом предусмотрена установка ДЭС. Масса масла в каждом ДГУ составляет 600 литров.

Ремонт и ревизия трансформаторов предусматривается на месте установки трансформаторов и на заводе-изготовителе.

Для демонтажа, монтажа трансформаторов предусмотрена подъездная дорога для размещения кранов и вышек.

Выполнение электроремонтных работ высоковольтной аппаратуры, аппаратов распределительных устройств собственных нужд, релейной и измерительной аппаратуры предусматривается в слесарной мастерской административного корпуса и на заводе-изготовителе.

Периодичность проверок и осмотров состояния электрических сетей и электрооборудования производится в соответствии с требованиями заводов-изготовителей, требованиями СО 153-34.20.501-2003 (Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации пп. 5.4.15, 5.12.12, 5.12.13, 6.7.17, 6.7.18).

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		84

2.11 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

Молниезащита зданий и сооружений на территории БЭС выполняются в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание, СНиП 3.05.06-85, РД 34.21.122-87 «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» и СО 153-34.21.122-2003 «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Молниезащита зданий и сооружений на территории БЭС выполняются с помощью молниеприемников установленных на дымовых трубах на модулях 1-PMG-001 (002, 003, 004) и молниеприемной сеткой на кровле прочих зданий.

Молниезащита модулей 2-PMG-001 (002, 003, 004) обеспечивается молниеприемниками дымовых труб высотой 42,8 (для труб парового котла) и 34,6 метра (для труб котла-утилизатора). Для дымовых труб предусматривается установка отдельного молниеприемника и прокладка токоотвода по трубе до наружного контура заземления.

Защита от грозовых перенапряжений обмоток трансформаторов 220/10 кВ осуществляется ОПН. Нейтраль трансформаторов 220/10 кВ подключается отдельной полосой к наружному контуру заземления.

Молниезащита зданий модуля подстанции ESS-920 обеспечивается молниеприемной сеткой \varnothing 8мм., устанавливаемой на кровле здания. Конструктив молниеприемной сетки на кровле подстанционного модуля выполнен из круглой стали сечением не менее 50 мм² с шагом ячейки не более 6х6 метров. Подключение молниеприемной сетки к магистрали наружного заземления на территории будет выполняется видимыми спусками из стальной полосы по периметру здания с шагом не более 20 метров.

Защита трансформаторов (220/110 кВ и 220/35 кВ), а также жесткой ошиновки и кабелей 220 кВ, соединяющих трансформаторы с КРУЭ 220 кВ (установленных на модуле ESS-920), выполнена с помощью отдельно стоящих молниеприемников. Защита от грозовых перенапряжений обмоток трансформаторов 220/110 кВ и 220/35 кВ (расположенных на отм. +4.000 модуля подстанции) осуществляется ОПН.

Молниезащита административного здания и зданий комплектной поставки обеспечивается молниеприемной сеткой \varnothing 8 мм, устанавливаемой на кровле здания.

Установка оснащена единой комплексной системой заземления.

В проекте принята система заземления TN-S.

Система заземления представляет собой общее соединение с землей для заземления нейтрали системы энергоснабжения, защитного заземления (РЕ), защитного заземления КИП (IPE), заземления для ЭМС и заземления для молниезащиты.

Наружный контур заземления является единым для всех зданий и сооружений. Общая комплексная система заземления монтируется по периметру БЭС и соединяется с наружными контурами заземления модулей и конструкций в двух противоположных точках.

Для заземления трубных эстакад шпилька заземления должна привариваться к основным колоннам конструкции на высоте примерно 450 мм от уровня земли и не более чем через каждые 30 м по горизонтали.

Общее сопротивление системы заземления БЭС должно быть не выше 0,5 Ом.

Для заземления средств автоматизации на территории БЭС рядом с зданием АК оборудуется контур функционального заземления, сопротивлением не выше 4 Ом.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		85

2.12 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства

Силовые и контрольные кабели, а также кабели связи по территории станции прокладываются в кабельных лотках, монтируемых на технологических и кабельных эстакадах.

Силовые кабели сечением до 16 мм² и контрольные кабели прокладываются по перфорированному лотку, кабели сечением свыше 16 мм² прокладываются по лоткам лестничного типа.

Принимаются кабельные изделия, предназначенные для прокладки в зданиях и сооружениях, в соответствии с ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности», а именно:

- не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение - нг(A)-LS);
- кабельные изделия огнестойкие, не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение - нг(A)-FRLS).

Кабельные изделия, прокладываемые вне зданий и сооружений, применяются в холодостойком исполнении от минус 60 °С до плюс 50 °С (исполнение - ХЛ) и бронированные, согласно требованиям ТЗ от Заказчика.

Прокладку силовых кабелей по конструкциям и лоткам следует предусматривать однородно, а контрольных кабелей – послойно или пучками в соответствии с требованиями ПУЭ максимальным размером в диаметре не более 100 мм. Отдельные кабели прокладываются в трубах и гибких рукавах.

С целью исключения возможного взаимного электрического влияния между разными группами кабелей необходимо предусматривать минимальные расстояния. Силовые кабели и контрольные кабели располагаются на расстоянии не менее 0,25 м друг от друга.

Кабели связи, пожарной автоматики, телефонной сети и другие слаботочные кабели напряжением менее 60 В в случае сближения кабелей с кабелям других групп на расстояние менее указанных, разделяются металлическими барьерами или прокладываются в отдельном металлическом коробе.

Для снижения уровня импульсных помех для кабельных линий цепей вторичной коммутации при прокладке кабелей предусмотрено дополнительное экранирование, приняты меры по увеличению коэффициента экранирования кабельной канализации (прокладка в металлических коробах или трубах, применение кабелей с более высоким коэффициентом экранирования).

Все кабельные конструкции оцинкованные, в холодостойком исполнении УХЛ1.

В местах прохода кабельных трасс через стены и перекрытия устанавливаются огнестойкие перегородки и уплотнения огнестойкостью 0,75 часа, кроме того, взаиморезервируемые кабели прокладываются по разным трассам.

Одиночные кабельные трассы к отдельным потребителям прокладываются в металлорукаве в пластиковой оболочке по несущим конструкциям зданий, а также рамам технологического оборудования.

Силовые и контрольные кабели, а также кабели связи и сигнализации и пожаротушения, проложенные на технологических эстакадах, отделяются от труб с легковоспламеняющимися жидкостями и горючими газами огнезадерживающими экранами.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		86

2.14 Описание системы рабочего и аварийного освещения

2.15.1 Система внутреннего освещения

Система освещения состоит из рабочей системы освещения переменного тока, аварийной системы освещения переменного тока и аварийной системы освещения постоянного тока. Освещение предусматривается светодиодными светильниками различной мощности.

Рабочее освещение предназначено для обеспечения нормальной работы обслуживающего персонала.

Аварийное освещение предназначено для обеспечения надлежащей работы персонала в случае отключения электроэнергии. Уровень освещенности при работе аварийного освещения должен составлять ~30 % от нормального освещения. Осветительные приборы аварийного освещения (освещение безопасности) работают постоянно и одновременно со светильниками рабочего освещения и маркируются специально нанесенной буквой «А» красного цвета.

Аварийное освещение постоянного тока должно быть организовано на пути эвакуации. Уровень освещенности при работе аварийного освещения постоянного тока составит около 10 % от нормального освещения. Осветительные приборы аварийного эвакуационного освещения предусматриваются постоянного действия централизованного питания.

Рабочее освещение запитывается напряжением 380/220 В переменного тока.

Аварийная система освещения переменного тока запитывается напряжением ~380/220 В переменного тока.

Система аварийного освещения 220В постоянного тока питается от встроенной батареи. Встроенные аккумуляторы светильников эвакуационного освещения обеспечивают работу эвакуационных светильников в течение одного часа.

Ремонтное освещение организовано на напряжении 24 В переменного тока, с использованием понижающих разделительных трансформаторов.

Освещенность помещений принята в соответствии с нормами СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

Питание сети рабочего освещения зданий на территории БЭС осуществляется от шкафов рабочего освещения. Управление освещением осуществляется выключателями у входов в помещения и автоматическими выключателями с щитов освещения.

Сеть освещения выполняется трехжильными и пятижильными кабелями: 1-3 фазы, N – нулевой рабочий проводник, PE - защитный проводник. Кабель с поливинилхлоридной изоляцией, оболочка с низким газо- и дымовыделением (ВВГнг-LS). Для аварийного освещения используется огнестойкий кабель типа ВВГнг-FRLS.

Сети освещения внутри здания выполнена кабелем, прокладываемым открыто по кабельным и строительным конструкциям. При прокладке кабелей освещения по кабельным конструкциям кабели рабочего и аварийного освещения должны быть размещены на разных кабельных полках. Соединение и ответвление кабелей выполняются в соединительных коробках.

Выбор сечений кабелей осветительной сети производится по допустимой токовой нагрузке и проверяется по допустимой потере напряжения.

В нормальном режиме рабочее и аварийное освещение находится в эксплуатации одновременно.

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		88

2.15.2 Наружное освещение

Проектом предусматривается устройство наружного освещения. Для освещения территории предусмотрена установка светодиодных прожекторов на фасады модулей газотурбинных генераторов и на элементы внутримплощадочных эстакад. Сеть наружного освещения прокладывается внутри модулей по кабельным конструкциям, в кабельных лотках по эстакадам.

Управление сетью наружного рабочего освещения осуществляется с помощью датчика освещенности или в ручном режиме со щита ЩНО. Датчик освещенности необходимо разместить на высоте не менее 2 м в доступном для обслуживания месте вдали от искусственных источников света. Средняя освещенность площадки должна составлять не менее 5 лк, в зоне пешеходных путей не менее 10 лк, в зоне движения транспорта не менее 5 лк.

2.15 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва (с указанием одностороннего или двустороннего его действия)

В качестве основного резервного источника электроэнергии для питания собственных нужд БЭС используется ДЭС с дизель-генераторными установками 0,4 кВ. Также используются ИБП постоянного и переменного тока.

Мероприятия по резервированию электроэнергии на электростанции предусматривают:

- питание электрических потребителей от щитов, имеющих два ввода питания с АВР двухстороннего действия между ними;
- обеспечение электроснабжения особо ответственных потребителей собственных нужд от резервных источников электроснабжения.

Перечень потребителей с указанием категории надежности электроснабжения указан в п.2.2.2.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
							89
2	-	Зам.	545-24		13.03.24		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АБ – Аккумуляторная батарея;
 АВР - Автоматический ввод резерва;
 АСУ Э - Автоматизированная система управления энергоснабжением;
 БЭС – береговая электростанция;
 ГРУ - генераторное распределительное устройство;
 ГТГ - газотурбинный генератор;
 ДГУ - дожимная компрессорная установка;
 ДЭС - дизельная электрическая станция;
 ИБП - источник бесперебойного питания;
 КИП - контрольно-измерительные приборы;
 КРУ – Комплектное распределительное устройство;
 КРУЭ - комплектное распределительное устройство элегазовое;
 КТП - комплектная трансформаторная подстанция;
 КЭ - качества электрической энергии;
 ОБР – оперативная блокировка разъединителей;
 ОГТ - основания гравитационного типа;
 ОПН – ограничитель перенапряжения;
 ПА - противоаварийная автоматика;
 ПКЭ - показатель качества электрической энергии;
 ПЭСФЗ - панель питания электрооборудования системы противопожарной защиты;
 РАС - регистратор аварийных ситуаций;
 РЗА - релейная защита и автоматика;
 РТСН – резервный трансформатор собственных нужд;
 РУСН - распределительное устройство собственных нужд;
 SGK - стабильный газовый конденсат;
 СПЗ - система противопожарной защиты;
 СПГ - сжиженный природный газ;
 ТЗ - техническое задание;
 ТСН - трансформатор собственных нужд;
 ЩНО - щит наружного освещения;
 ЭМС - электромагнитная совместимость.

Изм. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №					
2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата						90

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

- РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»;
- ГОСТ 9920-89 «Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции»;
- СТО 56947007-29.240.059-2010 «Инструкция по выбору изоляции электроустановок»;
- СТО 56947007-29.240.133-2012 «Изоляция электроустановок в районах с загрязненной атмосферой. Эксплуатация и техническое обслуживание»;
- СП 52.13330-2016 (СНиП 23-05-95*) «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция»;
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6, 7 издание;
- СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
- Трансформаторы и автотрансформаторы 35 - 220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчёт уставок. Методические указания. СТО ДИВГ-055-2013;
- Дифференциальная защита линий 110 - 220 кВ. Расчёт уставок. Методические указания. СТО ДИВГ-064-2021;
- Релейная защита энергетических систем, Чернобровов Н.В. Семенов В.А. М.: Энергоатомиздат, 1998г.

Инд. № подл.		Подп. и дата		Взам. инв. №				
2	-	Зам.	545-24		13.03.24	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист	91
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Выполненный раздел	Отдел, должность, И.О. Фамилия	Подпись Дата
653.144.ПТ-ИОС1.1.001 (3040-P-SV-PDO-05.01.01.00.00-00)	ЭТРИСУ Начальник отдела В.М. Марков	
653.144.ПТ-ИОС1.1.001 (3040-P-SV-PDO-05.01.01.00.00-00)	ЭТРИСУ Заместитель начальника Л.М. Зеленкина	
653.144.ПТ-ИОС1.1.001 (3040-P-SV-PDO-05.01.01.00.00-00)	ЭТРИСУ Главный специалист- электрик Д.Н. Грициненко	
653.144.ПТ-ИОС1.1.001 (3040-P-SV-PDO-05.01.01.00.00-00)	ЭТРИСУ Гл. конструктор А.С. Васильев	
653.144.ПТ-ИОС1.1.001 (3040-P-SV-PDO-05.01.01.00.00-00)	ЭТРИСУ Руководитель группы А.А. Петровский	

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

92

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №058 ОТ 25.07.2023 Г. НА ПОДКЛЮЧЕНИЕ ОБЪЕКТА «ГАЗОТУРБИННАЯ БЕРЕГОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ЗАВОДА СПГ И СГК НА ОГТ» К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ «ЗАВОДА СПГ И СГК НА ОГТ»



Общество с ограниченной ответственностью
«Арктик СПГ 2»
ул. Славянский, д. 9, кабинет 117, г. Новый Уренгой,
Ямало-Ненецкий автономный округ, Россия, 629309.
Филиал в Москве Ленинский пр-т, д. 90/2, г. Москва
Россия, 118313.
Для корреспонденции: ул. Академика Пилюгина, д. 22,
г. Москва, Россия, 117393.
Т: +7 (495) 720 50-63. E: arctic@arcticspg2.ru

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора по
производству – директор завода СПГ
ООО «Арктик СПГ 2»

Т.Р. Даутов
25 июля 2023 г.

**Технические Условия
№ 058 от 25.07.2023 г.
на подключение объекта «Газотурбинная береговая электростанция Завода СПГ и
СГК на ОГТ» к электрическим сетям «Завода СПГ и СГК на ОГТ»**

Выполнение постоянных технических условий обеспечивает технологическое присоединение вновь сооружаемого объекта по производству электрической энергии «Газотурбинная береговая электростанция Завода СПГ и СГК на ОГТ» (далее – БЭС) установленной (максимальной) мощностью 1500 МВт. Подключение к электрическим сетям выполнить в три этапа, что соответствует трем этапам строительства Завода СПГ и СГК на ОГТ (Завода по производству, хранению, отгрузке сжиженного природного газа и стабильного газового конденсата на основаниях гравитационного типа); с образованием после выполнения постоянных технических условий точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы Завода СПГ и СГК на ОГТ).

Первый этап - на БЭС вводится 482 МВт установленной мощности для обеспечения потребности завода СПГ и СГК на ОГТ в электрической энергии для безопасного и надежного функционирования Технологической линии № 2 Завода СПГ и СГК на ОГТ.

Второй этап - на БЭС вводится 482 МВт установленной мощности для обеспечения в электрической энергии для безопасного и надежного функционирования Технологической линии № 3 Завода СПГ и СГК на ОГТ.

Третий этап - на БЭС вводится 482 МВт установленной мощности для обеспечения в электрической энергии для безопасного и надежного функционирования Технологической линии № 1 и обеспечения потребности в электрической энергии объектов береговой инфраструктуры Завода СПГ и СГК на ОГТ.

Точками выдачи мощности (присоединения в объемах границы проектирования) 1446 МВт (за вычетом собственных нужд) являются:

- Первый этап строительства 482 МВт (за вычетом собственных нужд):
 - первая точка присоединения: к шинному ряду 110 кВ (установленному на стойке с ОПН 110 кВ) к вводу 110 кВ силового понижающего трансформатора 220/115 кВ мощностью 160 МВА 242-TR920-AA1;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
2	-	Зам.	545-24		13.03.24

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
2	-	Зам.	545-24		13.03.24		93

- вторая точка присоединения к шинному ряду 110 кВ (установленному на стойке с ОПН 110 кВ) к вводу 110 кВ силового понижающего трансформатора 220/115 кВ мощностью 160 МВА 242-TR920-AA2;

- третья точка присоединения к шинному ряду 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 242-TR920-AB1;

- четвертая точка присоединения к шинному ряду 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 242-TR920-AB2;

- пятая точка присоединения к шинному ряду 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 242-TR920-AB3;

- шестая точка присоединения к шинному ряду 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 242-TR920-AB4;

2. Второй этап строительства 482 МВт (за вычетом собственных нужд):

- первая точка присоединения к шинному ряду 110 кВ (установленному на стойке с ОПН 110 кВ) к вводу 110 кВ силового понижающего трансформатора 220/115 кВ мощностью 160 МВА 342-TR930-AA1;

- вторая точка присоединения к шинному ряду 110 кВ (установленному на стойке с ОПН 110 кВ) к вводу 110 кВ силового понижающего трансформатора 220/115 кВ мощностью 160 МВА 342-TR930-AA2;

- третья точка присоединения к шинному ряду 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 342-TR930-AB1;

- четвертая точка присоединения к шинному ряду 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 342-TR930-AB2;

- пятая точка присоединения к шинному ряду 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 342-TR930-AB3;

- шестая точка присоединения к шинному ряду 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 342-TR930-AB4;

3. Третий этап строительства 482 МВт (за вычетом собственных нужд):

- первая точка присоединения к шинному ряду 110 кВ (установленному на стойке с ОПН 110 кВ) к вводу 110 кВ силового понижающего трансформатора 220/115 кВ мощностью 160 МВА 142-TR910-AA1;

- вторая точка присоединения к шинному ряду 110 кВ (установленному на стойке с ОПН 110 кВ) к вводу 110 кВ силового понижающего трансформатора 220/115 кВ мощностью 160 МВА 142-TR910-AA2;

- третья точка присоединения к шинному ряду 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 142-TR910-AB1;

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

94

- четвертая точка присоединения к шинному вводу 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 142-TR910-AB2;

- пятая точка присоединения к шинному вводу 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 142-TR910-AB3;

- шестая точка присоединения к шинному вводу 35 кВ (установленному на стойке с ОПН 35 кВ) к вводу 35 кВ силового понижающего трансформатора 220/37 кВ мощностью 100 МВА 142-TR910-AB4;

Точки присоединения являются границей проектирования в части силового электротехнического оборудования. Кабели 110 кВ, 35 кВ и концевые муфты, подключаемые в точках присоединения, не входят в объём проектирования ООО «СЕВЗАПВНИИЭНЕРГОПРОМ».

Кабельная эстакада по территории БЭС до ограждения находится в границах проектирования ООО «СЕВЗАПВНИИЭНЕРГОПРОМ».

Объект присоединения: генерирующее устройство – БЭС.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

На первом этапе строительства.

- 1.1. Строительство четырех модулей с установкой в каждом модуле по пять генераторов 10,5 кВ мощностью 24,1 МВт каждый. Каждые два генератора подключить через повышающий трансформатор 10,5/220 кВ мощностью 70 МВА к КРУЭ-220 кВ.
- 1.2. КРУЭ-220 кВ расположить в отдельном модуле подстанции с установкой двух понижающих трансформаторов 220/115 кВ мощностью 160 МВА и четырех понижающих трансформаторов 220/37 кВ мощностью 100 МВА. Коммутация (включение/отключение) кабельных линий и понижающих трансформаторов выполняется выключателями в КРУЭ-220 кВ. Дополнительные коммутационных аппаратов между кабельной линией 110 кВ и 35 кВ и понижающим трансформатором не устанавливать.
- 1.3. Для поддержания собственных нужд (жизнедеятельности модулей и общестанционных объектов) при аварийных ситуациях и пуска БЭС с «нуля» проектом предусмотреть установку аварийной дизельной электростанции (АДЭС) для первого этапа строительства.

На втором этапе строительства.

- 1.1. Строительство четырех модулей с установкой в каждом модуле по пять генераторов 10,5 кВ мощностью 24,1 МВт каждый. Каждые два генератора подключить через повышающий трансформатор 10,5/220 кВ мощностью 70 МВА к КРУЭ-220 кВ.
- 1.2. КРУЭ-220 кВ расположить в отдельном модуле подстанции с установкой двух понижающих трансформаторов 220/115 кВ мощностью 160 МВА и четырех понижающих трансформаторов 220/37 кВ мощностью 100 МВА. Коммутация (включение/отключение) кабельных линий и понижающих трансформаторов выполняется выключателями в КРУЭ-220 кВ. Дополнительные коммутационных аппаратов между кабельной линией 110 кВ и 35 кВ и понижающим трансформатором не устанавливать.
- 1.3. Для поддержания собственных нужд (жизнедеятельности модулей и общестанционных объектов) при аварийных ситуациях и пуска БЭС с «нуля» проектом предусмотреть

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

95

установку аварийной дизельной электростанции (АДЭС) для второго этапа строительства.

На третьем этапе строительства.

- 1.1. Строительство четырех модулей с установкой в каждом модуле по пять генераторов 10,5 кВ мощностью 24,1 МВт каждый. Каждый два генератора подключить через повышающий трансформатор 10,5/220 кВ мощностью 70 МВА к КРУЭ-220 кВ.
- 1.2. КРУЭ-220 кВ расположить в отдельном модуле подстанции с установкой двух понижающих трансформаторов 220/115 кВ мощностью 160 МВА и четырех понижающих трансформаторов 220/37 кВ мощностью 100 МВА. Коммутация (включение/отключение) кабельных линий и понижающих трансформаторов выполняется выключателями в КРУЭ-220 кВ. Дополнительные коммутационных аппаратов между кабельной линией 110 кВ и 35 кВ и понижающим трансформатором не устанавливать.
- 1.3. Для поддержания собственных нужд (жизнедеятельности модулей и общепромышленных объектов) при аварийных ситуациях и пуска БЭС с «нуля», проектом предусмотрена установка аварийной дизельной электростанции (АДЭС) для третьего этапа строительства.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

- 2.1. Оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электрообслуживающего хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, противоаварийной автоматикой и микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики.
- 2.2. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отката при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.
- 2.3. Релейная защита и автоматика кабельных линий 110 кВ и 35 кВ входит в объем проектирования ООО «СВЗ/АП/НИПИ/ЭНЕРГОПРОМ».
- 2.4. Релейная защита и автоматика понижающих трансформаторов 220/115 кВ мощностью 160 МВА и 220/37 кВ мощностью 100 МВА входит в объем проектирования ООО «СВЗ/АП/НИПИ/ЭНЕРГОПРОМ».

Согласовано:

Начальник Управления по проектированию береговой электростанции

 / Р.Ю. Гончаров

Заместитель главного инженера - Главный энергетик завода СП

 / О.И. Гулжан

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

2	-	Зам.	545-24	13.03.24	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор и проверка оборудования КРУЭ-220 кВ

Проверка электрических аппаратов по термической, динамической стойкости, проверка на коммутационную способность выполнена согласно РД 153-34.0-20.527-98, ГОСТ Р52565-2006, ГОСТ Р52736-2007.

$V_k, i_{уд.}$ взяты для соответствующего присоединения из расчетной программы EnergyCS ТКЗ.

Таблица 1.1.1 – Проверка выключателей 220 кВ

№ п/п	Характеристика выключателя	Ус-ловие	Расчетные данные	Расчетное время	Примечание
1	$U_{ном} = 220$ кВ	\geq Вып-ся	Усети = 220 кВ	-	
2	$I_{ном.} = 1250$ А	\geq Вып-ся	$I_{ном. расч.} = 525$ А	-	Номинальный ток рассчитан по мощности блочного трансформатора
3	$I_{ном. откл.} = 40$ кА	\geq Вып-ся	$I_{пт} = I_{п(0,085с)}^1 = 20,5$ кА	$\tau = t_{рза} + t_{с.о.в}$ $= 0,05 + 0,035$ $= 0,085$ с где $t_{рза} = 50$ мс время срабатывания РЗА $t_{с.о.в} = 35$ мс – собственное время отключения ВЫК-я	Время в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 п.2.5.3
4	$i_{ном.откл.} = \sqrt{2} * I_{ном.откл.} * \left(1 + \frac{\beta_{норм.}}{100}\right) = \sqrt{2} * 40 * \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 79,2$ кА	\geq Вып-ся	$i_{кт} = i_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} * I_{пт} + I_{ат} = \sqrt{2} * I_{п(0,045с)} + I_{а(0,045с)} = \sqrt{2} * 14,8 + 18,4 = 39,3$ кА	$\tau = t_{мин.рза} + t_{с.о.в} = 0,01 + 0,035 = 0,045$ с, где $t_{мин.рза} = 10$ мс время срабатывания РЗА $t_{с.о.в} = 35$ мс – собственное время отключения ВЫК-я	Время $t_{мин.рза}$ в соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 п.6.6.2 $\beta_{норм.} = 40$ % характеристики выкл-ля.
5	$i_{вкл.} = 100$ кА	\geq Вып-ся	$i_{уд.} = 47$ кА	-	
6	$I_{вкл.} = 40$ кА	\geq Вып-ся	$I_{п0} = I_{кз}^{(1)} = 20,5$ кА	-	

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

97

№ п/п	Характеристика выключателя	Ус-ло-вие	Расчетные данные	Расчетное время	Примечание
7	$i_{пр.скв.} = 100 \text{ кА}$	\geq Вып-ся	$i_{уд.} = 48,3 \text{ кА}$	-	
8	$I_{тер.норм.}^2 * t_{тер.норм.} =$ $= 40^2 * 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 * \text{с}$	\geq Вып-ся	$B_k = \int_0^{t_{откл.}} i_k^2 dt =$ $= 56,1 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$t_{откл.}$ $= t_{рза} + t_{п.о.в.}$ $= 0,05 + 0,05$ $= 0,1 \text{ с}$ где $t_{рза} = 50 \text{ мс}$ время срабатывания основной защиты РЗА в зоне которой находится аппарат $t_{п.о.в.} = 50 \text{ мс}$ – полное время отключения ВЫК-Я	Время в соответствии с ГОСТ Р 52736-2007 п.6.1.1, п.4.1.5 По данным завода-изготовителя $t_{тер.норм.} = 3 \text{ с}$

Таблица 1.1.2 – Проверка разъединителей 220 кВ

№ п/п	Характеристика разъединителя	Условие	Расчетные данные	Примечание
1	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	\geq Вып-ся	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	
2	$I_{ном.} = 1250 \text{ А}$	\geq Вып-ся	$I_{ном. расч.} = 525 \text{ А}$	Номинальный ток рассчитан по мощности блочного трансформатора
3	$i_{пр.скв.} = 100 \text{ кА}$	\geq Вып-ся	$i_{уд.} = 47 \text{ кА}$	
4	$I_{тер.норм.}^2 * t_{тер.норм.} =$ $= 40^2 * 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 * \text{с}$	\geq Вып-ся	$B_k = \int_0^{t_{откл.}} i_k^2 dt =$ $= 56,1 \text{ кА}^2 * \text{с}$	

Таблица 1.1.3 - Выбор трансформаторов тока 220 кВ

№ п/п	Характеристика трансформатора тока	Условие	Расчетные данные	Примечание
1	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	\geq Вып-ся	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	
2	$I_{ном.} = 2500 \text{ А}$	\geq Вып-ся	$I_{ном. расч.} = 525 \text{ А}$	Номинальный ток рассчитан по мощности блочного трансформатора
3	$i_{пр.скв.} = 100 \text{ кА}$	\geq Вып-ся	$i_{уд.} = 47 \text{ кА}$	

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

98

№ п/п	Характеристика трансформатора тока	Условие	Расчетные данные	Примечание
4	$I_{\text{тер.норм.}}^2 * t_{\text{тер.норм.}} =$ $= 40^2 * 1 =$ $= 1600 \text{кА}^2 * \text{с}$	\geq Вып-ся	$B_k = \int_0^{t_{\text{откл.}}} i_k^2 dt =$ $= 56,1 \text{кА}^2 * \text{с}$	

Выбор оборудования генераторного распределительного устройства газотурбинной установки

Проверка электрических аппаратов по термической, динамической стойкости, проверка на коммутационную способность выполнена согласно РД 153-34.0-20.527-98 и ГОСТ Р52565-2006, а также согласно IEC/IEEE 62271-37-013.

Допустимая степень асимметрии тока короткого замыкания принимается согласно IEC/IEEE 62271-37-013 75% при подпитке от энергосистемы, 130 % при подпитке от генератора.

$B_k, i_{\text{уд.}}$ взяты для соответствующего присоединения из расчетной программы EnergyCS ТКЗ.

Таблица 1.3.1 – Проверка выключателя ГРУ 10,5 кВ в цепи генератора

№ п/п	Характеристика выключателя	Условие	Расчетные данные	Расчетное время	Примечание
1	Uном = 10,5 кВ	\geq Вып-ся	Усети = 10,5 кВ	-	
2	Iном. = 2000 А	\geq Вып-ся	Iном. расч. = 1806 А	-	1,05 Iном. ген
3	Iном. откл. = 40кА	\geq Вып-ся	$I_{\text{п}(0,085\text{с})} = 33,2 \text{кА}$	$\tau = t_{\text{рза}} + t_{\text{с.о.в}}$ $= 0,05 + 0,035$ $= 0,085 \text{с}$ где $t_{\text{рза}} = 50 \text{мс}$ время срабатывания РЗА	Время в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 п.2.5.3 При КЗ между генераторным выключателем и генератором
4	Iном. откл. = 40 кА	\geq Вып-ся	$I_{\text{п}(0,085\text{с})} = 8,06 \text{кА}$	$t_{\text{с.о.в}} = 35 \text{мс}$ – собственное время отключения вык-я	При КЗ между генераторным выключателем и трансформатором
5	Согласно IEC/IEEE 62271-37-013 Доп. степень асимметрии = 130 %	\geq Вып-ся	Степень асимметрии $= \frac{I_{\text{а}(0,085\text{с})}}{\sqrt{2} I_{\text{п}(0,085\text{с})}}$ $= \frac{9,46}{\sqrt{2} * 8,06} = 83 \%$	-	При КЗ между генераторным выключателем и трансформатором

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
2	-	Зам.	545-24		13.03.24

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

99

№ п/п	Характеристика выключателя	Усло-вие	Расчетные данные	Расчетное время	Примечание
4	Согласно IEC/IEEE 62271-37-013 Доп. степень асимметрии = 75 %	\geq Вып-ся	Степень асимметрии $= \frac{I_{a(0,085c)}}{\sqrt{2}I_{п(0,085c)}}$ $= \frac{28,3}{\sqrt{2} * 33,2} = 60 \%$	-	При КЗ между генераторным выключателем и генератором
5	$i_{вкл.} = 100$ кА	\geq Вып-ся	$i_{уд.} = 91,4$ кА	-	При КЗ между генераторным выключателем и генератором
6	$I_{вкл.} = 40$ кА	\geq Вып-ся	$I_{п0} = I_{кз}^{(3)} = 37,2$ кА	-	При КЗ между генераторным выключателем и генератором
7	$i_{пр.скв.} = 100$ кА	\geq Вып-ся	$i_{уд.} = 91,4$ кА	-	При КЗ между генераторным выключателем и генератором
8	$I_{тер.норм.}^2 * t_{тер.норм.} =$ $= 40^2 * 4 =$ $= 6400 \text{ кА}^2 * \text{с}$	\geq Вып-ся	$B_k = \int_0^{t_{откл.}} i_k^2 dt =$ $178 \text{ кА}^2 * \text{с}$	-	По данным завода-изготовителя $t_{тер.норм.} = 4$ с

Таблица 1.3.2 – Проверка выключателя ГРУ 10,5кВ в цепи отходящей линии

№ п/п	Характеристика выключателя	Усло-вие	Расчетные данные	Расчетное время	Примечание
1	$U_{ном} = 10,5$ кВ	\geq Вып-ся	$U_{сети} = 10,5$ кВ	-	
2	$I_{ном.} = 1250$ А	\geq Вып-ся	$I_{ном. расч.} = 144$ А	-	Номинальный ток рассчитан по мощности наибольшего ТСН 10/0,4 кВ – 2500 кВа
3	$I_{ном. откл.} = 50$ кА	\geq Вып-ся	$I_{пт} = I_{п(0,085)} = 41,3$ кА	$\tau = t_{рза} + t_{с.о.в}$ $= 0,05 + 0,035$ $= 0,085$ с где $t_{рза} = 50$ мс время срабатывания РЗА $t_{с.о.в} = 35$ мс – собственное время отключения ВЫК-Я	Время в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 п.2.5.3

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

100

№ п/п	Характеристика выключателя	Усло- вие	Расчетные данные	Расчетное время	Примечание
4	$i_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = \sqrt{2} * I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} * \left(1 + \frac{\beta_{\text{НОРМ.}}}{100}\right) = \sqrt{2} * 50 * \left(1 + \frac{75}{100}\right) = 123,7 \text{ кА}$	\geq Вып-ся	$i_{\text{КТ}} = i_{\text{ПТ}} + i_{\text{АТ}} = \sqrt{2} * I_{\text{ПТ}} + I_{\text{АТ}} = \sqrt{2} * I_{\text{П(0,045с)}} + I_{\text{А(0,045с)}} = \sqrt{2} * 44,3 + 49,9 = 112,5 \text{ кА}$	$\tau = t_{\text{мин.рза}} + t_{\text{с.о.в}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$ <p>где $t_{\text{мин.рза}} = 10 \text{ мс}$ время срабатывания РЗА $t_{\text{с.о.в}} = 35 \text{ мс}$ – собственное время отключения ВЫК-я</p>	Время $t_{\text{мин.рза}}$ в соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 п.6.6.2 $\beta_{\text{НОРМ.}} = 75 \%$ характеристики выкл-ля.
5	$i_{\text{ВКЛ.}} = 130 \text{ кА}$	Вып-ся	$i_{\text{уд.}} = 124 \text{ кА}$	-	
6	$I_{\text{ВКЛ.}} = 50 \text{ кА}$	\geq Вып-ся	$I_{\text{ПО}} = I_{\text{КЗ}} = 49 \text{ кА}$	-	
7	$i_{\text{пр.скв.}} = 130 \text{ кА}$	\geq Вып-ся	$i_{\text{уд.}} = 124 \text{ кА}$	-	
8	$I_{\text{тер.норм.}}^2 * t_{\text{тер.норм.}} = 50^2 * 4 = 10000 \text{ кА}^2 * \text{с}$	\geq Вып-ся	$W_{\text{к}} = \int_0^{t_{\text{откл.}}} i_{\text{к}}^2 dt = 275 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$t_{\text{откл}} = t_{\text{рза}} + t_{\text{п.о.в}} = 0,05 + 0,05 = 0,1 \text{ с}$ <p>где $t_{\text{рза}} = 50 \text{ мс}$ время срабатывания основной защиты РЗА в зоне которой находится аппарат $t_{\text{п.о.в}} = 50 \text{ мс}$ – полное время отключения ВЫК-я</p>	Время в соответствии с ГОСТ Р 52736-2007 п.6.1.1, п.4.1.5 По данным завода-изготовителя $t_{\text{тер.норм.}} = 4 \text{ с}$

Таблица 1.3.3 – Выбор трансформаторов тока 10 кВ в цепи генератора

№ п/п	Характеристика трансформатора тока	Условие	Расчетные данные	Примечание
1	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	\geq Вып-ся	$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$	
2	$I_{\text{НОМ.}} = 2500 \text{ А}$	\geq Вып-ся	$I_{\text{НОМ. расч.}} = 1806 \text{ А}$	1,05 $I_{\text{НОМ. ген}}$
3	$i_{\text{пр.скв.}} = 100 \text{ кА}$	\geq Вып-ся	$i_{\text{уд.}} = 91,4 \text{ кА}$	
4	$I_{\text{тер.норм.}}^2 * t_{\text{тер.норм.}} = 40^2 * 1 = 1600 \text{ кА}^2 * \text{с}$	\geq Вып-ся	$W_{\text{к}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt = 178 \text{ кА}^2 * \text{с}$	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

101

Таблица 1.3.4 – Выбор трансформаторов тока 10 кВ в цепи отходящей линии

№ п/п	Характеристика трансформатора тока	Условие	Расчетные данные	Примечание
1	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\geq Вып-ся	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$	
2	$I_{ном.} = 300 \text{ А}$	\geq Вып-ся	$I_{ном. расч.} = 144 \text{ А}$	Номинальный ток рассчитан по мощности наибольшего ТСН 10/0,4 кВ – 2500 кВа
3	$i_{пр.скв.} = 100 \text{ кА}$	\geq Вып-ся	$i_{уд.} = 124 \text{ кА}$	
4	$I_{тер.норм.}^2 * t_{тер.норм.} =$ $= 50^2 * 1 =$ $= 2500 \text{ кА}^2 * \text{с}$	\geq Вып-ся	$B_k = \int_0^{t_{откл}} i_k^2 dt =$ $275 \text{ кА}^2 * \text{с}$	

Выбор токопровода генераторного напряжения

Таблица 1.4.1- Выбор токопровода генераторного напряжения в цепи 10 кВ генератор – ГРУ-10,5 кВ

№ п/п	Характеристика токопровода*	Условие	Расчетные данные	Примечание
1	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\geq Вып-ся	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$	
2	$I_{ном.} = 2000 \text{ А}$	\geq Вып-ся	$I_{ном. расч.} = 1806 \text{ А}$	1,05 $I_{ном. ген}$
3	$i_{пр.скв.} = 128 \text{ кА}$	\geq Вып-ся	$i_{уд.} = 100 \text{ кА}$	
4	$I_{тер.норм.}^2 * t_{тер.норм.} =$ $= 50^2 * 3 =$ $= 7500 \text{ кА}^2 * \text{с}$	\geq Вып-ся	$B_k = \int_0^{t_{откл.}} i_k^2 dt =$ $= 178 \text{ кА}^2 * \text{с}$	

* - приняты характеристики токопровода ТЗК-10-2000-128 УХЛ1.

Уточнение типа токопровода будет выполнено на стадии рабочего проектирования.

Таблица 1.4.2 - Выбор токопровода генераторного напряжения в цепи 10кВ ГРУ-10,5 кВ – блочный трансформатор

№ п/п	Характеристика токопровода*	Условие	Расчетные данные	Примечание
1	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	\geq Вып-ся	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	
2	$I_{ном.} = 4000 \text{ А}$	\geq Вып-ся	$I_{ном. расч.} = 3853 \text{ А}$	Номинальный ток рассчитан по мощности блочного трансформатора
3	$i_{пр.скв.} = 170 \text{ кА}$	\geq Вып-ся	$i_{уд.} = 67,5 \text{ кА}$	

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

102

№ п/п	Характеристика токопровода*	Условие	Расчетные данные	Примечание
4	$I_{\text{тер.норм.}}^2 * t_{\text{тер.норм.}} =$ $= 67^2 * 3 =$ $= 13467 \text{ кА}^2 * \text{с}$	\geq Вып-ся	$B_k = \int_0^{t_{\text{откл.}}} i_k^2 dt =$ $= 130 \text{ кА}^2 * \text{с}$	

* - приняты характеристики токопровода ТЗК-10-4000-170 УХЛ1.

Уточнение типа токопровода будет выполнено на стадии рабочего проектирования.

Иньв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист	
			2	-	Зам.	545-24		13.03.24	103
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		Подп.	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ВЫБОР КАБЕЛЕЙ

Выбор сечения кабелей 220 кВ – БЭС первый этап строительства.

Таблица 1 - Выбор сечения кабелей 220 кВ

1. Кабельные линии 220 кВ на блочные трансформаторы 242-TR921-CA1, 242-TR921-CA2, 242-TR921-CA3, 242-TR922-CA1, 242-TR922-CA2, 242-TR923-CA1, 242-TR923-CA2, 242-TR923-CA3, 242-TR924-CA1, 242-TR924-CA2			
1	<u>Выбор по номинальному напряжению</u>		
	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	\geq Выполняется	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$
2	<u>Выбор по длительно-допустимому току</u>		
	<p>Идл.доп.каб = 810 А** для медного кабеля сечением 400 мм²</p> <p>K_1 - поправ. к-т, учитывающий температуру окр. среды.</p> <p>K_2 - поправ. к-т, учитывающий совместную прокладку кабелей.</p> <p>Идл.доп.расч =</p> <p>Идл.доп.каб * K_1 * K_2 = 810 * 0,91 * 0,93 = 685,5 А</p>	\geq Выполняется	<p>$I_{\text{ном.расч}} = \frac{S_{\text{ном.тр-ра}}}{\sqrt{3} * U_{\text{н}}} = \frac{70}{\sqrt{3} * 220} = 183,92 \text{ А}$</p> <p>** - Идл.доп.каб определен из условий прокладки по воздуху, расположение треугольником, экраны заземлены с двух сторон при расстоянии между кабелями в свету 250 мм</p> <p>- табл.4 стр.85 каталог Ункомтех кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 – 500 кВ</p> <p>$K_1 = 0,91$ – табл.5 стр.87 для максимальной среднесуточной температуры воздуха 35 °С каталог Ункомтех «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 – 500 кВ»</p>
3	<u>Выбор по экономической плотности тока</u>		
	$S_{\text{каб}} = \frac{I_{\text{ном}}}{J_{\text{э}}} = \frac{183,92}{2,7} = 68,11 \text{ мм}^2$		Для кабеля с медными жилами с

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

2	-	Зам.	545-24	13.03.24	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

104

	Округляем до ближайшего стандартного сечения кабеля – 400 мм ²	изоляция из СПЭ при T _{max} >5000 ч., J _э = 2,7 А/мм ² [ПУЭ, таблица 1.3.36]
4	<u>Проверка по термической стойкости</u>	
	<p>Минимальное сечение проводника:</p> $S_{\text{терм.мин}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C_T}$ $Bk = I_{\text{кз}}^2 * (t_{\text{откл}}) = 20^2 * (0.2) = 80$ <p>Время принято t_{откл} = t_{полн.вр.откл.выкл.} + t_{рза} = 0,055 + 0,145 = 0,2 сек.</p> $S_{\text{терм.мин}} = \frac{\sqrt{80}}{145} = 61,6 \text{ мм}^2$ <p>Допустимый ток односекундного КЗ для экрана определяется по формуле</p> $I_{\text{кз}} = K * S_{\text{э}}$ <p>где K=0,178 кА/мм²</p> <p>S_э-номинальное сечение экрана</p> <p>С учетом времени отключения КЗ минимальное сечение экрана</p> $S_{\text{терм.мин.эк}} = \frac{20 * \sqrt{0,2}}{0,178} = 50,25 \text{ мм}^2$	<p>Ст-принят на основании каталожных данных производителя кабеля</p> <p>Наибольший ток для проверки сечения жилы кабеля – ток однофазного КЗ</p>
5	По условию невозгорания кабеля 220 кВ не проверяются	
6	<u>Принятое сечение и тип кабеля</u>	
	В соответствии с условиями расчета принимаем кабель ПвПнг(А)-НФ* 127/220 кВ 1*500/70	Сечение жилы кабеля принято в соответствии с требованиями Заказчика

* - тип кабеля приведен в качестве примера и уточняется в ходе проектирования

2. Кабельные линии 220 кВ межсекционной перемычки на секции ESS-930 242-SB930C-A1 SECTION A и ESS-930 242-SB930C-A2 SECTION A

1	<u>Выбор по номинальному напряжению</u>	
	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	\geq Выполняется
		$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$
2	<u>Выбор по длительно-допустимому току</u>	

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

105

<p>Идл.доп.каб=2492 А** для медного кабеля сечением 2000 мм²</p> <p>k_1 - поправ. к-т, учитывающий температуру окр. среды.</p> <p>k_2 - поправ. к-т, учитывающий совместную прокладку кабелей.</p> <p>Идл.доп.расч=</p> <p>Идл.доп.каб*k_1*k_2=2492*0,91*0,93 = 2109 А</p>	<p style="text-align: center;">≥</p> <p style="text-align: center;">Выполняется</p>	$I_{\text{ном.расч}} = \frac{S_{\Sigma GT}}{\sqrt{3} * U_{\text{н}}} = \frac{24.107 * 20}{\sqrt{3} * 220 * 0,91} = 1583,5 \text{ А}$	<p>** - Идл.доп.каб определен из условий прокладки по воздуху, расположение треугольником, экраны заземлены с одной стороны при расстоянии между кабелями в свету 250 мм</p> <p>- табл.4 стр.85 каталог Ункомтех «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 – 500 кВ»</p> <p>$k_1 = 0,91$ – табл.5 стр.87 для максимальной среднесуточной температуры воздуха 35 °С каталог Ункомтех «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 – 500 кВ»</p>
3	<u>Выбор по экономической плотности тока</u>		
$S_{\text{каб}} = \frac{I_{\text{ном}}}{J_{\text{э}}} = \frac{1583,5}{2,7} = 586,48 \text{ мм}^2$ <p>Округляем до ближайшего стандартного сечения кабеля – 600 мм²</p>			<p>Для кабеля с медными жилами с изоляцией из СПЭ при $T_{\text{max}} > 5000 \text{ ч.}$, $J_{\text{э}} = 2,7 \text{ А/мм}^2$ [ПУЭ, таблица 1.3.36]</p>
4	<u>Проверка по термической стойкости</u>		
<p>Минимальное сечение проводника:</p> $S_{\text{терм.мин}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C_{\text{T}}}$ <p>$Bk = I_{\text{кз}}^2 * (t_{\text{откл}}) = 20^2 * (0,2) = 80$ Время принято $t_{\text{откл}} = t_{\text{полн.вр.откл.выкл.}} + t_{\text{рза}} = 0,055 + 0,145 = 0,2 \text{ сек.}$</p>			<p>Ст-принят на основании каталожных данных производителя кабеля</p> <p>Наибольший ток для проверки сечения жилы кабеля – ток однофазного КЗ</p>

Индв. инв. №	
Подп. и дата	
Индв. № подл.	

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

106

	$S_{\text{терм.мин}} = \frac{\sqrt{80}}{145} = 61,6 \text{ мм}^2$ <p>Допустимый ток односекундного КЗ для экрана определяется по формуле</p> $I_{\text{кз}} = K * S_{\text{э}}$ <p>где $K=0,178 \text{ кА/мм}^2$</p> <p>$S_{\text{э}}$-номинальное сечение экрана</p> <p>С учетом времени отключения КЗ минимальное сечение экрана</p> $S_{\text{терм.мин.эк}} = \frac{20 * \sqrt{0,2}}{0,178} = 50,25 \text{ мм}^2$	
5	По условию невозгорания кабели 220 кВ не проверяются	
6	<u>Принятое сечение и тип кабеля</u>	
	В соответствии с условиями расчета принимаем кабель ПвПнг(А)-НФ* 127/220 кВ 1*2000/70	

* - тип кабеля приведен в качестве примера и уточняется в ходе проектирования

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ИОС1.1.001	Лист
			2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Расчет способа заземления экрана кабеля 220 кВ
Расчет способа заземления экрана кабеля выполнен в программе «Экран»

Исходные данные

Ekran5

Исходные данные | Заземление с 2-х сторон | Заземление с 1-й стороны | Транспозиция | Стоимость потерь | Параметры кабеля | Настройки | О программе

Кабель		Сеть	
Ином каб, кВ	220	Ином сети, кВ	220
Сечение жилы, мм ²	500	Cu	Нейтраль сети глухо или эффект заземл
Сечение экрана, мм ²	70	Cu	Ток норм режима1, А
Длина кабеля, м	310		Ток норм режима2, А
S между краями фаз, м	0		Ток норм режима3, А
Расположение фаз	в треугольник		Ток трехфазн. КЗ, кА
Параметры земли	определяются коммуникациями		Ток однофазн.КЗ, кА
			184
			16,76
			20

Расчет Типовые Данные

Результаты расчетов

Ekran5

Исходные данные | Заземление с 2-х сторон | Заземление с 1-й стороны | Транспозиция | Стоимость потерь | Параметры кабеля | Настройки | О программе

Ток и потери в нормальном режиме	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Доп.знач.	Резюме
Ток в жиле I _ж , А	184	0.00	0.00		
Индуктированный ток в экране I _э , А	34.9	0.00	0.00		
Относительные потери P _э /P _ж , о.е.	0.26	0.26	0.26		
Потери в экранах трех фаз P _э , кВт	0.32	0.00	0.00		
Стоим. этих потерь за 1 год, тыс.руб	2.83	0.00	0.00	50.0	допустимо
Пропускная способность кабеля K _и , о.е.	0.89	0.89	0.89	0.80	допустимо
Напряжение в нормальном режиме	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Доп.знач.	Резюме
Ток в жиле I _ж , А	184	0.00	0.00		
Напряжение на экране относительно земли, В	0	0	0	100	допустимо
Напряжение при коротких замыканиях		Трехфазн КЗ	Однофазн КЗ	Доп.знач.	Резюме
Ток в жиле I _ж , кА		16.0	20.0		
Напряжение на экране относительно земли, кВ		0	0	5.00	допустимо

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

108

Ekran5							
Исходные данные	Заземление с 2-х сторон	Заземление с 1-й стороны	Транспозиция	Стоимость потерь	Параметры кабеля	Настройки	0 программе
Ток и потери в нормальном режиме		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Доп.знач.	Резюме	
Ток в жиле I _ж , А	184	0.00	0.00	0.00			
Индуктированный ток в экране I _э , А	0	0	0	0			
Относительные потери P _э /P _ж , о.е.	0	0	0	0			
Потери в экранах трех фаз P _э , кВт	0	0	0	0			
Стоим. этих потерь за 1 год, тыс.руб	0	0	0	0	50.0	допустимо	
Пропускная способность кабеля Ки, о.е.	1.0	1.0	1.0	1.0	0.80	допустимо	
Напряжение в нормальном режиме		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Доп.знач.	Резюме	
Ток в жиле I _ж , А	184	0.00	0.00	0.00			
Напряжение на экране относительно земли (K=1), В	3.14	0.00	0.00	0.00	100	допустимо	
Напряжение при коротких замыканиях			Трехфазн КЗ	Однофазн КЗ	Доп.знач.	Резюме	
Ток в жиле I _ж , кА			16.0	20.0			
Напряжение на экране относительно земли (K=1), кВ			0.27	1.36	5.00	допустимо	

При расчете стоимости потерь электроэнергии удельная стоимость электроэнергии принята 1руб-1 кВт*ч.

Вывод:

На основании результатов расчетов видно, что допустимы оба режима, как с заземлением экрана с двух сторон, так и с односторонним заземлением экрана.

При заземлении экрана с одной стороны наведенные напряжения на разомкнутых концах экранов кабелей находятся в допустимом диапазоне. В данном проекте рекомендуется использование одностороннего заземления экрана кабелей 220 кВ.

Режим транспозиции экранов кабелей не рассмотрен, ввиду небольшой протяженности трассы кабелей.

Выбор сечения кабелей 10 кВ – БЭС первый этап строительства.

Выбор кабелей 10 кВ произведем для наиболее мощного потребителя:

- ГРУ 242-SB922A-C1 модуля 2-PGM-002 – ТСН 242-TR924-CN2 модуля 2-PGM-004 (F);
- ГРУ 242-SB924A-C1 модуля 2-PGM-004 – ТСН 242-TR922-CN2 модуля 2-PGM-002 (E).

№ п/п	Характеристика КЛ	Условие	Расчетные данные	Примечание
1	U _{ном} = 10 кВ	≥ Вып-ся	U _{ном} = 10,5 кВ	
<u>По длительно-допустимому току</u>				

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

109

№ п/п	Характеристика КЛ	Условие	Расчетные данные	Примечание
2	$I_{\text{дл.доп.расч.}} = I_{\text{дл.доп.}} * K_1 * K_2 =$ $173 * 0,92 * 0,93 = 148 \text{ А}$ $I_{\text{дл.доп.}} = 173 \text{ А для кабеля}$ $\text{сечением } 35 \text{ мм}^2$	\geq Вып-ся	$I_{\text{ном.расч}}$ $= \frac{S_{\text{ном.тр-ра}}}{\sqrt{3} * U_{\text{н}}}$ $= \frac{2500}{\sqrt{3} * 10,5}$ $= 137,6 \text{ А}$	** - дл.доп.каб определен из условий прокладки по воздуху, экраны заземлены с одной стороны - табл.2-5 стр.17 каталог Ункомтех «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на среднее напряжение» $k_1 = 0,92$ – табл.4-5 стр.22 для максимальной среднесуточной температуры воздуха 35 °С каталог Ункомтех «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на среднее напряжение»

По термической стойкости жилы и экрана

3	Минимальное сечение проводника: $S_{\text{терм.мин}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C_{\text{T}}}$ $Bk = I_{\text{кз}}^2 * (t_{\text{откл}}) = 45,97^2 * (0,2) = 422,6 \text{ Время принято}$ $t_{\text{откл}} = t_{\text{полн.вр.откл.выкл.}} + t_{\text{рза}} = 0,055 + 0,145 = 0,2 \text{ сек.}$ $S_{\text{терм.мин}} = \frac{\sqrt{422,6}}{145} = 141,7 \text{ мм}^2$	
---	---	--

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
2	-	Зам.	545-24		13.03.24

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

110

№ п/п	Характеристика КЛ	Условие	Расчетные данные	Примечание
	<p>Допустимый ток односекундного КЗ для экрана определяется по формуле</p> $I_{кз} = K * Sэ$ <p>где $K=0,178$ кА/мм² $Sэ$-номинальное сечение экрана</p> <p>С учетом времени отключения КЗ минимальное сечение экрана</p> $S_{терм.мин.эк} = \frac{(45,97 * 0,87) * \sqrt{0,2}}{0,178} = 100,5 \text{ мм}^2$			Наибольший ток для проверки сечения экрана – ток двухфазного КЗ
<u>Выбор по экономической плотности тока</u>				
	$S_{каб} = \frac{I_{ном}}{Jэ} = \frac{44}{2,7} = 16,3 \text{ мм}^2$ <p>Округляем до ближайшего стандартного сечения кабеля – 35 мм²</p>			Для кабеля с медными жилами с изоляцией из СПЭ при $T_{max} > 5000$ ч., $Jэ = 2,7$ А/мм ² [ПУЭ, таблица 1.3.36]
<u>По условию невозгорания</u>				
4	По условию невозгорания, в соответствии с требованиями ТЗ, кабель не проверяется			
<u>Принятый тип кабеля</u>				
5	Кабель может быть принят типа ПвВнг(А)-ХЛ-10 3х240/120			

Выбор сечения кабелей 0,4 кВ – АДЭС-ТП первый этап строительства

1. Кабельные линии 0,4 кВ АДЭС - ТП

1	<u>Выбор по номинальному напряжению</u>		
	$U_{ном} = 1$ кВ	\geq Выполняется	$U_{сети} = 0,4$ кВ
2	<u>Выбор по длительно-допустимому току</u>		

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

111

<p>Идл.доп.каб=556А** для медного кабеля сечением 240 мм²</p> <p>k_1 - поправ. к-т, учитывающий температуру окр. среды.</p> <p>k_2 - поправ. к-т, учитывающий совместную прокладку кабелей.</p> <p>Идл.доп.расч= Идл.доп.каб*k_1*k_2=596*0,88*0,93= =455 А</p>	<p style="text-align: center;">≥</p> <p style="text-align: center;">Выполняется</p>	$I_{\text{ном.расч}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} * U_{\text{н}} * n}$ $= \frac{1200}{\sqrt{3} * 0,4 * 4}$ $= 433 \text{ А}$	<p>** -</p> <p>Идл.доп.каб определен из условий прокладки по воздуху, расположение треугольником, экраны заземлены с одной стороны при расстоянии между кабелями в свету 250 мм - табл.20 стр.26 ГОСТ 31996-2012 $k_1 = 0,88$ – для среднесуточной температуры воздуха 40 °С $k_2 = 0,93$ – при совместной прокладке кабелей до 4-х</p>
3	<u>Выбор по экономической плотности тока</u>		
	В соответствии с п.1.3.28 ПУЭ сечение кабеля по экономической плотности не проверяется		
4	<u>Проверка по термической стойкости</u>		
5	По условию невозгорания, в соответствии с требованиями ТЗ, кабель не проверяется		

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

112

6	<u>Принятое сечение и тип кабеля</u>	
	В соответствии с условиями расчета принимаем кабель ПвВГнг(А)-ХЛ - 1 кВ 4(5х240)	

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

113

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ТАБЛИЦА ОСВЕЩЕННОСТИ

Искусственная освещенность проектируемых помещений

Наименование помещений	Разряд и подразряд зрительной работы	Освещенность, лк, при общем освещении/комбинированном освещении для газоразрядных ламп
<u>Модуль ГТУ:</u>		
1. Помещение машзала	IVг	200
2. Помещение насосов и охладителей	VIIIб	75
3. Помещение СЕМС	IVг	200
4. Помещение аккумуляторной	VI	200
5. Помещение ИБП	IVг	200
6. Помещение ГРУ	IVг	200
7. Помещение РУСН	IVг	200
8. Помещение сборок задвижек	IVг	200
9. Помещение вентиляции ОВК	VIIIв	50
10. Помещение склада газовых баллонов	VIIIб	75
11. Помещение для курения	Ж-1	75
12. Коридоры и проходы	В-2	100
13. Тамбуры	В-2	100
<u>Модуль подстанций:</u>		
1. Помещение релейных панелей	VI	200
2. Помещение аккумуляторной	VI	200
3. Помещение ИБП	IVг	200
4. Помещение КРУЭ	IVг	200
5. Помещение РУСН	IVг	200
6. Помещение шкафов ИСУБ	IVг	200
7. Помещение венткамер	VIIIв	50
8. Помещение блоков кондиционеров	VI	200
9. Помещение склада	VIIIб	75

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

114

<u>Административный корпус:</u>		
1. Тамбур входа	В-2	100
2. Коридор	В-2	100
3. Помещение серверной	Б-1	300/400
4. Умывальная	Ж-1	75
5. Форкамера	VIIIв	50
6. Помещение венткамеры	VIIIв	50
7. Кабинет	Б-1	300
8. Комната приема пищи	Б-2	200
9. Помещение уборочного инвентаря	В-2	100
10. Помещение электрощитовой	IVг	200
11. Помещение водомерного узла	VI	200
12. Санузлы	Ж-1	75
13. Чердачное помещение	3-2	20
<u>Здание АДЭС</u>		
1. Помещение ДЭС	IVг	200

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			653.144.ПТ-ИОС1.1.001							115
			2	-	Зам.	545-24		13.03.24		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ПРОВЕРКА ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ПО НАСЫЩЕНИЮ ДЛЯ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ПРИГОДНОСТИ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ В ЗАЩИТАХ ДЗГ, ДЗЛ, ДЗТР, ДЗШ

Расчет времени до насыщения с обмотками класса «Р»

Тип ТТ и коэфф. трансформации	I _{1ном} , А	I _{2ном} , А	R ₂ , Ом	X ₂ , Ом	Z _{н.ном} , Ом	S _{н.ном} , ВА	ε, %	K _{но м}	I _{1макс} , А	ρ, (Ом·мм ² /м)	l, м	S, мм ²	Спр.рза, ВА	R _{н.факт} , Ом	cosφ _н , Ом	sinφ _{ном}	Z _{2сум.ном} , Ом	Z _{2сум} , Ом	T _{р.экв}	A	ω·Тр.экв+1 > A, А	A > 1	t _{нас} , мс	ω·Тр.экв+1 > A*(1-Kr)	A*(1 - Kr) > 1	K _г	t _{нас} , мс с ост. магн. индукц.	cosa	A*(1-Kr)	t _{нас} , мс с ост. магн. инд. (графическ)	t _{сраб} а-ла рза
ТТ 2500/1 (ДЗГ)	2500	1	30	0	50,00	50	5	20	37200	0,0175	300	10,00	0,2	0,725	1,00	0,00	80,000	30,73	0,10	3,50	Да	Да	8,295	Да	Нет	0,86	-1,611306	1,00	0,490	0,0	5
ТТ 2500/1 (ДЗТ) сторона 10,5кВ ПТ 10,5/236кВ	2500	1	30	0	50,00	50	5	20	37200	0,0175	300	10,00	0,2	0,725	1,00	0,00	80,000	30,73	0,10	3,50	Да	Да	8,295	Да	Нет	0,86	-1,611306	1,00	0,490	0,0	5
ТТ 300/1 (ДЗТ) сторона 220кВ ПТ 10,5/236кВ	300	1	5	0	50,00	50	5	20	1120	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	55,000	5,35	0,10	55,12	Нет	Да	-	Да	Да	0,86	24,066438	1,00	7,716	25,0	5
ТТ 700/1 (ДЗТ) сторона 220кВ ПТ 220/115кВ	700	1	7	0	50,00	50	5	20	2870	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	57,000	7,35	0,10	37,85	Нет	Да	-	Да	Да	0,86	14,724359	1,00	5,299	15,0	5
ТТ 400/1 (ДЗТ) сторона 220кВ 220/36,5кВ	400	1	6	0	50,00	50	5	20	2140	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	56,000	6,35	0,10	32,99	Нет	Да	-	Да	Да	0,86	12,243858	1,00	4,619	13,0	5
ТТ 1250/1 (ДЗЛ) линия 110кВ от ПТ 220/115кВ	1250	1	15	0	50,00	50	5	20	5230	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	65,000	15,35	0,10	20,25	Да	Да	94,923	Да	Да	0,86	6,020257	1,00	2,835	6,0	5
ТТ 1250/1 (ДЗЛ) линия 35кВ от ПТ 220/36,5кВ	2500	1	30	0	50,00	50	5	20	12870	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	80,000	30,35	0,10	10,24	Да	Да	34,861	Да	Да	0,86	1,391393	1,00	1,434	0,0	5
ТТ 1250/1 (ДЗТ) сторона 110кВ ПТ 220/115кВ	1250	1	15	0	50,00	50	5	20	5230	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	65,000	15,35	0,10	20,25	Да	Да	94,923	Да	Да	0,86	6,020257	1,00	2,835	6,0	5
ТТ 2500/1 (ДЗТ) сторона 35кВ от ПТ 220/36,5кВ	2500	1	30	0	50,00	50	5	20	12870	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	80,000	30,35	0,10	10,24	Да	Да	34,861	Да	Да	0,86	1,391393	1,00	1,434	0,0	5
ТТ 1250/1 (ДЗШ) шины 220кВ	1250	1	15	0	50,00	50	5	40	17000	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	65,000	15,35	0,10	12,46	Да	Да	45,397	Да	Да	0,86	2,398283	1,00	1,744	3,0	5
ТТ 2500/1 (ДЗТ от ТСН)	2500	1	30	0	50,00	50	5	20	47700	0,0175	300	10,00	0,2	0,725	1,00	0,00	80,000	30,73	0,10	2,73	Да	Да	5,665	Да	Нет	0,86	-1,948721	1,00	0,382	0,0	5

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

116

Расчет времени до насыщения с обмотками класса «PR»

Тип ТТ и коэфф. трансформации	I _{1ном} , А	I _{2ном} , А	R ₂ , Ом	X ₂ , Ом	Z _{н.ном} , Ом	S _{н.ном} , ВА	ε, %	K _{ном}	I _{1мах} , А	ρ, (Ом·мм ² /м)	l, м	S, мм ²	Спр.рза, ВА	Rн.факт, Ом	cosφ _{ном}	sinφ _{ном}	Z _{2сум.ном} , Ом	Z _{2сум} , Ом	T _{р.экв}	A	ω·Tр.экв+1 >A,	A>1	t _{нас} , мс	ω·Tр.экв+1 > A*(1-Kr)	A*(1-Kr)>1	Kr	t _{нас} , мс с ост. магн. индукц.	cosa	A*(1-Kr)	t _{нас} , мс с ост. магн. инд. (графическ	t _{сраб} терминала рза
ТТ 2500/1 (ДЗГ)	2500	1	30	0	50,00	50	5	20	37200	0,0175	300	10,00	0,2	0,725	1,00	0,00	80,000	30,73	0,10	3,50	Да	Да	8,295	Да	Да	0,10	7,091769	1,00	3,150	7,0	5
ТТ 2500/1 (ДЗТ) сторона 10,5кВ ПТ 10,5/236кВ	2500	1	30	0	50,00	50	5	20	37200	0,0175	300	10,00	0,2	0,725	1,00	0,00	80,000	30,73	0,10	3,50	Да	Да	8,295	Да	Да	0,10	7,091769	1,00	3,150	7,0	5
ТТ 1250/1 (ДЗЛ) линия 110кВ от ПТ 220/115кВ	1250	1	15	0	50,00	50	5	20	5230	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	65,000	15,35	0,10	20,25	Да	Да	94,92 3	Да	Да	0,10	79,513911	1,00	18,222	80,0	5
ТТ 1250/1 (ДЗЛ) линия 35кВ от ПТ 220/36,5кВ	2500	1	30	0	50,00	50	5	20	12870	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	80,000	30,35	0,10	10,24	Да	Да	34,86 1	Да	Да	0,10	30,342096	1,00	9,218	30,0	5
ТТ 1250/1 (ДЗТ) сторона 110кВ ПТ 220/115кВ	1250	1	15	0	50,00	50	5	20	5230	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	65,000	15,35	0,10	20,25	Да	Да	94,92 3	Да	Да	0,10	79,513911	1,00	18,222	80,0	5
ТТ 2500/1 (ДЗТ) сторона 35кВ от ПТ 220/36,5кВ	2500	1	30	0	50,00	50	5	20	12870	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	80,000	30,35	0,10	10,24	Да	Да	34,86 1	Да	Да	0,10	30,342096	1,00	9,218	30,0	5
ТТ 1250/1 (ДЗШ) шины 220кВ	1250	1	15	0	50,00	50	5	40	17000	0,0175	50	6,00	0,2	0,346	1,00	0,00	65,000	15,35	0,10	12,46	Да	Да	45,39 7	Да	Да	0,10	39,337703	1,00	11,212	40,0	5
ТТ 2500/1 (ДЗ от ТСН)	2500	1	30	0	50,00	50	5	40	47700	0,0175	300	10,00	0,2	0,725	1,00	0,00	80,000	30,73	0,10	5,46	Да	Да	15,31 4	Да	Да	0,10	13,308463	1,00	4,913	14,0	5

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

2	-	Зам.	545-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ИОС1.1.001

Лист

117

