

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Факультет Энергетики и автоматики
Кафедра Электроэнергетики и электротехники

НАПРАВЛЕНИЕ: 13.03.02 – «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА»
ПРОФИЛЬ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»

Допустить к защите в ГЭК
Заведующий кафедрой ЭиЭ

_____ Ю.Н. Булатов

«_____» _____ 202_ г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ОРУ 500 КВ БРАТСКОЙ ГЭС

Руководитель выпускной _____ Яковкина Т.Н., доцент, к.т.н.
квалификационной работы

Консультанты:

1. Экономическая часть _____ Игнатъева С.М., доцент, к.э.н.

2. Техника безопасности _____ Яковкина Т.Н., доцент, к.т.н.

Нормоконтроль _____ Струмяк А.В., доцент, к.т.н.

Работу выполнил _____ Бахмисов Д.Е.

студент группы ЭП-16

Братск 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Факультет Энергетики и автоматики
Кафедра Электроэнергетики и электротехники

НАПРАВЛЕНИЕ: 13.03.02 – «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА»
ПРОФИЛЬ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»

УТВЕРЖДЕНО
Заведующий кафедрой ЭиЭ

_____ Ю.Н.Булатов

«_____» _____ 202_ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студенту группы ЭП-16 Бахмисову Денису Евгеньевичу.

1. Тема выпускной квалификационной работы "Реконструкция электрической схемы ОРУ 500 кВ Братской ГЭС" утверждена приказом ректора от «09» июня 2020 г. №588сд.
2. Срок сдачи законченной выпускной квалификационной работы «10» июля 2020 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе:

Общая характеристика Братской ГЭС; техническая характеристика основного оборудования Братской ГЭС; главная схема электрических соединений; токовая нагрузка отходящих линий ОРУ-500 кВ; производственные инструкции ПАО "Иркутскэнерго"; методические указания по выбору уставок микропроцессорных защит ООО НПП "ЭКРА".

4. Содержание пояснительной записки (перечень основных разделов подлежащих разработке):

Введение; общая характеристика объекта реконструкции; расчёт токов короткого замыкания; проверка оборудования; реконструкция устройств РЗА БРГЭС ВЛ-561, ВЛ-562; дифференциально-фазная высокочастотная релейная защита на микропроцессорном терминале ШЭ2710 581; требования по охране труда при эксплуатации устройств РЗА ОРУ-500 кВ; экономический раздел; заключение.

5. Перечень графического материала, презентаций:

Схема главных электрических соединений ОРУ-500 кВ Братской ГЭС; расчёт токов короткого замыкания ОРУ-500 Братской ГЭС; реконструкция устройств РЗА ВЛ-561 и ВЛ-562 Братской ГЭС; микропроцессорная высокочастотная релейная защита ШЭ2710 581.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе

Наименование раздела	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал	Задание принял
Экономическая часть	Игнатьева С.М.		
Техника безопасности	Яковкина Т.Н.		

7. Дата выдачи задания (по приказу) «09» июня 2020 г.

Руководитель ВКР _____

Яковкина Т.Н., доцент, к.т.н.

Задание принял к исполнению



Бахмисов Д.Е.

студент группы ЭП-16

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

№ п/п	Наименование этапов	Срок выполнения этапов ВКР	Примечание
1.	Введение	17.06.2020	
2.	Общая характеристика объекта реконструкции	18.06.2020 по 19.06.2020	
3.	Расчёт токов короткого замыкания	22.06.2020 по 24.06.2020	
4.	Проверка оборудования	25.06.2020 по 26.06.2020	
5.	Реконструкция устройств РЗА БРГЭС ВЛ-561, ВЛ-562	29.06.2020 по 30.06.2020	
6.	Дифференциально-фазная высокочастотная релейная защита на микропроцессорном терминале ШЭ2710 581	01.07.2020 по 02.07.2020	
7.	Требования по охране труда при эксплуатации устройств РЗА ОРУ-500 кВ	03.07.2020	
8.	Экономический раздел	06.07.2020 по 08.07.2020	
9.	Заключение	09.07.2020	

Руководитель _____

Яковкина Т.Н., доцент, к.т.н.

Задание принял к исполнению _____



Бахмисов Д.Е.

студент группы ЭП-16

АННОТАЦИЯ

к выпускной квалификационной работе

Профиль "Электроснабжение"

Тема ВКР: "Реконструкция электрической схемы ОРУ 500 кВ Братской ГЭС"

Руководитель: Яковкина Татьяна Николаевна, доцент, к.т.н.

Объем ВКР: 78 листов

Список литературы состоит из 20 источников

Целью данной работы является реконструкция открытого распределительного устройства (ОРУ) 500 кВ Братской ГЭС.

В настоящее время, ввиду активной модернизации электроэнергетических объектов и установкой на них нового оборудования, необходимо создать комплексное и качественное решение по надёжности функционирования наиболее ответственных генерирующих единиц.

В рамках данной работы были рассмотрены общие сведения о Братской ГЭС. Вместе с тем произведен анализ основного оборудования, установленного на отходящих воздушных линиях ВЛ-561 и ВЛ-562.

Произведена проверка основного оборудования по различным условиям. С этой целью была составлена схема замещения и рассчитаны периодическая составляющая и ударный токи на шинах ОРУ-500 кВ.


Предложена реконструкция устройств релейной защиты и автоматики на воздушных линиях ВЛ-561, ВЛ-562. Выбрано новое оборудование для ОРУ-500 кВ.

А также рассмотрены вопросы техники безопасности при эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики (РЗА).

Составлена локальная ресурсная ведомость на демонтаж и установку оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ	9
1.1. Описание сооружений.....	10
1.2. Описание основного оборудования	12
1.3. Краткая характеристика схемы ОРУ-500	15
1.4. Описание основного оборудования ОРУ-500.....	16
1.4.1 Разъединитель типа РОНЗ-500.....	16
1.4.2 Выключатель типа GL317.....	17
1.4.3 Трансформатор тока типа ТФЗМ.....	21
1.4.4 Трансформатор напряжения типа НДЕ-500.....	22
1.4.5 Ограничители перенапряжения типа ОПН-500.....	24
1.4.6 Высокочастотная обработка ЛЭП-500	25
1.5. Анализ нагрузок ОРУ-500 кВ.....	26
2. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	27
2.1. Общая характеристика КЗ	27
2.2. Общие сведения о программе GTCURR	29
2.3. Ручной расчёт токов короткого замыкания	33
3. ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ.....	41
3.1. Общие положения.....	41
3.1.1 Проверка выключателей	41
3.1.2 Проверка разъединителей.....	43
3.1.3 Проверка трансформаторов тока	43
4. РЕКОНСТРУКЦИЯ УСТРОЙСТВ РЗА БРГЭС ВЛ-561, ВЛ-562.....	46
4.1. Основные решения по электрооборудованию.....	46
4.2. Проверка вновь устанавливаемого оборудования, ошиновки	47
4.2.1 Проверка трансформаторов тока 500 кВ.....	47
4.2.2 Проверка гибкой ошиновки 500 кВ	48
4.3. Основные технологические решения	49
4.4. Электромагнитная совместимость микропроцессорной аппаратуры	50

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ							
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Реконструкция электрической схемы ОРУ 500 кВ Братской ГЭС			Лит.	Лист	Листов		
Проектир.	Бахмисов Д.Е.									6	78	
Руковод.	Яковкина Т.Н.							ФГБОУ ВО «БрГУ» каф. ЭнЭ гр. ЭП-16				
Консульт.												
Н. контроль	Струмеляк А.В.											
Утвердил	Булатов Ю.Н.											

5. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНАЯ ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА НА МИКРОПРОЦЕССОРНОМ ТЕРМИНАЛЕ ШЭ2710 581	52
5.1. Основные требования стандарта к выбору уставок высокочастотной микропроцессорной защиты ШЭ2710 581	53
6. ТРЕБОВАНИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ РЗА ОРУ- 500 КВ	59
6.1. Общие положения.....	59
6.2. Особенности проведения работ на РЩ-500 (ОРУ-500)	64
6.3. Работы, выполняемые оперативным персоналом в устройствах РЗА (оперативные работы) РЩ-500 (ОРУ-500).....	68
6.4. Работы по ликвидации аварий.....	71
7. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	72
7.1. Сметная стоимость строительства	72
7.2. Локальные ресурсные ведомости.....	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	77

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

Темой выпускной квалификационной работы (ВКР) является «Реконструкция электрической схемы ОРУ 500 кВ Братской ГЭС».

Реконструкция ОРУ-500 кВ Братской ГЭС сохраняет свою актуальность в связи с постоянной модернизацией электроэнергетических объектов и установкой на них нового оборудования.

В первой главе рассмотрены общие сведения о Братской ГЭС, приведена краткая характеристика ОРУ-500 кВ, произведен анализ оборудования, установленного на отходящих воздушных линиях ВЛ-561, ВЛ-562.

Вторая глава посвящена определению токов короткого замыкания в объеме, необходимом для проверки электрооборудования.

В третьей главе произведена проверка основного оборудования по различным условиям: длительно допустимому току; термическому воздействию; по отключающей способности коммутационных аппаратов.

В четвёртой главе рассмотрена реконструкция устройств релейной защиты и автоматики на воздушных линиях ВЛ-561, ВЛ-562. Выбрано новое оборудование для ОРУ-500 кВ.

В пятой главе предложена установка высокочастотной микропроцессорной защиты воздушной линии, приведено описание терминала, принцип действия защиты, а также произведены расчёты уставок.

В шестой главе рассмотрены вопросы техники безопасности при эксплуатации устройств релейной защиты, электромеханики, телемеханики и вторичных цепей.

В седьмой главе составлена локальная ресурсная ведомость на демонтаж действующего оборудования на отходящих линиях ВЛ-561 и ВЛ-562 и монтаж нового.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		8

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

Братская ГЭС расположена на реке Ангаре в Иркутской области, в городе Братске и является второй ступенью Ангарского каскада ГЭС. Самая мощная гидроэлектростанция каскада, третья по установленной мощности ГЭС России.

Первый проект Братской ГЭС (мощностью 2500 МВт при высоте плотины 110 м) был представлен в 1930-х г. В 1947 г. на конференции по развитию производительных сил Иркутской области была представлена схема освоения реки Ангары с каскадом из шести ГЭС, включая Братскую. В 1949 г. начались изыскательские работы в створе Братской ГЭС. В 1953 г. был разработан схематический проект Братской ГЭС [1].

В 1954 г. Правительство СССР приняло решение о строительстве Братской ГЭС. В дальнейшем при разработке технического проекта мощность ГЭС была увеличена до 4100 МВт. Работы на основных сооружениях начались в конце 1956 г., первый бетон был уложен в марте 1959 г. Первый гидроагрегат пущен 28 ноября 1961 г., последний — в декабре 1966 г. В сентябре 1967 г. Братская ГЭС была принята в промышленную эксплуатацию, и до 1971 г. она являлась крупнейшей гидроэлектростанцией в мире [1].

В процессе эксплуатации была выявлена возможность увеличения мощности гидроагрегатов с 225 до 250 МВт. В результате мощность Братской ГЭС возросла с 4100 до 4500 МВт. По состоянию на начало 2018 г. заменено 12 рабочих колес [1].

Братская ГЭС (рисунок 1.1) является основным источником электроэнергии для промышленных предприятий, например для Братского алюминиевого завода (БрАЗ). Кроме того, электроэнергия, выработанная на ГЭС, используется для производства строительных материалов, целлюлозы, на промышленные и бытовые нужды Иркутской области и для страны в целом.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		9



Рисунок 1.1 – Фото Братской ГЭС

1.1. Описание сооружений

Братская ГЭС является высоконапорной плотинной гидроэлектростанцией. Сооружения станции включают в себя гравитационную бетонную плотину, две земляные плотины и здание ГЭС. По сооружениям гидроузла проложены железная и автомобильная дороги. Левобережная земляная плотина насыпная с противофильтрационным ядром из суглинка, длиной 723 м и максимальной высотой 40 м. Правобережная земляная плотина намывная, имеет длину 2987 м и максимальную высоту 36 м. Гравитационная бетонная плотина с расширенными швами имеет длину 1430 м и максимальную высоту 125 м. Плотина разделяется на левобережную глухую, русловую и правобережную глухую части. Русловая часть, в свою очередь, состоит из станционной и водосбросной частей плотины. В станционной части плотины размещены 20 водоприемников (по числу гидроагрегатов, с учетом возможности установки двух дополнительных гидроагрегатов), а также турбинные водоводы. В водосливной части плотины

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		10

расположены 10 водосливных пролетов шириной по 18 м, оборудованных сегментными затворами. Гладкая водосливная грань плотины заканчивается трамплином, отбрасывающим поток в нижний бьеф, где в яме размыва происходит гашение его энергии. Пропускная способность водосброса 4680 м³/с при НПУ. В приплотинном здании ГЭС (рисунок 1.2) размещены 18 гидроагрегатов мощностью по 250 МВт, оборудованных радиально-осевыми турбинами (расчетный напор 101,5 м). В здании ГЭС предусмотрено место для установки еще двух гидроагрегатов. Среднемноголетняя выработка электроэнергии составляет 22 500 млн. кВт·ч [1].

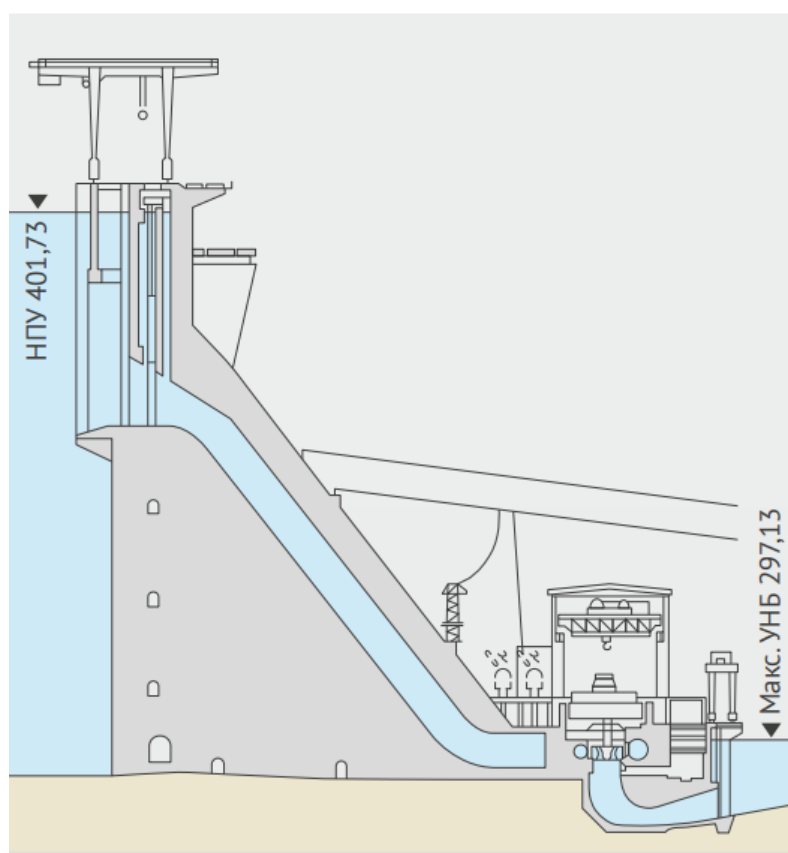


Рисунок 1.2 – Разрез плотины Братской ГЭС

Количество силовых трансформаторов: блочных – 10 трехфазных трансформаторов напряжением 220 кВ по 300 МВА и 12 однофазных трансформаторов напряжением 500 кВ по 210 МВА; 6 автотрансформаторов связи – две группы однофазных напряжением 220/500 кВ по 267 МВА на фазу (обеспечение перетоков электроэнергии между ОРУ-220 и ОРУ-500).

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ					

1.2. Описание основного оборудования Братской ГЭС

На Братской гидроэлектростанции установлены гидрогенераторы, произведенные Ленинградским электромашиностроительным объединением "Электросила" и Новосибирским турбогенераторным заводом, ныне завод "Сибэлектротяжмаш".

Тип главного генератора СВ-1190/250-48: синхронный, вертикальный, подвесного исполнения, наружный диаметр сердечника статора 1190 см, высота сердечника статора 250 см, число полюсов ротора 48 [2].

Основные характеристики генераторов приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристика генератора СВ-1190/250-48

№	Параметры	Ед. изм.	1Г÷ 8Г	9Г÷ 18Г
1	2	3	4	5
1	Полная мощность	МВА	294	284 *
2	Активная мощность	МВт	250	250
3	Коэффициент мощности		0,85	0,88 *
4	Напряжение статора	кВ	15,75	15,75
5	Ток статора	А	10800	10410 *
6	Ток ротора	А	1690	1690
7	Напряжение на кольцах ротора	В	430	430
8	Скорость вращения номинальная	об/мин	125	125
9	Скорость вращения максимальная расчетная	об/мин	206	206
10	Предельная температура статора	°С	90	90
11	Предельная температура ротора	°С	130	130
12	Число параллельных ветвей стержневой, волновой обмотки статора		4	4
13	Расход воды через воздухоохладители.	м ³ /час	450	450
14	КПД	%	98,2	98,2

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5
15	Ток ротора ГГ на холостом ходу при напряжении на статоре 15.75 кВ при номинальных оборотах	А	780	780
16	Напряжение ротора ГГ на холостом ходу	В	164	164

* Для 9Г÷ 18Г S=284 МВА задана ограничением по кабелю МВДТ-220, при расчетной температуре воздуха в кабельной галерее 25° С. При 20° С S=294 МВА, Iст.=10800 А, cosφ=0,85. При 30° С S=267 МВА, Iст.=9800 А, cosφ =0,94 [2].

На Братской ГЭС установлены силовые трансформаторы следующих типов: ОРЦО-210000/500 (в охладителях вода движется по трубам, а масло – в межтрубном пространстве, разделённом перегородками) [3]; ТЦ-300000/220 [3]; АОДЦТН-267000/500/220 (общего назначения со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой на стороне 220 кВ) [4].

Основные характеристики трансформаторов приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные характеристики трансформаторов

Тип трансформатора	ОРЦО-210000/500	ТЦ-300000/220
1	2	3
Номинальная мощность, МВА	210	300
Номинальное напряжение, кВ	500	220
ВН	$525/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$
НН1 - НН2	15,75-15,75	15,75
Наибольшее рабочее напряжение, кВ:		
ВН	$525/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$
НН1 - НН2	17,5-17,5	17,5
Номинальный ток, А:		
ВН	693	716
НН1 - НН2	6667-6667	10990
Схема и группа соединения	Y _H /Δ-Δ-11-11	Y _H /Δ-11

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3
Выполненная схема и группа соединения обмоток	$Y_H/\Delta-\Delta-1-1$	$Y_H/\Delta-1$
Потери Х.Х., кВт	120	215
Потери К.З., кВт	520	730
Ток Х.Х., %	0,35	0,6
Напряжение К.З., %		
ВН-НН	13,5	12,0
ВН-НН1-НН2	27,0	-
НН1-НН2	50,0	-
Масса полная (с маслом, без системы охлаждения), т:	151	251

Основные характеристики автотрансформатора приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Основные технические данные автотрансформатора

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение, кВ			Номинальный ток, А			Схема и группа соединения обмоток
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АОДЦТН – 267000/500/220	267	500	230	10,58	925	2011	6333	$Y_{H\text{авт}}/Д-0-11$

Продолжение таблицы 1.3

Тип трансформатора	$\Delta P_{Х.Х.}$, кВт	$\Delta P_{К.З.}$, кВт	$I_{Х.Х.}$, %	$U_{КЗ.}$, %		
				ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
1	10	11	12	13	14	15
АОДЦТН – 267000/500/220	102	470	0,11	11,5	37	23

1.3. Краткая характеристика схемы ОРУ-500

Выдача электроэнергии Братской гидроэлектростанцией (БГЭС) в энергосистему по напряжению 500 кВ производится с ОРУ-500 кВ.

Схема ОРУ-500 кВ «полуторного» типа с двумя секциями шин, в которую входит 4 блока 500 кВ. Выдача мощности от агрегатов №1-8 принята по схеме «укрупненного блока»: два генератора присоединены к трехфазной группе однофазных трансформаторов ОРЦО-210000/500 с воздушными выводами. Также в блок входят: разъединитель шинный РОНЗ-500/2000 служит для создания видимого разрыва между секцией шин и оборудованием ячейки, элегазовый выключатель нагрузки GL317 и секционный выключатель такой же модели.

Достоинства схемы:

- в случае повреждения на одной из секций секционные выключатели отключаются, отсекая повреждённую секцию от РУ;

- в случае если по каким-либо причинам питание одной из секций пропадёт, сработает устройство АВР, которое отключит вводной выключатель секции и включит секционный выключатель. Потребители секции с отключённым питанием будут получать электроэнергию от питания смежной секции через секционный выключатель.

Недостатки:

- при ремонте или техническом обслуживании разъединителя придется отключать одну из секций шин, в зависимости от места его установки;

- в случае аварии на самом секционном выключателе из строя выходят обе секции, но вероятность такого повреждения относительно мала. На низковольтных РУ секционный выключатель обычно оставляют отключённым, так что связанные между собой секции работают независимо друг от друга.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

1.4. Описание основного оборудования ОРУ-500

1.4.1 Разъединитель типа РОНЗ-500

Разъединитель – это коммутационный аппарат, который предназначен для отключения и включения электрической цепи без токовой нагрузки или с незначительным током.

При ремонте с помощью разъединителя создаётся видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.

Схема разъединителя РОНЗ-500/2000 приведена на рисунке 1.3.

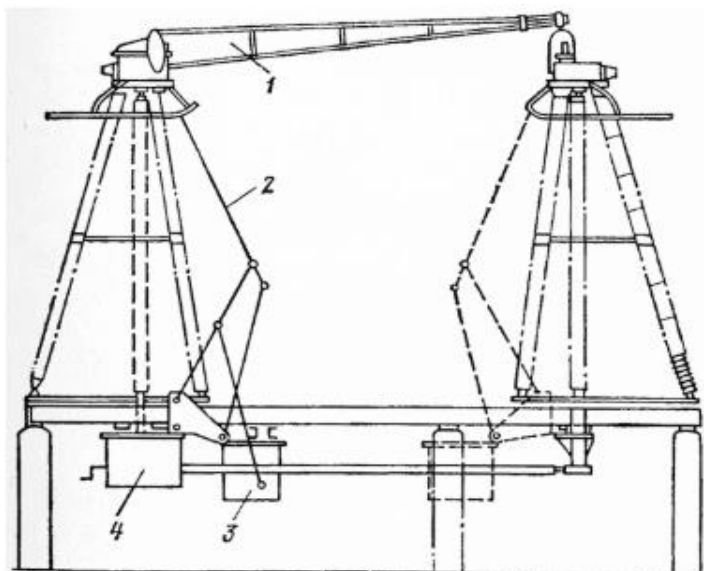


Рисунок 1.3 – Типовая схема разъединителя РОНЗ

1 - главный нож; 2 - заземляющий нож; 3 - привод ПРНЗ; 4 - привод ПДН.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		16

Технические параметры разъединителя:

Номинальное напряжение, кВ	-	500
Номинальный ток, А	-	2000
Амплитуда предельного тока, кА	-	55
Тип привода разъединителя	-	ПДН-400
Тип привода заземлителя	-	ПРНЗ-500
Угол подъема ножа, градус	-	70
Управление ПДН-400	-	электродвигатель
Управление ПРНЗ-500	-	ручное

Электромоторный привод на каждый полюс (фазу) разъединителя индивидуальный. Управление разъединителем осуществляется общим для трех полюсов ключом, расположенном в шкафу управления.

1.4.2. Выключатель типа GL317

Выключатель – это коммутационный аппарат, который предназначен для включения и отключения токовой нагрузки.

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических цепях, он служит для отключения и включения цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов;
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		17

- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Общий вид элегазового выключателя GL317 изображён на рисунке 1.4.

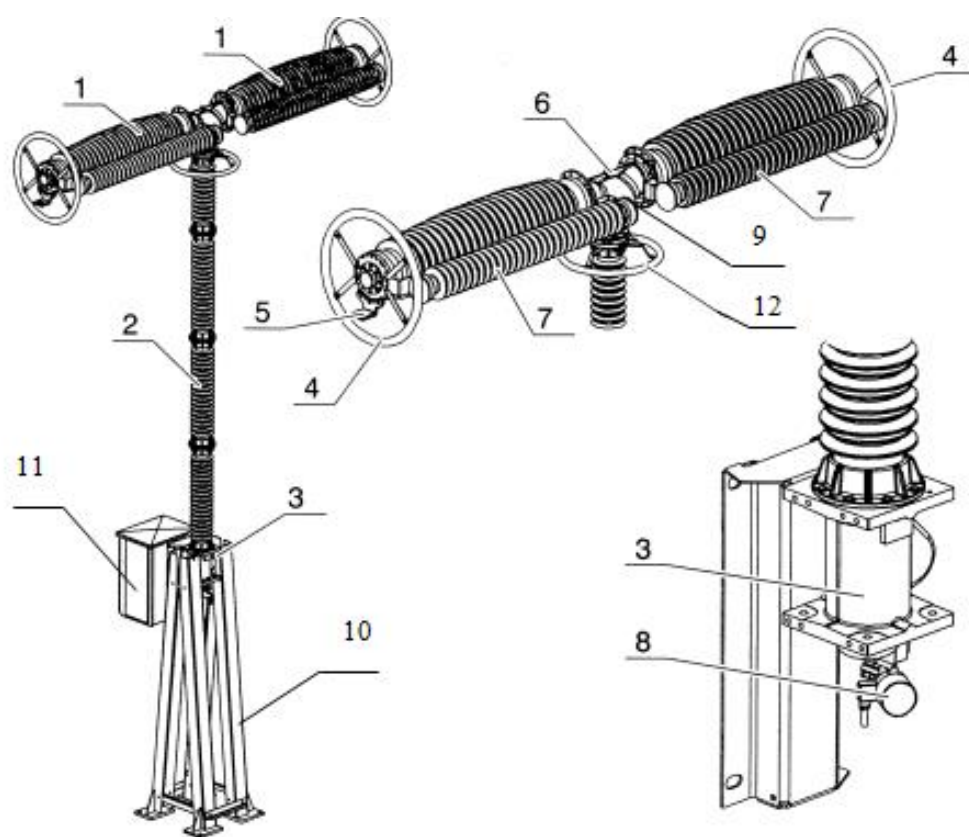


Рисунок 1.4 - Элегазовый автоматический выключатель GL317

1 - полюс, состоящий из двух дугогасительных камер; 2 - опорная стойка; 3 - кожух механизма; 4 - противоразрядные кольца (с торцов); 5 - разъем; 6 - общий кожух; 7 - конденсаторы; 8 - контрольно-наполнительное устройство газа SF6; 9 - передаточный механизм кожуха; 10 - рама; 11 - пружинный привод типа FK3-4; 12 - противоразрядное кольцо.

										Лист
										18
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ					

Технические характеристики элегазового выключателя представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Технические характеристики GL-317

Характеристики			GL317	
1	2	3	4	5
			МЭК	ANSI
U_r	Номинальное напряжение (действующее значение)	кВ	420	550
I_r	Номинальный ток в непрерывном режиме	А	3150	3150
f_r	Номинальная частота	Гц	50/60	60
I_p	Допустимый номинальный ток (пиковое значение)	кА	125	108
I_k	Ток термической устойчивости	кА	50	40
U_d	Номинальное испытательное напряжение импульсной частоты (действующее значение): Между фазой и землей и между фазами Между замыкающими контактами	кВ	620 800	860 860
U_p	Номинальное испытательное напряжение на грозоупорность (пиковое значение): Между фазой и землей и между фазами Между замыкающими контактами	кВ	1550 1550	1800 1800
I_{SC}	Номинальная отключающая способность при симметричном коротком замыкании	кА	50	40
	Номинальная включающая способность (пиковая)	кА	125	108
	Полное время отключения	мс	40±2	
	Номинальный коммутационный цикл		СО - 15 с СО или 0-0,3 с-СО-3 мин-СО	
	Переходное сопротивление основных контактов (нового контакта)	мкОм	камера без разъемов ВН	
	Минимальная допустимая температура до	°С	-50	
	Номинальное абсолютное давление наполняющего газа для изоляции	МПа	1	

Автоматический выключатель состоит из трех полюсов приводимых в действие тремя пружинными приводами [5].

В качестве дугогасительной среды используется газ SF₆ под давлением или, в исключительных случаях, газовая смесь газа SF₆+CF₄ под давлением.

										Лист
										19
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ					

Используется дугогасительная камера с гашением дуги дутьем с дополнительными автопневматическим эффектом [5].

Дугогасительная камера (рисунок 1.5) сконструирована с учетом повышения механической и электрической прочности активной части и использования преимущества незначительного износа контактов под воздействием дуги в элегазе SF₆. Активная часть заключена в герметическую керамическую оболочку, обеспечивающую развязку между входом и выходом автоматического выключателя [5].

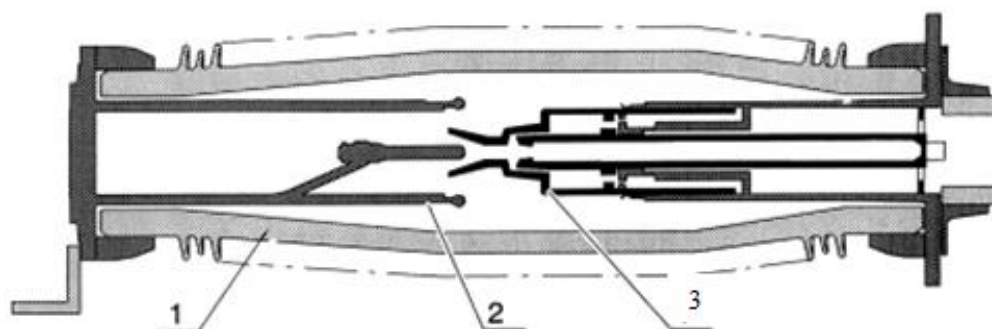


Рисунок 1.5 - Схема дугогасительной камеры GL317

1 - оболочка; 2 - неподвижный контакт; 3 - подвижный контакт.

По электрической или ручной команде размыкания высвобождается энергия, накопленная в отключающей пружине. Изоляционный шатун, под непосредственным воздействием размыкающей пружины, приводит в действие передаточный механизм кожуха, обеспечивающий одновременное размыкание контактов в двух камерах [5].

По электрической или ручной команде замыкание высвобождается энергия, накопленная в замыкающей пружине, расположенной под коммутационным органом. Эта энергия, передаваемая непосредственно на приводную ось полюса, обеспечивает замыкание. Высвобождение энергии, накопленной в замыкающей пружине, приводит к перемещению подвижных частей, а следовательно к закрыванию дугогасительных камер, а также к заводу размыкающей пружины [5].

1.4.3. Трансформатор тока типа ТФЗМ

Трансформатор тока (ТТ) - трансформатор, предназначенный для преобразования первичного переменного тока сети до значений, безопасных для его измерений.

Используется трансформатор тока в качестве измерительного или защитного устройства, также назначение ТТ заключается в отделении низковольтных приборов учета и реле, подключенных ко вторичной обмотке, от первичного высокого напряжения сети.

Общий вид ТТ ТФЗМ-500Б представлен на рисунке 1.6.

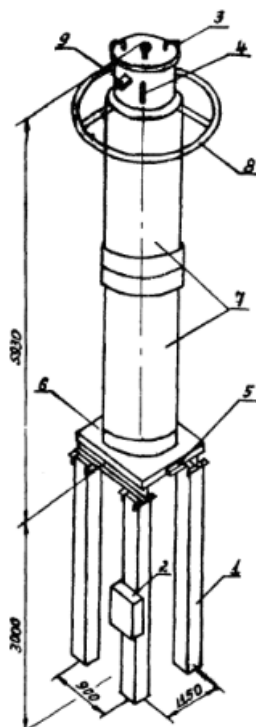


Рисунок 1.6 - Трансформатор тока ТФЗМ-500Б

1 - опорная конструкция; 2 - ящик зажимов; 3 - воздухоосушитель; 4 - маслоуказатель; 5 - коробка вторичных выводов; 6 - цоколь; 7 - крышка; 8 - экран; 9 - вывод первичной обмотки.

Технические параметры ТТ:

Номинальное напряжение, кВ - 500

Номинальные первичные токи, А - 500-1000-2000

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		21

Номинальный вторичный ток, А - 1
Динамическая устойчивость, кА - 90
Количество вторичных обмоток - 4 (Д/Д/Д/0,5)

Класс точности ТФЗМ-500Б вторичных обмоток при номинальной вторичной нагрузке при использовании защиты 5Р.

Трансформатор выполнен в виде двух ступеней (каскадов): нижней и верхней.

Верхняя ступень состоит из первичной и вторичной обмоток, имеет цоколь для соединения с нижней ступенью и общий для двух ступеней расширитель масла.

Нижняя ступень имеет первичную и четыре вторичных обмотки.

На маслорасширителе ТТ установлен воздухоосушитель и маслоуказатель. Внутри маслорасширителя находятся концы секций первичной обмотки верхней ступени. Также как и ТФЗМ-220 первичная обмотка (у верхней ступени) имеет четыре секции. Пересоединение секций осуществляется через крышку маслорасширителя.

На нижнем цоколе нижней ступени находится камера выводов вторичных обмоток и масловыпускной патрубков, через который производится слив и отбор проб масла.

1.4.4. Трансформатор напряжения типа НДЕ-500

Трансформатор напряжения (ТН) - трансформатор, предназначенный для преобразования первичного напряжения сети до значений, безопасных для его измерений.

Используется трансформатор напряжения в качестве измерительного или защитного устройства, также назначение ТН заключается в отделении низковольтных приборов учета и реле, подключенных ко вторичной обмотке, от первичного высокого напряжения сети.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		22

Трансформаторы напряжения НДЕ-500 на рабочее напряжение 500 кВ предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и (или) устройствам защиты и управления в электрических системах переменного тока промышленной частоты с заземленной нейтралью.

Номинальные напряжения обмоток:

Номинальное первичное напряжение, кВ	-	500/ $\sqrt{3}$
Номинальное вторичное напряжение, В	-	100/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение дополнительной, В	-	100
Номинальная частота	-	50 Гц
Масса, кг	-	1977
Средний срок службы	-	25 лет

Трансформаторы напряжения НДЕ-500 являются масштабными преобразователями с двухступенчатым понижением напряжения: на первой ступени используется емкостный делитель напряжения, на второй - понижающий трансформатор электромагнитного устройства (ЭМУ). Емкостной делитель напряжения состоит из трех секций конденсаторов, заполненных элегазом, и экранов. ЭМУ подключается к выходу делителя и состоит из последовательно включенных компенсирующего реактора с малыми потерями, электромагнитного трансформатора и электромагнитной демпфирующей катушки. Электромагнитный трансформатор имеет секционированную первичную обмотку для подгонки коэффициента трансформации и две или три вторичные обмотки. ЭМУ заключено в бак, заполненный трансформаторным маслом. Корпус электромагнитного устройства служит основанием для монтажа колонны емкостного делителя. Высоковольтный ввод расположен на верхнем фланце делителя. Трансформаторы НДЕ-500 предназначены для наружной установки.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		23

1.4.5. Ограничители перенапряжения типа ОПН-500

ОПН представляют собой аппараты опорного типа, которые состоят из высоконелинейного резистора, заключенного в фарфоровую герметизированную крышку. Высоконелинейный резистор выполнен из последовательно-параллельно включенных керамических резисторов на основе окиси цинка. Защитное действие ОПН обусловлено тем, что при возникновении перенапряжений в сети через ОПН протекает значительный импульсный ток вследствие высокой нелинейности резисторов, в результате чего величина перенапряжения снижается до уровня, безопасного для изоляции защищаемого оборудования.

Ограничители ОПН-500 снабжены предохранительным устройством для сброса давления в случае внутреннего повреждения аппарата.

Нож заземления отключается только на период замера тока проводимости.

Основные электрические характеристики и места их установки представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Электрические характеристики и места установки

1	Номинальное напряжение, кВ	500
2	Наибольшее рабочее напряжение, действующее, кВ	303
3	Напряжение на ОПН, кВ действующее допустимое в течение: 20 мин 20 с 3,5 с 1,0 с 0,15 с	365 390 420 440 470
4	Оставшееся напряжение при расчетном токе коммутационного перенапряжения в долях V_{ϕ}	1,75
5	Оставшееся напряжение при грозовых перенапряжениях в долях V_{ϕ}	2,0-2,23
6	Место установки	1Т, 2Т, 4Т, 1АТ, 2АТ

1.4.6. Высокочастотная обработка ЛЭП-500

Использование ЛЭП для телефонной связи, передачи сигналов телемеханики, для ВЧ блокировки релейных защит, для аппаратуры ВЧТО и противоаварийной автоматики требует применения элементов ВЧ обработки, в состав которых входят:

- высокочастотный заградитель (ВЧЗ) - резонансный контур LC, катушка индуктивности которого рассчитана на номинальный ток ЛЭП и включается последовательно в фазу ЛЭП; ВЧЗ является большим сопротивлением для токов ВЧ, что препятствует их попаданию на шины ОРУ и затуханию сигнала ВЧ в оборудовании ОРУ;

- конденсатор связи (КС) - емкостной делитель напряжения, подключаемый между фазой ЛЭП и "землей", обеспечивающий возможность подключения низковольтной ВЧ аппаратуры к 500 кВ;

- фильтр присоединения (ФП) - резонансный контур, включаемый между нижней обкладкой конденсатора связи и ВЧ кабелем, ведущим к источникам и приемникам ВЧ сигналов; фильтр присоединения препятствует проникновению токов промышленной частоты в ВЧ аппаратуру.

Наличие ВЧ заградителей и конденсаторов связи на обоих концах ЛЭП обеспечивает циркуляцию токов (сигналов) ВЧ по ЛЭП без захода их на шины подстанций.

На ЛЭП-500 ВЧ обработка выполнена на трех фазах. Конденсаторы связи являются элементом трансформатора напряжения типа НДЕ. К нижней обкладке совмещенного конденсатора связи и отбора мощности подключены фильтры присоединения ВЧ аппаратуры.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

1.5. Анализ нагрузок ОРУ-500 кВ

Проанализируем параметры режима ОРУ-500 кВ в зимний период времени. К параметрам режима относятся величины токов, мощности электропередачи, напряжение в различных точках сети, а также частота. Именно по этим значениям определяют состояние системы в любой момент времени.

Данные замеров сведём в таблицу 1.6.

Таблица 1.6 - Ведомость часовых параметров (13.01.2020)

Линия	ВЛ-561	ВЛ-562	ВЛ-569	ВЛ-570	ВЛ-571
1	2	3	4	5	6
I _{ср} , А	571,54	572,1	353,92	364,8	871,73
P, МВт	495,39	495,75	272,93	281,03	-774,28
Q, МВАр	-119,39	-118,43	-156,29	-158,67	65,1

Стоит отметить, что максимум нагрузки имеет место в зимние периоды, с этой целью были взяты данные замеров активной и реактивной мощности для проверки основного оборудования 13.01.2020.

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ					

2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

2.1. Общая характеристика КЗ

Коротким замыканием КЗ называется непредусмотренное нормальной эксплуатацией соединение разноименных фаз между собой или соединение одной из фаз на землю в системах с глухозаземленной нейтралью [6].

Причинами КЗ могут быть механические повреждения изоляции, проколы и разрушения кабелей при земляных работах, поломка фарфоровых изоляторов, старение изоляции, приводящее постепенно к ухудшению электрических свойств изоляции, увлажнение изоляции, различные набросы на провода воздушных линий, КЗ может возникнуть при неправильных оперативных переключениях [6].

Некоторые КЗ являются устойчивыми и не исчезают после снятия напряжения с установки, например: КЗ вследствие механических повреждений и старения изоляции; другие являются проходящими, т.е. исчезают после снятия напряжения, например: перекрытие гирлянды изоляторов ВЛ, вследствие атмосферного перенапряжения, прекращается как только будет снято напряжение с линии [6].

В системе трехфазного тока различают [6]:

- 1) Трехфазное КЗ - замыкание между тремя фазами;
- 2) Двухфазное КЗ - замыкание между двумя фазами;
- 3) Однофазное КЗ - замыкание между одной из фаз и землей, если нейтраль системы глухо заземлена.

Практически чаще встречаются однофазные КЗ (65%) и реже трехфазные (5%). Как правило, трехфазные КЗ вызывают прохождение в поврежденной цепи наибольшего тока, поэтому при выборе оборудования обычно расчетным является ток трехфазного КЗ [6].

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		27

Последствиями КЗ являются резкое увеличение токов в короткозамкнутой цепи и снижение напряжения в отдельных точках системы. Увеличение тока приводит к значительным механическим воздействиям на токоведущие части и изоляторы, вызывая их нагрев, что может привести к дальнейшему развитию аварии [6].

С момента возникновения КЗ до его отключения в короткозамкнутой цепи происходит переходный процесс изменения токов и напряжений. Физической причиной возникновения переходных процессов в цепях является наличие в них индуктивных и емкостных элементов. Это объясняется тем, что энергия магнитного и электрического полей этих элементов не может измениться скачком при коммутации в цепи [6].

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие и не вносящие существенных погрешностей [6].

Основные допущения при расчетах [6]:

- 1) Отсутствие насыщения магнитной системы, кривая намагничивания и линейна;
- 2) Пренебрежение током намагничивания трансформатора;
- 3) Сохранение симметрии трехфазного короткого замыкания;
- 4) Пренебрежение ёмкостной и активной проводимостями ЛЭП;
- 5) Нагрузка учитывается приближённо в виде индуктивных сопротивлений;
- 6) Пренебрежение активным сопротивлением элементов в сетях выше 1 кВ;
- 7) Отсутствие качаний роторов синхронных машин.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		28

Допущения наряду с упрощением расчетов приводит к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчетов не превышает 10%, что принято считать допустимым) [6].

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняется в следующем порядке:

- 1) Для рассматриваемой энергосистемы составляется расчетная схема;
- 2) По расчетной схеме составляется электрическая схема замещения;
- 3) Путем постепенного преобразования приводят схему замещения к наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующиеся определенным значением результирующей ЭДС, были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением;
- 4) Зная результирующую ЭДС источника и результирующее сопротивление, по закону Ома, определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ $I_{по}$, затем ударный ток и при необходимости периодическую или апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени.

Все методы расчета токов короткого замыкания подразделяются на две группы: методы, определяющие периодическую составляющую в начальный момент времени, и методы, определяющие периодическую составляющую в произвольный момент времени, так как именно эти составляющие тока короткого замыкания лежат в основе соотношений для выбора аппаратов и проводников, проектирования и настройки релейной защиты и автоматики и др. В зависимости от назначения расчета, вида короткого замыкания, местоположения точки КЗ применяют тот или иной метод расчета. Расчет может быть произведен как в относительных, так и в именованных единицах [6].

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

2.2. Общие сведения о программе GTCURR

В данной выпускной работе расчет токов короткого замыкания произведен на ЭВМ с помощью программы GTCURR, которая была разработана в Московском энергетическом институте сотрудниками кафедры «Электрические станции».

Программа «GTCURR» предназначена для расчета токов трехфазного короткого замыкания в цепи с элементами типа: «система», «линия», «трансформатор», «генератор», «реактор», «асинхронный двигатель», «синхронный двигатель», «синхронный компрессор», «обобщенная нагрузка» с целью выбора и проверки оборудования электростанций, подстанций и электрических сетей.

Программа обеспечивает расчет периодической составляющей тока короткого замыкания с учетом активных сопротивлений элементов цепи, расчет эквивалентной постоянной времени затухания апериодической составляющей и ударного тока короткого замыкания.

Для расчета КЗ с помощью программы GTCURR необходимо составить схему (рисунок 2.1). Исследуемая схема включает в себя источник питания, линии, относящиеся к исследуемой подстанции, трансформаторы и нагрузки.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

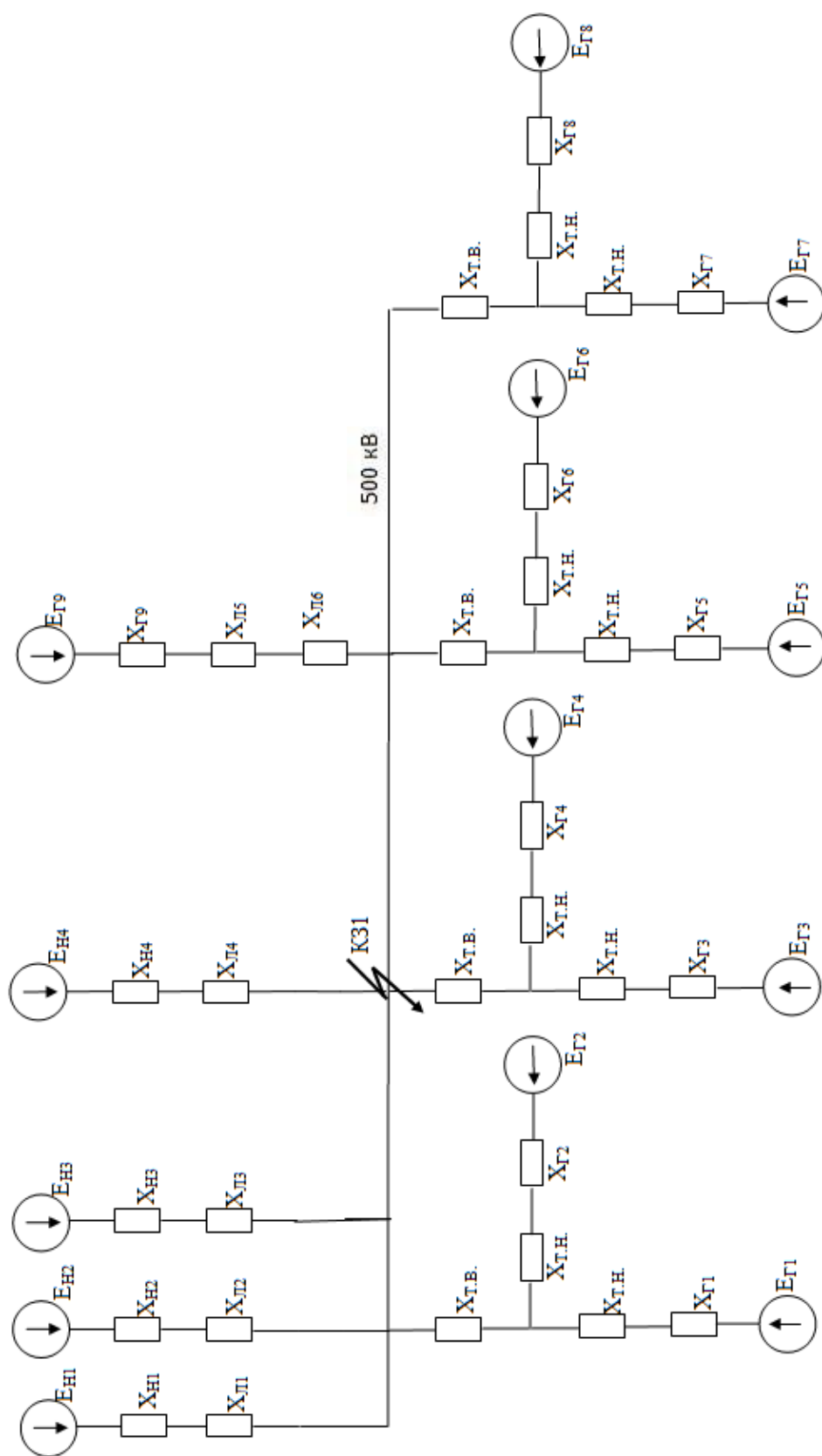


Рисунок 2.1 Схема замещения расчета тока КЗ для ОРУ-500кВ БГЭС

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ

Лист

31

Паспортные данные воздушных линий и силовых трансформаторов, а также нагрузки по линиям приведены в табл. 1.2, 1.3, 2.1., 2.2.

Таблица 2.1 - Исходные данные по воздушным линиям

Наименование линий	Марка провода	Длина ВЛ, км	R ₀ Ом/км	X ₀ Ом/км	B ₀ ·10 ⁻⁶ См/км	U _{ном} ВЛ, кВ	Кол-во цепей
1	2	3	4	5	6	7	8
№ 561 БГЭС	АС-500/64	242,82	0,02	0,304	3,64	500	1
№ 562 БГЭС	АС-500/64	242	0,02	0,304	3,64	500	1
№ 569 БГЭС	АС-500/64	71,1	0,02	0,304	3,64	500	1
№ 570 БГЭС	АС-500/64	68,4	0,02	0,304	3,64	500	1
№ 571 БГЭС	АС-500/64	1,5	0,02	0,304	3,64	500	1
	АС-330/43	225	0,029	0,308	3,6	500	1

Таблица 2.2 - Ведомость срезов группового регулятора активной и реактивной мощности (13.01.2020)

Линия	ВЛ-561	ВЛ-562	ВЛ-569	ВЛ-570	ВЛ-571
1	2	3	4	5	6
P, МВт	495,39	495,75	272,93	281,03	-774,28
Q, МВАр	-119,39	-118,43	-156,29	-158,67	65,1

Результаты расчёта GTCURR:

$I''_{нол} = 22,41$ кА - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{уд} = 57,05$ кА - ударный ток.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		32

2.3. Ручной расчёт токов короткого замыкания

Расчет тока короткого замыкания произведем методом наложения. Принцип метода наложения заключается в определении эквивалентного сопротивления от ЭДС до точки короткого замыкания. По найденному сопротивлению определяют значение периодической составляющей тока КЗ. Затем суммируют все периодические составляющие и рассчитывают ударный ток короткого замыкания.

Расчёт производим в именованных единицах. Необходимо ввести базисные величины:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_6 = 525 \text{ кВ,}$$

где S_6 - базисная мощность, МВА; U_6 - базисное напряжение, кВ.

ЭДС нагрузки [6]:

$$E_H = 0,85 \text{ о.е.}$$

ЭДС генератора [6]:

$$E_G = 1,08 \text{ о.е.}$$

Индуктивное сопротивление генератора (G1-G8) рассчитывается по формуле [6]:

$$X_G = X_d'' \cdot \frac{U_6^2}{S_{н.г.}}, \quad (2.1)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора, о.е.; $S_{н.г.}$ - номинальная мощность генератора, МВА.

$$X_G = 0,241 \cdot \frac{525^2}{294} = 225,93 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление воздушной линии электропередач [6]:

$$X_L = \frac{X_0 \cdot l}{N} \cdot \frac{U_6^2}{U_{ср.н.}^2} \quad (2.2)$$

где X_0 - удельное сопротивление воздушной линии, Ом/км; l - длина воздушной линии; N - количество цепей; U_6 - базисное напряжение, кВ; $U_{ср.н.}$ - среднее номинальное напряжение линии, кВ.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		33

ЛЭП № 561:

$$X_{л1} = \frac{0,304 \cdot 242,82}{1} \cdot \frac{525^2}{525^2} = 73,82 \text{ Ом}$$

ЛЭП № 562:

$$X_{л2} = \frac{0,304 \cdot 242}{1} \cdot \frac{525^2}{525^2} = 73,57 \text{ Ом}$$

ЛЭП № 569:

$$X_{л3} = \frac{0,304 \cdot 71,1}{1} \cdot \frac{525^2}{525^2} = 21,61 \text{ Ом}$$

ЛЭП № 570:

$$X_{л4} = \frac{0,304 \cdot 68,4}{1} \cdot \frac{525^2}{525^2} = 20,79 \text{ Ом}$$

ЛЭП № 571:

$$X_{л5} = \frac{0,308 \cdot 225}{1} \cdot \frac{525^2}{525^2} = 69,3 \text{ Ом}$$

$$X_{л6} = \frac{0,304 \cdot 1,5}{1} \cdot \frac{525^2}{525^2} = 0,46 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой определяется по формулам [6]:

$$X_{т.в.} = 0,125 \cdot \frac{U_{квн-нн}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_T} \quad (2.3)$$

$$X_{т.н.} = 1,75 \cdot \frac{U_{квн-нн}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_T}, \quad (2.4)$$

где S_6 - базисная мощность, МВА; S_T - номинальная мощность трансформатора, МВА; $U_{квн-нн}$ - напряжение короткого замыкания соответствующей обмотки, %.

$$X_{т.в.} = 0,125 \cdot \frac{13,5}{100} \cdot \frac{525^2}{210 \cdot 3} = 7,38 \text{ Ом}$$

$$X_{т.н.} = 1,75 \cdot \frac{13,5}{100} \cdot \frac{525^2}{210 \cdot 3} = 103,36 \text{ Ом}$$

Индуктивные сопротивления нагрузочных узлов:

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		34

$$X_H = X_H'' \cdot \frac{U_6^2}{S_H} \quad (2.5)$$

где X_H'' - удельное реактивное сопротивление нагрузочного узла, о. е.; S_H - мощность нагрузки, МВА.

Нагрузочное сопротивление линии 500 кВ БГЭС №561:

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{525^2}{509,59} = 189,31 \text{ Ом}$$

Нагрузочное сопротивление линии 500 кВ БГЭС №562:

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{525^2}{509,74} = 189,25 \text{ Ом}$$

Нагрузочное сопротивление линии 500 кВ БГЭС №569:

$$X_{H3} = 0,35 \cdot \frac{525^2}{314,49} = 306,75 \text{ Ом}$$

Нагрузочное сопротивление линии 500кВ БГЭС № 570:

$$X_{H4} = 0,35 \cdot \frac{525^2}{322,72} = 298,93 \text{ Ом}$$

По ЛЭП №571 500 кВ переток мощности идёт со стороны Усть-Илимской ГЭС, поэтому условно считаем ее как “генератор”:

$$X_{Г9} = 0,173 \cdot \frac{525^2}{777,03} = 61,37 \text{ Ом}$$

Определяем эквивалентные сопротивления до точки КЗ:

1. Нахождение эквивалентного сопротивления до точки КЗ от нагрузочного узла линии 500 кВ БГЭС №561

Схема замещения представлена на рисунке 2.2.

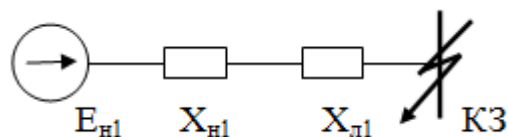


Рисунок 2.2 Расчетная схема замещения ЛЭП №561

$$X_1 = X_{H1} + X_{L1}$$

$$X_1 = 189,31 + 73,82 = 263,13 \text{ Ом}$$

Упрощенная схема замещения ЛЭП №561 представлена на рисунке 2.3.

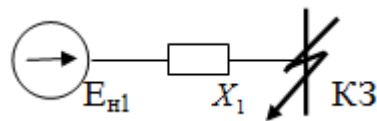


Рисунок 2.3 Упрощенная схема замещения ЛЭП №561

Значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле [6]:

$$I''_{по} = \frac{E \cdot U_6}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} \quad (2.6)$$

где E - результирующая ЭДС источника относительно точки КЗ, о. е.; X_{Σ} - результирующее сопротивление, Ом.

$$I''_{по1} = \frac{0,85 \cdot 525}{\sqrt{3} \cdot 263,13} = 0,98 \text{ кА}$$

2. Нахождение эквивалентного сопротивления до точки КЗ от нагрузочного узла линии 500 кВ БГЭС №562

Схема замещения ЛЭП №562 представлена на рисунке 2.4.

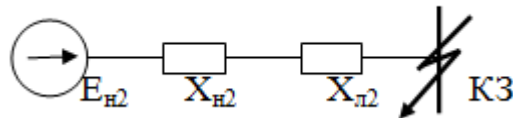


Рисунок 2.4 Расчетная схема замещения ЛЭП №562

$$X_2 = X_{н2} + X_{л2}$$

$$X_2 = 189,25 + 73,57 = 262,82 \text{ Ом}$$

Упрощенная схема замещения ЛЭП №562 представлена на рисунке 2.5.

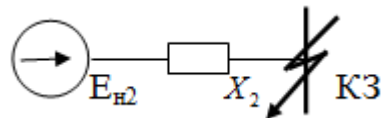


Рисунок 2.5 Упрощенная схема замещения ЛЭП №562

$$I''_{по2} = \frac{0,85 \cdot 525}{\sqrt{3} \cdot 262,82} = 0,98 \text{ кА}$$

3. Нахождение эквивалентного сопротивления до точки КЗ от нагрузочного узла линии 500 кВ БГЭС №569

Схема замещения ЛЭП №569 представлена на рисунке 2.6.

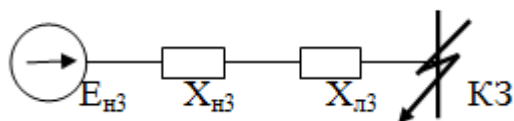


Рисунок 2.6 Расчетная схема замещения ЛЭП №569

$$X_3 = X_{H3} + X_{Л3}$$

$$X_3 = 306,75 + 21,61 = 328,36 \text{ Ом}$$

Упрощенная схема замещения ЛЭП №569 представлена на рисунке 2.7.

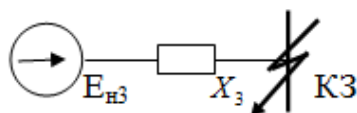


Рисунок 2.7 Упрощенная схема замещения ЛЭП №569

$$I''_{\text{Поз}} = \frac{0,85 \cdot 525}{\sqrt{3} \cdot 328,36} = 0,78 \text{ кА}$$

4. Нахождение эквивалентного сопротивления до точки КЗ от нагрузочного узла линии 500 кВ БГЭС №570

Схема замещения ЛЭП №570 представлена на рисунке 2.8.

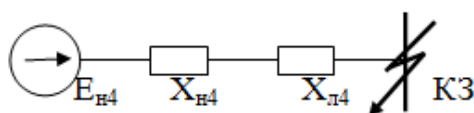


Рисунок 2.8 Расчетная схема замещения ЛЭП №570

$$X_4 = X_{H4} + X_{Л4}$$

$$X_4 = 298,93 + 20,79 = 319,72 \text{ Ом}$$

Упрощенная схема замещения ЛЭП №570 представлена на рисунке 2.9.

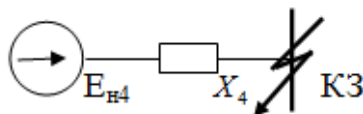


Рисунок 2.9 Упрощенная схема замещения ЛЭП №570

$$I''_{\text{по4}} = \frac{0,85 \cdot 525}{\sqrt{3} \cdot 319,72} = 0,81 \text{ кА}$$

5. Нахождение эквивалентного сопротивления до точки КЗ от нагрузочного узла линии 500 кВ БГЭС №571

Схема замещения ЛЭП №571 представлена на рисунке 2.10.

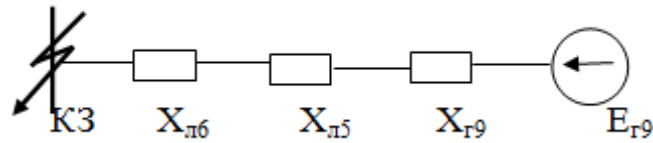


Рисунок 2.10 Расчетная схема замещения ЛЭП №571

$$X_5 = X_{г9} + X_{л5} + X_{л6}$$

$$X_5 = 61,37 + 69,3 + 0,46 = 131,12 \text{ Ом}$$

Упрощенная схема замещения ЛЭП №571 представлена на рисунке 2.11.

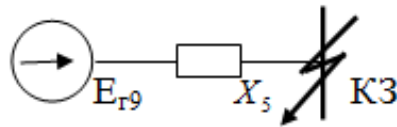


Рисунок 2.11 Упрощенная схема замещения ЛЭП №571

$$I''_{\text{по5}} = \frac{1,08 \cdot 525}{\sqrt{3} \cdot 131,12} = 2,5 \text{ кА}$$

6. Нахождение эквивалентного сопротивления до точки КЗ от генераторного узла БГЭС

Схема замещения генераторного узла представлена на рисунке 2.12.

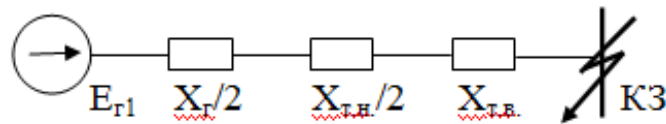


Рисунок 2.12 Расчётная схема замещения генераторного узла

$$X_6 = X_{г/2} + X_{т.н./2} + X_{т.в.}$$

$$X_6 = 225,94/2 + 103,36/2 + 7,38 = 172,03 \text{ Ом}$$

Упрощенная схема замещения генераторного узла представлена на рисунке 2.13.

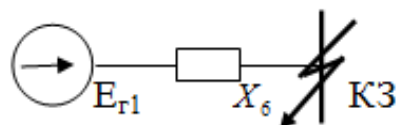


Рисунок 2.13 Упрощенная схема замещения генераторного узла

$$I''_{\text{по6}} = \frac{1,08 \cdot 525}{\sqrt{3} \cdot 172,03} = 1,9 \text{ кА}$$

Так как на ОРУ-500 Братской ГЭС 4 блока 500 кВ, а трансформаторы однотипны, то в дальнейшем расчеты не делаем, а полученное значение периодической составляющей тока короткого замыкания умножим на 4.

$$I''_{\text{по6}\Sigma} = 4 \cdot I''_{\text{по6}} = 7,61 \text{ кА}$$

Связь ОРУ-500 кВ с ОРУ-220 кВ осуществляется через автотрансформаторы АТ1, АТ2 принимаем значения периодической составляющих по средней стороне автотрансформаторов:

$$I''_{\text{по7}} = 4,24 \text{ кА (автотрансформатор АТ1);}$$

$$I''_{\text{по8}} = 4,44 \text{ кА (автотрансформатор АТ2).}$$

Определим суммарную периодическую составляющую тока короткого замыкания и ударного тока КЗ.

$$I''_{\text{по}\Sigma} = I''_{\text{по1}} + I''_{\text{по2}} + I''_{\text{по3}} + I''_{\text{по4}} + I''_{\text{по5}} + I''_{\text{по6}\Sigma} + I''_{\text{по7}} + I''_{\text{по8}}$$

$$I''_{\text{по}\Sigma} = 0,98 + 0,98 + 0,78 + 0,81 + 2,5 + 7,61 + 4,24 + 4,44 =$$

22,34 кА

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 22,34 = 56,88 \text{ кА}$$

Результаты ручного расчета и расчёта с помощью программы GTCURR в точке, соответствующей шине 500 кВ Братской ГЭС, сведены в сравнительную таблицу 2.3.

										Лист
										39
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ					

Таблица 2.3 - Расчёт токов короткого замыкания

Параметр	Ручной расчет методом наложения	Расчет программы GTCURR	Погрешность в расчетах
$I_{по}$, кА	22,34	22,41	0,31%
$i_{уд}$, кА	56,88	57,15	0,47%

Как видно из таблицы 2.3, погрешность при расчете тока короткого замыкания разными методами не превышает допустимый предел 5%.

В соответствии с результатами расчета необходимо проверить существующее электрическое оборудование ОРУ-500 БГЭС по условиям технической эксплуатации в нормальном и аварийном режимах.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

3. ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

3.1. Общие положения

Электрические аппараты распределительных устройств должны надежно работать как в нормальном режиме, так и при возможных отклонениях от него. При проектировании электрических установок все аппараты выбирают по условиям длительной работы при нормальном режиме и проверяют по условиям работы при коротких замыканиях [7].

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы:

1. Длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
2. Противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ.

В данной главе необходимо произвести проверку основного оборудования ОРУ-500 кВ на БГЭС: коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов тока и напряжения.

3.1.1. Проверка выключателей

В соответствии с ГОСТ 687-70 для выбора выключателей необходимо иметь следующие расчетные точки КЗ: начальный периодический ток, ударный ток, периодический и аperiodический токи, отключаемые к моменту размыкания дугогасительных контактов выключателя [7].

В настоящее время на открытом распределительном устройстве 500 кВ БГЭС установлены элегазовые автоматические выключатели типа GL-317.

Рассчитаем рабочий форсированный ток [7]:

$$I_{\text{форс}} = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.1)$$

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

где S_{\max} – максимальная мощность отходящей линии, кВА; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ; n - число отходящих линий.

$$I_{\text{форс}} = \frac{777032}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 898,03 \text{ А}$$

Определим расчётный импульс квадратичного тока [7]:

$$B_K = I_{\Pi}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (3.2)$$

где I_{Π} – действующее значение начального тока КЗ, кА; $t_{\text{откл}}$ – время отключения КЗ (принимается $t_{\text{откл}}=0,1$), с; T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (принимается $T_a=0,05$), с.

$$B_K = 22,41^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 75,33 \text{ (кА}^2\text{)с}$$

Квадратичный импульс от периодического незатухающего тока КЗ системы определим по справочным данным.

Результаты проверки этих выключателей представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Проверка выключателя GL-317

№ п/п	Условия проверки	Расчётные величины	Каталожные данные
1.	$U_{\text{рас}} \leq U_{\text{ном}}$	500 кВ	550 кВ
2.	$I_{\text{форс}} \leq I_{\text{ном}}$	898,03 А	3150 А
3.	$I_{\text{по}}'' \leq I_{\text{пр.с}}$	22,41 кА	40 кА
4.	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	57,15 кА	108 кА
5.	$I_{\Pi} \leq I_{\text{откл.ном}}$	22,41 кА	40 кА
6.	$\sqrt{2}I_n + i_a \leq \sqrt{2}I_{\text{откл}}(1 + \beta)$	66,43кА	67,68 кА
7.	$B_K \leq I_T^2 t_T (40^2 \cdot 0,3)$	75,33 (кА) ² ·с	480 (кА) ² ·с

В соответствии с таблицей 3.1, установленные автоматические элегазовые выключатели типа GL-317 удовлетворяют всем предъявленным требованиям, и пригодны для дальнейшей эксплуатации.

3.1.2. Проверка разъединителей

Разъединители выбирают по длительному номинальному току и номинальному напряжению, проверяют на термическую и динамическую устойчивость [7].

В настоящее время, на открытом распределительном устройстве 500 кВ БГЭС установлены разъединители типа РНДЗ-500, РОНЗ-500.

Определим расчётный импульс квадратичного тока [7]:

$$B_K = 22,41^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 75,33 \text{ (кА}^2\text{)с}$$

Результаты проверки разъединителей представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Проверка разъединителей

№ п/п	Условия проверки	Расчётные величины	Каталожные данные
1.	$U_{PAC} \leq U_{НОМ}$	500 кВ	500 кВ
2.	$I_{ФОРС} \leq I_{НОМ}$	898,03 А	2000 А
3.	$I_{ПО}'' \leq I_{ПР.С}$	22,41 кА	55 кА
4.	$i_{y\delta} \leq i_{нр.с}$	57,15 кА	160 кА
5.	$B_K \leq I_T^2 t_T$	75,33 (кА) ² ·с	512 (кА) ² ·с

В соответствии с данными таблицы 3.2, установленные разъединители типа РОНЗ и РНДЗ-500/2000 удовлетворяют всем предъявленным требованиям, и пригодны для дальнейшей эксплуатации.

3.1.3 Проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока для питания измерительных приборов выбирают по номинальному первичному и вторичному токам, по классу точности и проверяют на динамическую устойчивость [7].

Определим расчётную мощность нагрузки вторичной цепи ТФЗМ-500Б, с подключенными к нему приборами (24.09.2019) таблица 3.3:

Таблица 3.3 - Измеренная нагрузка ТТ:

Наименование	ТТ-ВЛ			
	Применяется подключение РЗ к ТТ выключателей с "внешним" суммированием токов	ЦРАП-500-1, ЦРАП-500-2	ДФЗ-503	Измерительные приборы
Сопротивление вторичной обмотки ТТ, $R_{\text{пров}}$	6,3/6,4/6,4 Ом	6,4/6,1/6,5 Ом	6,9/6,8/6,8 Ом	6,5/6,2/6,5 Ом
Фактическая нагрузка на вторичные обмотки ТТ (измеренное), $Z_{\text{приб}}$	6,3/6,3/6,3 Ом	29/23/22 Ом	4,2/4,2/4,3 Ом	2,0/2,1/2,0 Ом

Определим расчетную нагрузку ТТ [7]:

$$S_2 = I_{2\text{ном}}^2 \cdot (\sum Z_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}}) \quad (3.3)$$

где $I_{2\text{ном}}$ - вторичный номинальный ток, А (принимается равным 1 А); $\sum Z_{\text{приб}}$ - сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов, Ом; $R_{\text{пров}}$ - сопротивление вторичной обмотки ТТ, Ом; $R_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$S_2 = 1^2 \cdot [(6,3 + 29 + 4,3 + 2,1) + (6,4 + 6,5 + 6,9 + 6,5) + 0,1] = 68,1 \text{ ВА}$$

Результаты проверки ТТ представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Проверка трансформаторов тока ТФЗМ-500Б

№ п/п	Условия проверки	Расчётные величины	Каталожные данные
1.	$U_{\text{РАС}} \leq U_{\text{НОМ}}$	500 кВ	500 кВ
2.	$I_{\text{ФОРС}} \leq I_{\text{НОМ}}$	898,03 А	2000 А
3.	$S_2 \leq S_{2н}$	68,1 ВА	75 ВА
4.	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{эл.дин}}$	57,15 кА	90 кА

Действующие измерительные ТТ в соответствии с данными таблицы 3.4 хоть и удовлетворяют всем условиям проверки, однако их класс точности не удовлетворяет требованиям, связанными с насыщением ТТ и правильной работой автоматического повторного включения (АПВ).

Таким образом, необходима замена существующих измерительных ТТ на трансформаторы с более высоким классом точности.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

4. РЕКОНСТРУКЦИЯ УСТРОЙСТВ РЗА БРГЭС ВЛ-561, ВЛ-562

4.1. Основные решения по электрооборудованию

На исследуемом объекте ОРУ-500 кВ в соответствии с требованиями [8], на линиях 500 кВ должно быть обеспечено 100% резервирование цепей напряжения путем установки двух ТН 500 кВ. Вследствие морального износа существующих ТН предусматривается замена существующих трансформаторов напряжения ВЛ-561, ВЛ-562 и установка второго ТН ВЛ-561, ВЛ-562. Для новых трансформаторов напряжения предусматривается установка новых шкафов зажимов.

По результатам проверки существующих трансформаторов тока [9] ТТ насыщаются еще до возникновения цикла АПВ. Таким образом, необходима замена существующих трансформаторов тока с классом точности 5Р на трансформаторы тока с классом точности ТРУ.

Вновь устанавливаемое силовое оборудование и ошиновка 500 кВ на Братской ГЭС выбраны на номинальный ток $I_{ном.}=3000$ А исходя из пропускной способности ВЛ 500 кВ выполненной 3-мя проводами в фазе марки АС-500/64:

$$I_{раб.мах} = n \cdot I_{дл.доп.} \cdot k \quad (4.1)$$

где $I_{дл.доп.}$ - длительный допустимый ток для провода АС-500/64 по [10] таблице 1.3.29, А; n - количество проводов в фазе, шт.; k - поправочный коэффициент для определения токовых нагрузок проводов при температуре $+35$ °С, принимаемы 0,88.

$$I_{раб.мах} = 3 \cdot 945 \cdot 0,88 = 2494,7 \text{ А}$$

Количество и типы принятого для монтажа рекомендуемого основного оборудования (ТТ, ТН) и ошиновки (провода, кабели, шинопроводы) приведены в таблице 4.1.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		46

Таблица 4.1 - Рекомендуемое основное оборудование и ошиновка

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
Оборудование 500 кВ			
1	Трансформатор тока: 0,2/ТРУ/ТРУ/ТРУ/ТРУ, I _{т.с.} =40 кА, I _{д.с.} =100 кА, t _{тер} =1 с, K _{тТ} =1500-2000-3000/1 А	1-ф компл	12
2	Трансформатор напряжения: 0,2/0,2/3Р, K _{тН} = 500/√3; 0,1/√3; 0,1/√3; 0,1/3	1-ф компл	12
3	Фильтр присоединения	шт.	3
4	Разъединитель однополюсный U _{ном} =10 кВ, I _{ном} =400 А	шт.	3
Провода, кабели и шинопроводы			
5	Провод сталеалюминевый: АС-500/64	м	120
6	Провод сталеалюминевый: АС-600/72	м	200
7	Провод алюминиевый полый: ПА-500	м	500

4.2. Проверка вновь устанавливаемого оборудования, ошиновки

В данной выпускной работе основное силовое оборудование, устанавливаемое на ОРУ 500 кВ выбрано по номинальному напряжению присоединений, максимальному длительному току, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания.

4.2.1. Проверка трансформаторов тока 500 кВ

Проверка вновь устанавливаемых трансформаторов тока по условию обеспечения правильной работы ТТ и подключаемых к ним новых устройств РЗ (в совокупности) при коротких замыканиях выполнена по номинальному току, по электродинамической стойкости, по термической стойкости. Ударный ток [7]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 22,41 = 57,15 \text{ кА}$$

Расчётный импульс квадратичного тока [7]:

$$W_K = 22,41^2 \cdot 1 = 502,21 \text{ (кА}^2\text{)с}$$

Тепловой импульс [7]:

$$B_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ (кА}^2\text{)с}$$

Результаты проверки трансформаторов тока приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Проверка трансформаторов тока 500 кВ

Обозначение	Расчётный параметр	Каталожные данные	Условие выбора
1. По номинальному току, А	$I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном.}}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.}}$
	2494,7	3000	$2494,7 \leq 3000$
2. По электродинамической стойкости, кА	$i_{\text{уд.}}$	$i_{\text{дин.}}$	$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{дин.}}$
	57,15	100	$57,15 \leq 100$
3. По термической стойкости при длительности 1 с, кА ² с	B_k	B_T	$B_k \leq B_T$
	502,21	1600	$502,21 \leq 1600$

4.2.2. Проверка гибкой ошиновки 500 кВ

Допустимый длительный ток для провода ПА-500 составляет 1340 А [11].

Проверка гибкой ошиновки по термической стойкости [7]:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{\text{тер}}} \quad (4.2)$$

где B_k - тепловой импульс, (кА)²с; $C_{\text{тер}}$ - коэффициент для различных проводников, принимаемый равным 88 (для алюминиевых шин)

$$S_{\text{min}} = 22,41 \frac{\sqrt{0,1+0,05}}{88} = 100 \text{ мм}^2 \leq 500 \text{ мм}^2 \text{ (600 мм}^2\text{)}$$

Сечение проводов удовлетворяют требованиям по воздействию токов КЗ.

Также принятая ошиновка удовлетворяет требованиям по условию образования короны табл. 2.5.6 [11].

4.3. Основные технологические решения

В выпускной работе предусматриваются следующие мероприятия по модернизации ячеек ВЛ-561, ВЛ-562:

1. Установка трансформаторов напряжения 500 кВ (ТН-1-561, ТН-1-562) на существующие конструкции вместо конденсаторов связи;

2. Установка трансформаторов напряжения 500 кВ (ТН-2-561, ТН-2-562) на существующие конструкции вместо трансформаторов напряжения ТН-561, ТН-562;

3. Установка трансформаторов тока 500 кВ (ТТ-561, ТТ-562, ТТ-1АТ-561, ТТ-1Т-562) на существующие конструкции вместо трансформаторов тока;

4. Установка на ОРУ 500 кВ шкафов зажимов для трансформаторов тока и напряжения;

5. Устройство новых кабельных железобетонных лотков на ОРУ 500 кВ от вновь устанавливаемого оборудования до существующих кабельных трасс;

6. Прокладка силовых и контрольных кабелей по ОРУ 500, 220 кВ, РЩ-500, РЩ-220 и ЦПУ в существующих кабельных лотках и галереях;

7. Установка новых шкафов РЗА в здании РЩ-500;

8. Привязка вторичных соединений, реконструируемых по данному титулу, к существующим системам телемеханизации и связи;

9. Установка шкафов регистрации аварийных событий (взамен существующего первого комплекта РАС ЦРАП-500-1);

10. Привязка ко второму комплекту РАС ЦРАП-500-2;

11. Замена фильтра присоединения и ВЧ кабеля ВЛ-561 и ВЛ-562;

12. Для новых ТН-561 и ТН-562 установка новых ящиков зажимов на ОРУ 500 кВ;

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		49

13. Замена существующих ящиков зажимов ТТ ВЛ-561 и ТТ ВЛ-562 на ОРУ 500 кВ;

14. Установка новых шкафов зажимов для ТТ В-561, ТТ В-1АТ-561, ТТ В-562, ТТ В-1Т-562 на ОРУ 500 кВ;

15. Привязка к шкафам питания РЗА оперативным током (ШПТ №1 и ШПТ №2);

16. Привязка к системе удаленного доступа к терминалам РЗА (АРМ РЗА) и сервера сбора;

17. Привязка к существующим цепям центральной сигнализации и вторичным цепям силовых выключателей.

4.4. Электромагнитная совместимость микропроцессорной аппаратуры

Внедрение современной микропроцессорной (МП) аппаратуры в электроэнергетике позволяет достигать лучших технических и экономических показателей за счет высокой функциональности таких устройств, простоты и гибкости настройки систем РЗА. При внедрении МП следует учитывать, что энергообъекты являются источниками сильных электромагнитных полей и помех. Чувствительность МП устройств к помехам обычно выше, чем у традиционных электромеханических устройств РЗА. Поэтому для обеспечения нормальной работы МП устройств, перед их размещением, нормативной документацией предписывается проведение определенных мероприятий по обеспечению ЭМС устанавливаемой МП аппаратуры на объекте на стадии проектирования.

При модернизации РЗА ВЛ-561 и ВЛ-562 планируется установка новой МП аппаратуры в существующем здании РЩ-500. Существующая система уравнивания потенциалов в зданиях в рамках данного проекта не изменяется. Все вновь устанавливаемое оборудование, подлежащее заземлению,

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		50

присоединяется к существующему контуру заземления. Защитное заземление выполняется путем присоединения всех металлоконструкций (шкафы, панели и т.п.), предназначенных для размещения МП и прочей аппаратуры к элементам системы уравнивания потенциалов. При этом должен обеспечиваться надежный электрический контакт корпуса (клеммы РЕ) аппаратуры с металлоконструкциями, в которых она установлена.

МП аппаратура, предназначенная для применения на электрических станциях и подстанциях, должна удовлетворять требованиям ГОСТ Р 51317-6.5-2006 [12]. Кроме того, целесообразно применение дополнительных требований устойчивости к импульсным магнитным полям при молниевых разрядах [13]. Электрическая прочность изоляции интерфейсных компонентов по входам цепей с территории распределительных устройств должна быть не ниже принимаемой для изоляции прочего вторичного оборудования.

Для всех вновь прокладываемых контрольных цепей планируется использование экранированных либо бронированных кабелей. Заземление экранов кабелей должно быть двусторонним [14].

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		51

5. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНАЯ ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА НА МИКРОПРОЦЕССОРНОМ ТЕРМИНАЛЕ ШЭ2710 581

На данный момент времени защита отходящих ВЛ осуществляется на электромеханической базе ДФЗ-503. В целях сокращения времени обслуживания и эксплуатации рабочим персоналом панелей РЗ в качестве основной быстродействующей защиты при всех видах КЗ на ВЛ предлагается установка шкафа ШЭ2710 581, содержащего полукомплект дифференциально-фазной (ДФЗ) высокочастотной (ВЧ) защиты линии электропередачи напряжением 330...750 кВ.

Дифференциально-фазная высокочастотная защита основана на сравнении фаз посредством токов высокой частоты. Анализируя фазы токов, протекающих по комплектам защит с разных концов ВЛ, можно судить о том, где произошло КЗ.

Комплекты защиты состоят из приемопередатчика - генератора токов высокой частоты (ГВЧ) и приёмника токов высокой частоты (ПВЧ). При этом ГВЧ через трансформатор связан с током фазы и управляется этим током. Работает только при положительном полупериоде тока в фазе. ПВЧ принимает сигналы как от своего ГВЧ, так и от ГВЧ противоположного комплекта (рисунок 5.1).

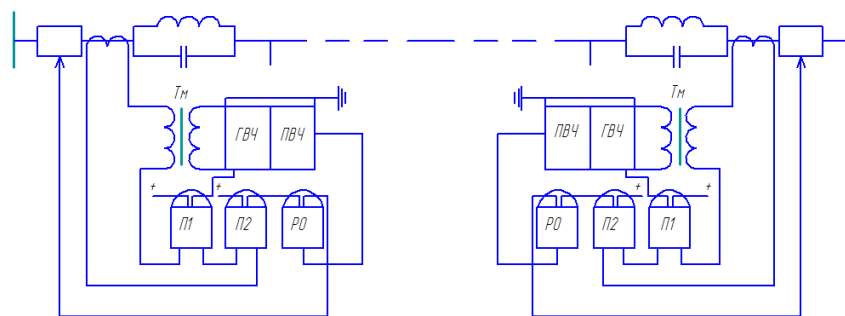


Рисунок 5.1 - Схема дифференциально-фазной высокочастотной защиты воздушной линии

П₁, П₂ – пусковые реле; РО – реле отключения.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		52

5.1. Основные требования стандарта к выбору уставок высокочастотной микропроцессорной защиты ШЭ2710 581

Расчёт уставок производим в следующем порядке:

1. Производим выбор уставки токовых органов с пуском по вектору разности фазных токов, действующего на блокировку $I_{л.бл.уст}$.

Уставка $I_{л.бл.уст}$ выбирается исходя из коэффициента отстройки и тока нагрузки $I_{нагр}$, А [15]:

$$I_{л.бл.уст} = \sqrt{3} \cdot k_{отс} \cdot I_{нагр}, \quad (5.1)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,3; $I_{нагр}$ – ток нагрузки, А.

$$I_{л.бл.уст} = \sqrt{3} \cdot 1,3 \cdot 572,1 = 1288,18 \text{ А}$$

2. Производим выбор уставки токовых органов с пуском по вектору разности фазных токов, действующего на отключение $I_{л.от.уст}$.

Уставка $I_{л.от.уст}$ выбирается исходя из коэффициента отстройки и тока $I_{л.бл.уст}$, А [15]:

$$I_{л.от.уст} = k_{отс} \cdot k_{отв} \cdot I_{л.бл.уст}, \quad (5.2)$$

где $k_{отв}$ – коэффициент ответвления, принимаем равным 1; $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,3; $I_{л.бл.уст}$ – уставка блокирующего токового органа с пуском по векторной разности фазных токов, А.

$$I_{л.от.уст} = 1,3 \cdot 1 \cdot 1288,18 = 1674,63 \text{ А}$$

3. Производим выбор уставки токовых органов с пуском по току обратной последовательности I_2 , действующего на блокировку $I_{2л.бл.уст}$, А [15]:

$$I_{2л.бл.уст} = k_{отс} \cdot \frac{I_{2нб.расч}}{k_{возв}}, \quad (5.3)$$

где $I_{2нб.расч}$ – расчетный ток небаланса обратной последовательности рассчитываемый по выражению 6.4, А; $k_{отс}$ – коэффициент отстройки

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		53

принимается равным 1,3; $k_{\text{возв}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95.

$$I_{2\text{нб.расч}} = \frac{I_{\text{л.бл.уст}}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\left(\frac{\varepsilon_1}{3}\right)^2 + (k_f \cdot Df)^2 + D\phi^2 + k_{2\text{несим}}^2}, \quad (5.4)$$

где $I_{\text{л.бл.уст}}$ – уставка блокирующего токового органа с пуском по вектору разности фазных токов, А; ε_1 – полная погрешность ТТ, принимается равной 0,03, согласно ГОСТ 7746-2001; k_f – коэффициент частотной зависимости ФТОП по данным разработчика, принимаемый равным 0,23; Df – относительная погрешность отклонения частоты, принимаемая равной 0,03; $D\phi$ – относительная погрешность настройки фильтра с учетом погрешности датчиков тока, принимается равным 0,005; $k_{2\text{несим}}$ – коэффициент несимметрии тока обратной последовательности, принимается равным 0,02, согласно ГОСТ 13109 Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения.

$$I_{2\text{нб.расч}} = \frac{1288,18}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\left(\frac{0,03}{3}\right)^2 + (0,23 \cdot 0,03)^2 + 0,005^2 + 0,02^2} =$$

17,8 А

$$I_{2\text{л.бл.уст}} = 1,3 \cdot \frac{17,8}{0,95} = 24,36 \text{ А}$$

4. Производим выбор уставки токового органа с пуском по току обратной последовательности $I_{2\text{от.уст}}$, действующего на отключение.

Отстройка от $I_{2\text{бл.уст}}$ того конца линии, с которым согласовывается данный комплект, с учетом коэффициента отстройки $I_{2\text{от.уст}}$, А [15]:

$$I_{2\text{от.уст}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{2\text{бл.уст}}, \quad (5.5)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки принимается равным 2; $I_{2\text{бл.уст}}$ – уставка блокирующего токового органа с пуском по I_2 , А.

$$I_{2\text{от.уст}} = 2 \cdot 24,36 = 48,72 \text{ А}$$

Отстройки от составляющей обратной последовательности емкостного

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		54

тока линии не требуется, так как в защите осуществляется компенсация емкостного тока.

5. Производим выбор уставки органа с пуском по напряжению обратной последовательности U_2 .

Уставка $U_{2,бл.уст}$ выбирается исходя из отстройки от напряжения небаланса обратной последовательности, вызванного погрешностью ТН и частотными небалансами ФНОП и несимметрией нагрузочного режима с учетом коэффициента надежности, кВ [15]:

$$U_{2,бл.уст} = k_{отс} \cdot \frac{U_{2нб.расч}}{k_{возв}}, \quad (5.6)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,5; $k_{возв}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,9; $U_{2нб.расч}$ – расчётное напряжение небаланса обратной последовательности рассчитываемое по выражению 6.7, кВ.

$$U_{2нб.расч} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\left(\frac{\varepsilon_1}{3}\right)^2 + (k_f \cdot Df)^2 + D\phi^2 + k_{2несим}^2}, \quad (5.7)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ; ε_1 – полная погрешность ТН, принимается равной 0,03; k_f – коэффициент частотной зависимости ФНОП по данным разработчика, принимаемый равным 0,23; Df – относительная погрешность отклонения частоты, принимаемая равной 0,03; $D\phi$ – относительная погрешность настройки фильтра с учетом погрешности, принимается равным 0,005; $k_{2несим}$ – коэффициент несимметрии напряжения обратной последовательности, принимается равным 0,02.

$$U_{2нб.расч} = \frac{500}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\left(\frac{0,03}{3}\right)^2 + (0,23 \cdot 0,03)^2 + 0,005^2 + 0,02^2} = 6,91 \text{ кВ}$$

$$U_{2,бл.уст} = 1,5 \cdot \frac{6,91}{0,9} = 11,52 \text{ кВ}$$

6. Производим выбор уставки отключающего органа с пуском по напряжению обратной последовательности $U_{2 от.уст}$.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		55

Уставка $U_{2 \text{от.уст.}}$ выбирается исходя из отстройки от уставки блокирующего органа по напряжению обратной последовательности - $U_{2\text{л.бл.уст}}$, кВ [15]:

$$U_{2\text{от.уст}} = k_{\text{отс}} \cdot U_{2\text{бл.уст}}, \quad (5.8)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5.

$$U_{2\text{от.уст}} = 1,5 \cdot 11,52 = 17,28 \text{ кВ}$$

7. Производим выбор уставки токового органа с пуском по приращению DI_2 , действующего на блокировку.

Фактически этот пусковой орган реагирует на приращение вектора тока DI_2 , равный $I_{2 \text{T}(n+1)}$ за вычетом $I_{2\text{T}(n)}$, где n - номер периода промышленной частоты. Алгоритм этого органа обеспечивает отстройку от тока небаланса обратной последовательности при максимальном токе качаний, от изменения тока при тяговой нагрузке и всех небалансов максимального рабочего режима, связанных с погрешностями ТТ и фильтра, А [15]:

$$DI_{2\text{бл.уст}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{2\text{бл.уст}}, \quad (5.9)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 0,7; $I_{2\text{бл.уст}}$ - уставка блокирующего токового органа с пуском по I_2 , А.

$$DI_{2\text{бл.уст}} = 0,7 \cdot 24,36 = 17,05 \text{ А}$$

8. Производим выбор уставки токового органа с пуском по приращению DI_2 , действующего на отключение.

Уставка $DI_{2\text{от.уст}}$ выбирается исходя из отстройки от уставки блокирующего токового органа с пуском по приращению DI_2 за вычетом $DI_{2\text{бл.уст}}$, А [15]:

$$DI_{2\text{от.уст}} = k_{\text{отс}} \cdot DI_{2\text{бл.уст}}. \quad (5.10)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 2; $I_{2\text{бл.уст}}$ - уставка блокирующего токового органа с пуском по DI_2 , А.

$$DI_{2\text{от.уст}} = 2 \cdot 17,05 = 34,1 \text{ А}$$

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		56

9. Производим выбор уставки токового органа с пуском по приращению DI_1 , действующего на блокировку.

Фактически этот пусковой орган реагирует на приращение вектора тока DI_1 , равный $I_{1T(n+1)}$ за вычетом $I_{1T(n)}$, где n - номер периода промышленной частоты. Алгоритм этого органа обеспечивает отстройку от тока небаланса прямой последовательности при максимальном токе качаний, от изменения тока при тяговой нагрузке и всех небалансов максимального рабочего режима, связанных с погрешностями ТТ и фильтра, А [15]:

$$DI_{1\text{бл.уст}} = k_{\text{отс}} \cdot DI_{2\text{бл.уст}}, \quad (5.11)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимаемый равным 4; $DI_{2\text{бл.уст}}$ - уставка блокирующего токового органа с пуском по DI_2 , А.

$$DI_{1\text{бл.уст}} = 4 \cdot 17,05 = 68,2 \text{ А}$$

10. Производим выбор уставки токового органа с пуском по приращению DI_1 , действующего на отключение.

Уставка $DI_{1\text{от.уст}}$ выбирается исходя из отстройки от уставки отключающего токового органа с пуском по приращению $DI_{1\text{от.уст}}$, А [15]:

$$DI_{1\text{от.уст}} = k_{\text{отс}} \cdot DI_{2\text{от.уст}}, \quad (5.12)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимаемый равным 4; $DI_{2\text{от.уст}}$ - уставка отключающего токового органа с пуском по DI_2 , А.

$$DI_{1\text{от.уст}} = 4 \cdot 34,1 = 136,4 \text{ А}$$

11. Произведём выбор угла блокировки органа сравнения фаз.

Уставка $\varphi_{\text{бл}}$ определяется исходя из условий селективной работы при внешнем КЗ с максимальным углом между векторами напряжений по концам линии.

При длине воздушной линии ≥ 150 км угол блокировки защиты $\varphi_{\text{бл}} = 65^\circ$ [15].

12. Произведём расчёт угла максимальной чувствительности.

Угол максимальной чувствительности $\Phi_{\text{мч}}$ при вводе в защиту параметров линии рассчитывается алгоритмом защиты [15]:

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		57

$$\varphi_{\text{мч}} = \arctg \frac{X_{1\text{уд.}}}{R_{1\text{уд.}}} \quad (5.13)$$

где $X_{1\text{уд.}}$ - реактивное удельное сопротивление ВЛ прямой последовательности, Ом/км; $R_{1\text{уд.}}$ - активное удельное сопротивление ВЛ прямой последовательности, Ом/км.

$$\varphi_{\text{мч}} = \arctg \frac{0,304}{0,02} = 86,24^\circ$$

В связи с сохранением традиционной российской идеологии построения защиты используемых в панелях типа ДФЗ-503 и ДФЗ-504, рассчитанные уставки высокочастотной микропроцессорной защиты ШЭ2710 581, включающих в себя определение значений параметров срабатывания защиты, входят в рекомендуемые диапазонные значения.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		58

6. ТРЕБОВАНИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ РЗА ОРУ-500 КВ

6.1 Общие положения

Работы по техническому обслуживанию устройств РЗА и вспомогательных цепей в действующих электроустановках производятся по нарядам или письменным распоряжениям в соответствии с требованиями Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок [16] с принятыми на станции уточнениями в соответствии с ежегодно издаваемыми Указаниями №1 и №2 «О вводе в действие пересмотренных документов по ОТ».

К проверкам устройств РЗА допускается релейный персонал, обученный, прошедший проверку знаний и имеющий допуск на самостоятельную проверку данных устройств.

Персонал цеха релейной защиты и автоматики (ЦРЗА), не имеющий допуск к самостоятельной проверке какого-либо вида устройств РЗА, может производить работы на таком устройстве только в составе бригады, в которой производитель имеет допуск к самостоятельной проверке устройства.

Самостоятельная работа персонала ЦРЗА, не имеющего допуска к проверкам данного вида устройств, может разрешаться только на не включенных в работу устройствах РЗА, не связанных с действующим оборудованием.

Во всех случаях, когда работа на устройствах РЗА производится не допущенным к их проверке персоналом, ответственность за выполняемую этим персоналом работу несет производитель или лицо, разрешившее проведение работы.

Персонал при производстве работ на панелях и в шкафах РЗА, в цепях вторичной коммутации должен использовать изолированный инструмент, пользоваться индивидуальными защитными средствами, когда это предусмотрено правилами охраны труда [17].

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		59

Для замеров напряжений в цепях действующих присоединений разрешается использовать только высокоомные вольтметры с внутренним сопротивлением не менее 1000 Ом/В.

При проверке цепей отключения (например, в рассечку накладки) два таких вольтметра, на пределах не ниже 250 В, включаются последовательно.

Применение в качестве указателей напряжения контрольных ламп запрещается. Сопротивление лампы накаливания находится в пределах 100-2000 Ом, через такое сопротивление могут работать промежуточное реле релейных схем и оптронные элементы дискретных входов микропроцессорных схем защиты, автоматики.

Работы в цепях РЗА должны производиться по исполнительным схемам. Работа без схем, по "памяти" запрещается.

При работах по программе в ней последовательно отмечается выполнение пунктов в процессе производства работ. Если один пункт программы предусматривает выполнение нескольких действий (отключение или подключение ряда цепей, операции с несколькими коммутационными устройствами и т.п.), в программе необходимо отмечать выполнение каждого указанного действия. И лишь затем делается общая отметка о выполнении пункта программы.

При производстве работ на действующих панелях те части коммутации или аппаратов, к которым в процессе работ возможно случайное прикосновение инструментом, проводами и т.д., должны быть изолированы или ограждены изоляционным материалом.

Если необходимо с одной шпильки реле снять монтажный провод, в то время как остальные шпильки находятся под напряжением, последние должны быть заизолированы или ограждены изоляционным материалом (такие работы могут допускаться только в исключительных случаях и выполняться двумя лицами) [17].

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		60

Для временных испытательных схем должны необходимо использовать столы с достаточной прочностью, без металлических рабочих поверхностей или металлических обрамлений. Временные питающие линии должны быть выполнены изолированным проводом, надежно закреплены, питание их осуществляться должно через автоматический выключатель, последовательно с которым устанавливается коммутационное устройство с видимым разрывом цепи. При снятии напряжения со схемы первым выключается выключатель, а затем штепсельный разъем. Сборку временных схем, переключение проводов в схеме, перестановку приборов в ней запрещается производить без снятия напряжения и создания видимого разрыва питающей сети.

Металлические корпуса приборов и разделительных трансформаторов должны надежно заземляться. Вторичные обмотки разделительных трансформаторов не заземляются.

Изоляция соединительных проводников не должна быть нарушенной. Измерения следует производить сухими руками в одежде с опущенными рукавами, кольца и металлические браслеты должны быть сняты.

При перерывах и окончании работ по техническому обслуживанию должна быть отключена линия временного питания стендов, временных схем, электрифицированных приборов, инструмента и т.п. с созданием видимого разрыва.

Перед подачей оперативного тока для наладки и опробования схем коммутационных аппаратов, управление которыми производится из нескольких мест, должна быть устранена возможность управления ими с других мест (отключены цепи, вывешены плакаты).

При работах в цепях вторичных обмоток ТН с подачей напряжения от постороннего источника отключаются автоматические выключатели и рубильники, установленные в цепях вторичных обмоток ТН [17].

Все вторичные обмотки измерительных ТТ и ТН должны иметь постоянное заземление. Запрещается снимать эти заземления, если ТТ и ТН

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

находятся под рабочим напряжением. Запрещается снимать заземления металлических корпусов устройств РЗА, находящихся в работе.

При необходимости переключений в цепях вторичных обмоток ТТ при протекании тока через его первичную обмотку вторичная обмотка должна быть предварительно закорочена на специальных выводах или на контрольных штекерах испытательных блоков. Переключения должны производиться с диэлектрического коврика. Откручивание винтов, крепящих провода, следует производить медленно, одной рукой, не касаясь другой рукой ни вторичной коммутации, ни корпуса панели, при появлении малейшего искрения, треска, винт следует немедленно закрутить обратно и еще раз тщательно проверить подготовительную схему. При раскорачивании токовых цепей измерительных ТТ должны быть немедленно прекращены все работы в устройствах РЗА и в аварийном порядке отключены коммутационные аппараты в цепях первичных обмоток этих ТТ.

При проверке полярности обмоток ТТ импульсами постоянного тока измерительный прибор должен предварительно надежно присоединен к выводам вторичной обмотки, только после этого в первичную обмотку можно подавать импульс тока.

Вторичные цепи измерений и защиты должны присоединяться к выводам вторичных обмоток ТТ только после полного окончания монтажа всех цепей, с проверкой целостности токовых цепей.

При производстве работ следует строго следить, чтобы различные части тела работника не прикасались одновременно к элементам или точкам схемы, находящимся под напряжением 25 В и выше, и заземленным предметам и аппаратам (заземленным корпусам панелей, приборов, стенов, батарей отопления и др.).

При наличии в схемах устройств РЗА конденсаторов сглаживающего фильтра в случае необходимости работы в этих цепях конденсаторы должны быть разряжены после отключения выпрямителя [17].

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		62

При выполнении работ в цепях статора вращающегося не возбужденного генератора (измерение значения остаточного напряжения, чередование фаз и т.п.) принять меры по блокированию включения автоматики гашения поля (АГП), предварительно проверить отсутствие большого значения напряжения на вторичной обмотке измерительного ТН. Работы следует производить в диэлектрических перчатках или диэлектрических ботах.

Настройка, проверка и измерение фильтров присоединения ВЧ части ДФЗ, устройств ВЧТО, АВПА, АКА-16(32) КЕДР, АВАНТ Р-400, отбора напряжения разрешается на действующем ВЧ канале.

При этом нижняя обкладка конденсатора связи должна быть заземлена по нормальной схеме через линейную катушку фильтра присоединения или заземляющий дроссель с разрядником, включенным между нижней обкладкой конденсатора связи и землей.

Подключать и отключать приборы в цепи между конденсатором связи и фильтром присоединения и в шкафу отбора напряжения разрешается только при наглухо заземленной с помощью заземляющего ножа обкладки конденсатора связи.

При работах в верхней части панели должны использоваться специально изготовленные устойчивые подставки. Запрещается использовать металлические подставки и стремянки.

Подключать электроинструмент напряжением до 50В к электросети 220В через автотрансформатор или потенциометр запрещается.

Все электросварочные работы в пределах ОРУ, РЩ и кабельных каналов должны производиться только по двух проводной схеме.

Использование в качестве обратного провода заземляющих устройств в вышеуказанных местах категорически запрещается [17].

При обнаружении пожара или признаков горения в здании, помещении (задымление, запах гари, повышение температуры воздуха и др.) необходимо

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		63

действовать в соответствии с требованиями ИПБ 907-212.029.456-2018 «Общеобъектовой инструкции о мерах пожарной безопасности на Братской ГЭС».

Перечисленные требования безопасности не являются исчерпывающими, а дополняют действующие правила и инструкции.

6.2. Особенности проведения работ на РЩ-500 (ОРУ-500)

Персонал ЦРЗА, производящий работы на устройствах РЗА по разрешенной заявке, до окончания работы запрещается отвлекать на другие работы. Исключение допускается только для выполнения работ по ликвидации аварий, пожаров и последствий стихийных бедствий.

Неотложные работы, связанные с послеаварийными проверками проводятся персоналом ЦРЗА. В отдельных случаях эти работы разрешается проводить персоналу ЦРЗА самостоятельно.

Все проверки устройств РЗА (кроме проверки рабочим током и напряжением), как правило, должны производиться от посторонних источников постоянного и переменного напряжения.

Во избежание коротких замыканий все переключения в цепях напряжения при проверке рабочим напряжением должны, как правило, производиться при снятом напряжении.

Снятие напряжения в этом случае должно осуществляться коммутационными устройствами (испытательные блоки, рубильники, накладки), а не отсоединением отдельных проводов, после которого требуется проверка правильности их обратного включения.

Проверка устройств РЗА должна производиться с помощью комплектных испытательных устройств. Использование временных испытательных схем допускается в исключительных случаях [17].

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Для питания стендов и комплектных испытательных устройств должны использоваться отдельные фидера, через которые питаются "сборки" или "щитки ЦРЗА" с коммутационной аппаратурой и четкими надписями.

При испытаниях защит действующих присоединений запрещается использовать оставшиеся под напряжением зажимы оперативного тока панели для подачи оперативного тока в испытательные схемы.

При испытаниях защит действующих присоединений не рекомендуется пользоваться зажимами цепей напряжения панели для присоединения приборов, при помощи которых снимаются векторные диаграммы.

Для снятия векторных диаграмм на панелях желательна установка специальных зажимов или клемм, удаленных друг от друга, для присоединения проводов к которым, не требуется пользоваться отверткой.

Кроме отключения накладок, в выходных цепях устройств, при подготовке работ на панели действующего присоединения, при сложных устройствах с развитыми цепями оперативного тока (например, комплектные панели сложных защит, УРОВ, дифференциальных защит шин, противоаварийной автоматики), необходимо разрывать выходные цепи на концевых зажимах проверяемой панели и принять меры к их ограждению от случайной подачи оперативного тока (использовать прокладки, бандаж или бинт из лакоткани).

При появлении в сети постоянного оперативного тока "земли" прекращаются все работы в цепях вторичной коммутации, кроме работ по отысканию и устранению "земли", так как при случайном замыкании в процессе работы второй точки схемы на "землю" возможно ложное срабатывание устройств РЗА. Это видно из схемы на рисунка 6.1. [17].

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		65

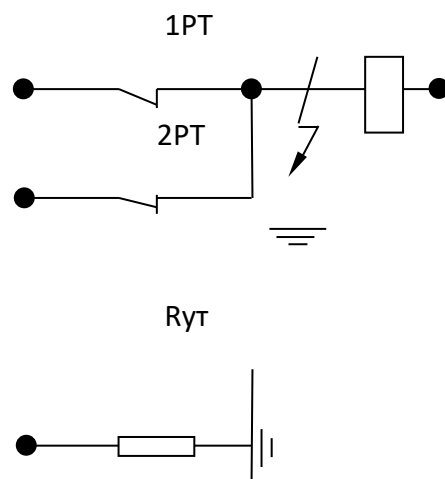


Рисунок 6.1. Схема вторичных цепей с замыканием на землю в двух точках

На действующих присоединениях запрещается производить работы, при которых возможна подача напряжения из сети переменного напряжения в сеть постоянного тока или возможно случайное объединение цепей переменного напряжения и токовых цепей, а также цепей оперативного тока, питаемых от разных аккумуляторных батарей.

Запрещается работа в токовых цепях действующего присоединения, если токовые цепи, на которых производится работа, не закорочены.

Снятие вольтамперных характеристик трансформаторов тока даже отдельного керна трансформатора тока допускается только в случае отключения всех сердечников встроенного или выносного трансформатора тока.

Перед обратным включением ранее отключенных токовых цепей бывшего в ремонте присоединения эти защиты должны быть проверены рабочим током [17].

При работах в цепях напряжения и оперативного тока действующего присоединения, и особенно при снятии вольтамперных характеристик трансформаторов тока, не разрешается использование для присоединения испытательных цепей лабораторных испытательных зажимов типа

"крокодил". Применение этих зажимов на панелях действующего оборудования допускается только при замерах сопротивлений и замера в цепях, заведомо неопасных с точки зрения возможных коротких замыканий при неожиданном срыве зажима "крокодил" с места присоединения.

Запрещается бросать лабораторные концы и снимать подключенные, сдергивая их. Концы необходимо снимать руками и передавать их из рук в руки, не допуская их падения.

Запрещается стучать по действующим панелям и нажимать на крышки реле.

При производстве сверловочных работ должны быть приняты меры, предотвращающие попадание металлической стружки или опилок в устройствах РЗА, а также меры, предотвращающие ложные действия устройств РЗА из-за сотрясения панели. При невозможности принятия мер, исключающих ложную работу, работа по сверловке производится на отключенном оборудовании с оформлением соответствующей заявки.

При монтажных работах на действующих панелях запрещается вытягивать отдельные провода из потока, не изолировав предварительно оба конца, при этом жгут следует ослабить во избежание повреждения изоляции остающихся проводов.

При невозможности вытянуть длинный провод из потока проводов действующих цепей запрещается демонтировать их перекусыванием по частям. В этом случае, неиспользуемые длинные провода надёжно изолируются с двух сторон и увязываются в существующие потоки.

Прокладывать провода и кабели на действующих панелях нужно с особой осторожностью, надёжно изолировав концы прокладываемых проводов и собрав провода в жгуты.

Запрещается проверка цепей в схеме действующих панелей с помощью телефонных трубок, батареек с лампочками, омметров и других низкоомных приборов [17].

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		67

После окончания проверки аппаратуры, установленной на панелях, должно проводиться опробование взаимодействия на постоянном оперативном токе на выходные промежуточные реле или другие выходные элементы панелей, с тем, чтобы при окончательном опробовании действия устройств РЗА можно было бы свести к минимуму количество коммутационных операций.

Опробование выходных цепей РЗА и ПА присоединений 500 кВ находящихся в управлении диспетчера системы, необходимо производить бригадой не менее двух ИТР для взаимного контроля действий.

При опробовании взаимодействия аппаратуры в полной схеме обязательно должен быть подан оперативный ток в схему сигнализации, и при проверке должно испытываться совместное действие аппаратуры РЗА и сигнализации.

Подача и снятие оперативного тока присоединений производится оперативным персоналом или с его разрешения производителем работ.

Дистанционное включение и отключение первичных коммутационных аппаратов для опробования может производить производитель работ ЦРЗА по разрешению дежурного персонала.

Все необходимые операции с коммутационной аппаратурой производятся оперативным персоналом.

6.3. Работы, выполняемые оперативным персоналом в устройствах РЗА (оперативные работы) РЩ-500 (ОРУ-500)

Под оперативными работами на панелях и в цепях защиты подразумеваются работы, выполняемые оперативным персоналом станции по заранее составленным типовым бланкам переключений, инструкциям (указаниям).

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		68

К таким работам относятся, например, включение или отключение отдельных защит, ввод или вывод УРОВ, АПВ, АВР, устройств ПА, перевод присоединений на обходной выключатель, обмен сигналами постов высокочастотных защит, уборка пыли на реле [17].

Производство оперативных работ на панелях и в цепях защиты разрешается только лицам надлежащей квалификации и прошедшим соответствующий инструктаж.

Все изменения в состоянии устройств, выполненные в оперативном порядке, фиксируются в оперативном журнале.

Оперативные изменения уставок допускаются на защитах обходных и шинных соединительных выключателей, снабженных таблицами, и фиксируются записью в оперативном журнале.

Особой разновидностью оперативных работ является определение видов и ступеней защит, действующих на отключение при коротких замыканиях, ненормальных режимах или при срабатывании блинкеров без видимых причин по выпавшим флажкам блинкеров, по свечению светодиодов или по буквенно-цифровому коду на дисплеях микропроцессорных устройств. При этом необходимо соблюдать следующие условия:

По возможности учет сигналов срабатывания должен производиться двумя лицами. В журнале указываются все сигналы срабатывания.

Возврат сигналов срабатывания (поднятие флажков блинкеров, квитирование светодиодов, сброс индикации на дисплеях) следует выполнять без особого промедления, имея ввиду возможность повторных действий защиты (особенно после успешного АПВ).

После отключения линии перед ручным опробованием линии все выпавшие блинкера и фиксирующие приборы должны быть помечены, записаны и подняты, в исключительных случаях при необходимости немедленной подачи напряжения потребителям допускается включение линии

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		69

производить без поднятия блинкеров, если поднятие блинкеров задерживает ликвидацию аварии [17].

При всех случаях квитировать сигналы срабатывания можно только после выполнения отметки о срабатывании устройства: для блинкеров это пометка мелом на корпусе блинкера или рядом; для светодиодов – запись светящихся светодиодов с последующей их расшифровкой; в микропроцессорных устройствах запись сигналов срабатывания происходит автоматически. При повторном появлении сигнала срабатывания выполняется вторая отметка, запись и т.д.

Убирать отметки и ликвидировать записи можно после фиксации релейным персоналом или получения от них разрешения.

Сообщение оперативному диспетчеру должно быть кратким и ясным и содержать, кроме названия защиты: перечисление всех сигналов срабатывания; сведения о запусках ЦРАП; данные замеров приборов фиксирующих короткое замыкание. При срабатывании фиксирующих приборов отмечаются и записываются выпавшие блинкера, снимаются показания приборов, после чего фиксирующие приборы приводятся в состояние повторной готовности.

Переключающие устройства, которыми разрешено пользоваться оперативному персоналу, относятся к числу оперативных и должны иметь отличительную табличку оранжевого цвета с наименованием переключающего устройства.

Рабочие положения оперативных переключающих элементов (накладки, ключи) должны иметь цветовую маркировку. Не маркируются переключающие элементы, которые нормально могут находиться в различных положениях в зависимости от режима. На крышки испытательных блоков со снятыми контактными перемычками (холостые) должна быть нанесена широкая продольная полоса белого цвета.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

6.4. Работы по ликвидации аварий

К таким работам, выполняемым оперативным персоналом относятся:

- отыскание "земли" в цепях оперативного тока [17];
- замена перегоревших плавких вставок или обратное включение отключающихся автоматов в цепях оперативного тока, а в случае необходимости, отыскание места повреждения в этих цепях;
- обратное включение защитных автоматов в цепях трансформаторов напряжения;
- перевод защит на резервные трансформаторы напряжения при явных признаках повреждения основных трансформаторов напряжения.

Порядок действий оперативного персонала указан в соответствующих инструкциях по эксплуатации.

Перед производством работ оперативный персонал должен по возможности проконсультироваться у соответствующих работников ЦРЗА, если отсутствуют четкие указания по этому виду работ в оперативных указаниях.

О работах на панелях или в цепях РЗА НСС должен поставить в известность персонал ЦРЗА.

Ответственность за правильность производства работ несет персонал, принимавший участие в работе, в ее разрешении и консультировавший работу [17].

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		71

7. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

В связи с предложенной и обоснованной в основной части ВКР заменой существующей дифференциальной защиты ДФЗ-503 на электромеханической основе на высокочастотную микропроцессорную защиту ШЭ2710 581 компании «ЭКРА», в данном разделе составим сметный расчёт на демонтаж старого оборудования и монтаж нового оборудования.

7.1. Сметная стоимость реконструкции

Реконструкция – это осуществляемое по единому проекту полное или частичное переоборудование производства. К реконструкции относится строительство новых цехов и объектов взамен ликвидируемых.

Денежные средства, которые необходимы для осуществления строительства в соответствии с требованиями проекта и есть сметная стоимость. Это является основой для финансирования строительства (строительно-монтажные работы) оплаты расходов по приобретению и доставке оборудования.

Стоимость всего строительства определяется его сметой – экономическим документом, характеризующим предел допустимых затрат на сооружение объекта. Смета – это документ, определяющий стоимость реализации проекта, в котором определяются денежные, трудовые и материальные затраты, необходимые для выполнения определенного объема работ. Сметная документация является основным финансовым документом на весь период выполнения работ [18].

Для определения сметной стоимости используются сметные нормы на строительные работы, прейскуранты на оборудование, стоимость монтажа оборудования, единичные расценки - нормативы, характеризующие сметную стоимость единицы строительных работ и включающие стоимость

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
						72
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

материалов, заработную плату рабочих, затраты на эксплуатацию используемых механизмов, нормы накладных расходов [18].

Структура сметной стоимости строительно-монтажных работ включает в себя три основных пункта:

1. Прямые затраты - состоят из денежных затрат на материалы: элементы, конструкции, сырьё, полуфабрикаты, зарплаты рабочих, эксплуатации машин и механизмов, зарплаты машинистов и т.д.;

2. Накладные расходы - берутся в процентах от прямых затрат. Включают в себя административно-хозяйственные расходы, зарплату работников аппарата управления, затраты рабочих по обслуживанию, затраты по обслуживанию строительной площадки, прочие затраты (командировки, штрафы, пени, неустойки и т.д.);

3. Плановая прибыль - составляет процент от себестоимости, или процент от основной заработной платы из прямых затрат.

Совокупность прямых затрат и накладных расходов представляют собой себестоимость производства работ.

7.2. Локальные ресурсные ведомости

В данной выпускной работе выполнено составление сметного документа по нормативному документу ГЭСНм-2001-08 (государственные элементные сметные нормы на монтаж электротехнических установок) [19] и по ВНиР В17-13 (ведомственные нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы) [20]. Локальные ресурсные сметные ведомости представлены в таблицах 7.1 и 7.2.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		73

Таблица 7.1 – Локальная ресурсная ведомость на демонтаж шкафов защиты

№ п/п	Шифр, номера нормативов и коды ресурсов	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Количество	
				На ед. изм.	Общая величина
1	2	3	4	5	6
В17-13-45		Демонтаж шкафа защиты		2	
1		Отсоединение основания шкафа от закладных деталей фундамента электросваркой	чел.-ч.	0,71	1,42
2		Демонтаж	чел.-ч.	2,3	4,6
2.1		Средний разряд рабочих		3	
Итого по ведомости					
Затраты труда			чел.-ч.	6,02	

Таблица 7.2 – Локальная ресурсная ведомость на монтаж терминалов защиты

№ п/п	Шифр, номера нормативов и коды ресурсов	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Количество	
				На ед. изм.	Общая величина
1	2	3	4	5	6
01-04-033		Монтаж терминала защиты		2	
1	01-04-033-03	Затраты труда рабочих монтажников	чел.-ч.	258	516
		В том числе:			
		Инженер по наладке и испытания 1 категории	чел.-ч	154,8	309,6
		Техник по наладке и испытаниям 1 категории	чел.-ч	103,2	206,4
Итого по ведомости					
Затраты труда			чел.-ч	516	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В первой главе были рассмотрены общие сведения о Братской ГЭС. Представлена краткая характеристика ОРУ-500 кВ, рассмотрено основное оборудование, установленное на отходящих воздушных линиях ВЛ-561, ВЛ-562. Произведён анализ токов нагрузки линий: ВЛ-561 $I_{cp} = 571,54$ А; ВЛ-562 $I_{cp} = 572,1$ А; ВЛ-569 $I_{cp} = 353,92$ А; ВЛ-570 $I_{cp} = 364,8$ А; ВЛ-571 $I_{cp} = 871,73$ А.

Во второй главе были составлены схемы замещения, рассчитаны токи короткого замыкания в объеме, необходимом для проверки электрооборудования. Периодическая составляющая тока на шинах 500 кВ составила $I_{по} = 22,41$ кА. Ударный ток составил $I_{уд.} = 57,15$ кА.

В третьей главе произведена проверка выключателя GL317, разъединителя РОНЗ-500, трансформатора тока ТФЗМ по длительно допустимому току, термическому воздействию, проверка по отключающей способности коммутационных аппаратов, а также была рассчитана вторичная нагрузка измерительных трансформаторов.

Следующим этапом была рассмотрена реконструкция устройств релейной защиты и автоматики на воздушных линиях ВЛ-561, ВЛ-562. Выбрано новое оборудование - трансформаторы тока и напряжения 500 кВ, ошиновка оборудования на ОРУ-500.

В пятой главе приведено описание микропроцессорного терминала ШЭ2710 581, произведён расчёт уставок в рамках основных требований стандарта, приведена описательная часть принципа действия защиты.

В шестой главе рассмотрены вопросы техники безопасности при эксплуатации устройств релейной защиты, электромеханики, телемеханики и вторичных цепей.

В экономическом разделе составлена локальная ресурсная ведомость на демонтаж текущего оборудования и монтаж нового. Затраты труда на

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		75

демонтаж шкафов защиты составили 6,02 чел.-ч. Затраты труда на монтаж устанавливаемых терминалов защит составили 516 чел.-ч.

Таким образом, в рамках выпускной квалификационной работы была предложена модернизация устройств релейной защиты ВЛ-561, ВЛ-562 Братской ГЭС, которая включает в себя замену измерительных ТТ и ТН на трансформаторы более высокого класса точности, замену панелей типа ДФЗ-503 на высокочастотную дифференциально-фазную защиту на базе микропроцессорного терминала ШЭ2710 581 компании «ЭКРА».

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		76

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дворецкая М.И., Жданова А.П., Лушников О.Г., Слива И.В./ под общей редакцией к.т.н., проф. Берлина В.В. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник – Санкт-Петербург: Изд-во Политехн. ун-та, 2018. – 224 с.
2. ООО "ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация". Братская ГЭС. Производственная инструкция Э 907-212.005.156-2018, 2018. - 27 с.
3. ПАО Иркутскэнерго. Филиал Братская ГЭС. Типовая инструкция Э212.005.156-2015, 2015. - 21 с.
4. ООО "ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация". Братская ГЭС. Производственная инструкция Э 907-212.005.162-2018, 2018. - 19 с.
5. ALSTOM. Рабочая инструкция "Элегазовый автоматический выключатель GL317" 07-2002, D1166RU/01, 2002. - 50 с.
6. Чернобровов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: «Энергия», 1971. – 624 с.
7. Электрические часть станций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: Учебное пособие / А.Н. Емцев. - Братск: ГОУ ВПО "БрГУ", 2007. - 169 с.
8. Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты автоматики. Приложение к приказу Минэнерго России №101 от 13.02.2019, 2019. - 44 с.
9. ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока», 2018. - 47 с.
10. РД 34.20.175 «Указания по ограничению токов короткого замыкания в сетях напряжением 110 кВ и выше». СПО ОРГРЭС, 1975. - 284 с.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		77

11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-ое издание, ISBN 978-5-93196-751-6, 2007. - 552 с.
12. ГОСТ Р 51317-6.5-2006 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний», 2007. - 31 с.
13. ГОСТ Р 50649-94 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний», 1995. - 23 с.
14. СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства», 2010. - 147 с.
15. СТО 56947007-29.120.70.032-2009 "Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной и высокочастотной микропроцессорных защит сетей 220 кВ и выше , устройств АПВ сетей 330 кВ и выше производства ООО НПП «ЭКРА», 2009. - 85 с.
16. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (в ред. от 15.11.2018). ISBN 978-5-6012331-7-7, 2019. - 176 с.
17. ООО "ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация". Братская ГЭС. Производственная инструкция Р 907-212.006.301-2019, 2019. - 22 с.
18. Ценообразование и сметное нормирование в строительстве: учебное пособие / М. А. Королева. – 2-е изд., доп. и перераб. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. – 263 с.
19. ГЭСНм–2001–08. Государственные элементные сметные нормы на монтаж оборудования. Сборник расценок на монтаж электротехнических установок, сборник №8 - 2001. - 265 с.
20. ВНиР В17-13. Ведомственные нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы – 2006. - 49 с.

					13.03.02-ЭП-01-ВКР-014-18-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		78