

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ

Выпускная квалификационная работа бакалавра
по направлению подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение
(по отраслям)
профилю подготовки «Энергетика»
специализации «Управление производством: электроснабжение, электромеханика и
автоматика

Идентификационный код ВКР: 130

Екатеринбург 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный профессионально-педагогический
университет»
Институт инженерно-педагогического образования
Кафедра энергетики и транспорта

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:
Заведующая кафедрой ЭТ
_____ А.О.Прокубовская
« ____ » _____ 2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ

Исполнитель:
студент группы УПЭ-401

Е.Н. Волков

Руководитель:
старший преподаватель кафедры ЭТ

И.М. Морозова

Нормоконтролер:
старший преподаватель кафедры ЭТ

Т.В. Лискова

Екатеринбург 2018

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 51 странице, содержит 14 рисунков, 9 таблиц, 30 источников литературы, а также приложения на 1 странице.

Ключевые слова: РЕКОНСТРУКЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ТОК.

Волков Е. Н. Реконструкция подстанции напряжением 110/10 кВ: выпускная квалификационная работа / Е. Н. Волков; Рос. гос. проф.-пед. ун-т, Ин-т инж.-пед. образования, Каф. энергетики и транспорта. – Екатеринбург, 2018. – 50 с.

Краткая характеристика содержания ВКР:

1. Тема выпускной квалификационной работы «Реконструкция подстанции напряжением 110/10 кВ». В работе произведен технико-экономический расчет реконструкции подстанции напряжением 110/10 кВ.

2. Цель работы: разработать проект реконструкции подстанции напряжением 110/10 кВ.

3. В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выполнен анализ таблицы электрических нагрузок подстанции «Горный Щит», напряжений низкой и высокой сторон подстанции, мощности и коэффициента мощности реконструируемой подстанции, номинальной мощностью энергосистемы, длины ЛЭП.

4. В данной работе производится обоснование замены оборудования на понизительной подстанции «Горный Щит» 110/10кВ. Основная часть оборудования, которой последний раз менялась в конце 70-х и начале 80-х годов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ОПИСАНИЕ ПОДСТАНЦИИ «ГОРНЫЙ ЩИТ»	7
РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	10
1.1. Расчет электрической нагрузки и выбор силовых трансформаторов	10
1.1.1. Основные потребители электрической энергии подстанции «Горный Щит».....	10
1.1.2. Расчет электрических нагрузок.....	11
1.1.3. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции ...	12
1.2. Расчет токов короткого замыкания.....	13
1.3. Выбор коммутационных аппаратов	16
1.4. Расчет защитного заземления.....	23
1.5. Расчет и выбор релейной защиты трансформаторов	26
1.5.1. Расчет максимальной токовой защита и дифференциальная токовая защита силового трансформатора	26
1.5.2. Газовая защита	28
1.6. Расчет и выбор релейной защиты комплектного распределительного устройства 10 кВ.....	30
1.6.1. Земляная защита и токовая отсечка комплектного распределительного устройства	30
1.6.2. Дуговая защита	34
1.7. Экономическая часть.....	37
1.7.1. Основные положения	37
1.7.2. Расчет затрат на электрооборудование	38
1.7.3. Расчет затрат на эксплуатацию оборудования	39

2.7.4.	Расчет экономического эффекта и срока окупаемости.....	40
3	РАЗРАБОТКА УРОКА ПРАКТИЧЕСКОГО ОБУЧЕНИЯ.....	41
3.1.	Список возможных вопросов для актуализации знаний:	42
3.2.	Пример решения задачи	43
3.3.	Критерии оценки деятельности обучающихся	44
3.4.	Задачи для самостоятельного решения	44
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	49
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	49
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	

1.1.1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время идет интенсивный рост промышленности, который приводит к увеличению потребления электроэнергии. Это приводит к росту производства электроэнергии и сопровождается развитием электроэнергетических систем, которое идет по пути централизации выработки электроэнергии на крупных электростанциях и интенсивного строительства линий электропередач и подстанций.

Постоянное развитие электроэнергетики приводит к тому, что необходимо улучшать качество электроснабжения и электроэнергии. Для этого необходимо строить новые энергообъекты или реконструировать старые. Проектирование подстанций электроэнергетических систем представляет собой сложный процесс выработки и принятия технических решений по составу электрооборудования, главным схемам электрических соединений, компоновкам и конструкциям распределительных устройств, измерениям, релейной защите и автоматике. Поэтому строительство нового объекта обходится намного дороже, чем реконструкция.

Реконструкция подразумевает проверку старого оборудования по новым параметрам, замена того оборудования, которое не подходит по данным параметрам или которое морально и физически устарело.

Основная цель выполнения выпускной квалификационной работы заключается в понимании и усвоении принципов проектирования, реконструкции трансформаторных подстанций, а также овладение методами расчета и анализа их установившихся режимов.

Трансформаторные подстанции служат для приема, преобразования и распределения электрической энергии.

Подстанции должны обеспечивать надёжное электроснабжение потребителей и требуемое качество электроэнергии. При этом их работа должна соответствовать требованиям наибольшей экономичности и

безопасности, что относится и к условиям проектирования, и к условиям эксплуатации

Задача выбора оптимального варианта любого энергетического объекта, решается на основе сопоставления конкурентоспособных вариантов по технико-экономическим показателям, с использованием критерия минимума приведенных затрат. В их состав входят: капиталовложения, издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание, затраты на компенсацию потерь мощности и электроэнергии и вероятный ущерб от перерывов электроснабжения потребителей.

Объектом исследования является подстанция напряжением 110/10 кВ.

Предметом исследования является аппараты подстанции напряжением 110/10 кВ.

Цель: разработать проект реконструкции подстанции напряжением 110/10 кВ.

Задачи:

- разработать вариант реконструкции действующей подстанции напряжением 110/10 кВ;
- определить количество и номинальную мощность трансформаторов;
- произвести расчет установившихся режимов;
- произвести расчет токов короткого замыкания;
- определить оборудование для стороны 110 кВ и стороны 10 кВ;
- произвести расчет релейной защиты;
- произвести расчет экономической части;
- выполнить методическую часть.

1.1.2. ОПИСАНИЕ ПОДСТАНЦИИ «ГОРНЫЙ ЩИТ»

Проходная понизительная подстанция «Горный Щит» получает электроэнергию от двух магистральных линий ВЛ1 и ВЛ2, также питающие подстанцию «Гвоздика» и «Полевская». На подстанции установлены два трансформатора ТДН-16000/110/10. Необходимость двух трансформаторов обусловлена тем, что подстанция запитывает потребителей различной степени категории электроснабжения. Трансформаторы выбраны с регулированием напряжения под нагрузкой. Каждый трансформатор подключен к отдельной секции шин 10кВ через масляный выключатель (ВЭС-10. Эти секции связаны через систему АВР, т.е. I секция, питается от первого трансформатора и вторая секция запитывается от второго трансформатора, соответственно. Таким образом, секции, питаемые от разных трансформаторов, могут взаимно резервировать друг друга в случае аварии или ревизии трансформатора. Для ограничения токов короткого замыкания секционные выключатели АВР нормально отключены.

Трансформаторы Т1 и Т2 подключены к линиям через разъединители РНДЗ.1 – 110/2000 У1 и отделители ОД – 110/600. На вводах трансформаторов установлены короткозамыкатели КЗ – 110 и так как сеть с глухозаземленной нейтралью, то они установлены только на одной фазе. Короткозамыкатель автоматически включается при срабатывании релейной защиты в результате внутренних повреждений трансформаторов, к которым не чувствительна защита с помощью головных выключателей линий энергосистемы. При включении короткозамыкателя создается искусственное короткое замыкание на входах высшего напряжения (ВН) трансформаторов. На такое короткое замыкание реагирует релейная защита линии в системе и отключает соответствующую линию. Для отключения поврежденных трансформаторов от магистрали используются отделители ОД – 110/600. Отключение отделителя происходит автоматически в период бестоковой паузы между моментом отключения головного выключателя магистрали

после включения короткозамыкателя КЗ – 110 и моментом повторного включения головного выключателя линии под действием устройства АПВ.

Включение нейтралей трансформаторов на землю осуществляется через однополюсные заземлители типа ЗОН-110-II. Их включают не всегда. Число включенных на землю нейтралей регулируют так, чтобы ток одно- и двухфазного короткого замыкания на землю не превышал установленные пределы. Для защиты изоляции трансформаторов от пробоя при возникновении перенапряжения в период работы с разземленной нейтралью предусмотрены разрядники 2РВС – 20 в нейтрали. Кроме того, разрядники РВС-110 установлены на вводе ВН трансформаторов во всех трех фазах для защиты от набегающих по линиям волн перенапряжения.

К вводам вторичной обмотки подключены трансформаторы собственных нужд подстанции ТМПС-100/10/0,4 ТСМА-63/10/0,4 – источники энергии для разных работ на подстанции при отключенных сборных шинах, например при их ревизии или чистке, а также дает возможность включение приводов масляных выключателей при пуске подстанции, когда на ее шинах еще нет напряжения.

В распределительном устройстве подстанции установлены ячейки КРУ с масляными выключателями типа ВСЭ напряжением 10кВ. Масляные выключатели имеют втычные контакты, поэтому нет необходимости в разъединителях. Измерительные трансформаторы напряжения ТТВ 10 предусмотрены на каждой секции шин, так как их режимы регулируются самостоятельно и напряжения секций могут существенно различаться.

Список оборудования, которое необходимо заменить находится в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень электрического оборудования, подлежащего замене

Электрическое оборудование	Тип электрического оборудования	Количество	Год установки
Разъединитель	РНДЗ.1 – 110/2000 У1	2	1977
Разъединитель	РВФ – 10/400	2	1977
Отделитель	ОД – 110/600	2	1979
Короткозамыкатель	КЗ - 110	6	1977
Заземлитель	ЗОН – 110 – II У1	2	1974
Разрядник вентильный	РВС – 110	6	1982
Разрядник вентильный	2РВС – 20	2	1982
Трансформатор тока на высокой стороне	НОМ – 10	6	1987
Трансформатор тока на низкой стороне	ТТВ 10	12	1987
Трансформатор собственных нужд П/С	ТСМА 63кВА	2	1982
Выключатель секционный	МГГ -10 -3200 45	6	1982
Выключатель маломасляный	ВМП-10-630-10 У2	12	1984
Выключатель маломасляный	ВМПЭ-11-1250-20 ТЗ	3	1984
Силовой трансформатор	ТДН-16000/110	2	1982

2. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

1.1. Расчет электрической нагрузки и выбор силовых трансформаторов

1.1.1. Основные потребители электрической энергии подстанции «Горный Щит»

Среди потребителей П/С «Горный Щит» 110/10 кВ есть представители всех категорий по надежности электроснабжения. Основными потребителями электроэнергии П/С «Горный Щит» являются:

- село Горный Щит;
- село Курганово;
- поселок Полеводство;
- СНТ Энергетик;
- трансформаторы (ТМПС-100/10/0,4 и ТМ-63/10/0,4) собственных нужд П/С «Горный Щит» 110/10 кВ.

В общей сложности подстанция питает порядка 300 ТП. Часть линий идет к городам Арамилы и Полевской.

Надежность электроснабжения электропотребителей второй и первой категории обеспечивается наличием двухтрансформаторной подстанции с АВР, питающей от двух независимых источников питания по кабельным линиям 10 кВ, наличием АВР низковольтных комплектных устройств (НКУ).

Разработанная схема электроснабжения удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения: автоматические выключатели на ТП удовлетворяют требованиям по чувствительности, селективности и условиям предельной коммутационной способности (ПКС).

1.1.2. Расчет электрических нагрузок

При разработке проекта реконструкции подстанции требуется обозначить электрическую мощность, передачу которой необходимо предоставить для нормальной работы. Нахождение расчетной нагрузки является первым этапом проектирования системы и выбора основных элементов электроснабжения: трансформаторов, линий, распределительных устройств. Поэтому правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором при проектировании и эксплуатации. В данной выпускной квалификационной работе основными исходными данными для определения расчетных электрических нагрузок являются контрольные замеры, произведенные на подстанции 20 декабря 2017 года.

Ведомость электрических нагрузок П/С «Горный Щит» 110/10 кВ представлена в виде общей установленной мощности в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты замеров потребляемой мощности трансформаторов

														4:00				11:00			
Трансформаторы																					
ДН	Sном	dPxx	dQxx	Класс U	СШ(С)	dPкз	Uк	I	P	Q	CosΦ	I	P	Q	CosΦ						
№1	16	0,016	0,080	110	1С	0,080	10,480	-	6,96	1,36	0,981	-	7,77	1,81	0,974						
				10	1С	0,080	10,480	377,3	6,93	0,96	0,991	419,1	7,73	1,33	0,986						
Положение РПН (ПБВ) / ВДТ:								7	/			9	/								
№2	16	0,016	0,078	110	2С	0,078	10,500	-	12,99	3,58	0,964	-	13,50	3,75	0,964						
				10	2С	0,078	10,500	708,5	12,92	2,37	0,984	746,9	13,43	2,45	0,984						
Положение РПН (ПБВ) / ВДТ:								8	/			9	/								
Итого:				110 кВ				0,0	19,95	4,94		0,0	21,27	5,56							
Итого:				10 кВ				1085,8	19,85	3,33		1166,0	21,16	3,78							
Переменные потери, МВА		dPпер + dQпер		№1				0,015	+j	0,321		0,019	+j	0,403							
Переменные потери, МВА		dPпер + dQпер		№2				0,053	+j	1,132		0,057	+j	1,223							
Нагрузка, приведенная к шинам 110 кВ, с учетом потерь, МВА		Sрасч		№1				6,96	+j	1,36		7,77	+j	1,81							
Нагрузка, приведенная к шинам 110 кВ, с учетом потерь, МВА		Sрасч		№2				12,99	+j	3,58		13,50	+j	3,75							
Нагрузка, приведенная к шинам 110 кВ, с учетом потерь, МВА		Sрасч		Сумма				19,95	+j	4,94		21,27	+j	5,56							
														18:00				20:00			
Трансформаторы																					
ДН	Sном	dPxx	dQxx	Класс U	СШ(С)	dPкз	Uк	I	P	Q	CosΦ	I	P	Q	CosΦ						
№1	16	0,016	0,080	110	1С	0,080	10,480	-	7,69	1,71	0,976	-	7,65	1,65	0,978						
				10	1С	0,080	10,480	416,8	7,66	1,24	0,987	414,2	7,62	1,18	0,988						
Положение РПН (ПБВ) / ВДТ:								8	/			8	/								
№2	16	0,016	0,078	110	2С	0,078	10,500	-	13,14	3,61	0,964	-	13,22	3,40	0,968						
				10	2С	0,078	10,500	713,4	13,07	2,37	0,984	715,5	13,15	2,16	0,987						
Положение РПН (ПБВ) / ВДТ:								9	/			9	/								
Итого:				110 кВ				0,0	20,83	5,32		0,0	20,87	5,05							
Итого:				10 кВ				1130,2	20,73	3,61		1129,8	20,77	3,34							
Переменные потери, МВА		dPпер + dQпер		№1				0,019	+j	0,394		0,019	+j	0,389							
Переменные потери, МВА		dPпер + dQпер		№2				0,054	+j	1,158		0,054	+j	1,165							
Нагрузка, приведенная к шинам 110 кВ, с учетом потерь, МВА		Sрасч		№1				7,69	+j	1,71		7,65	+j	1,65							
Нагрузка, приведенная к шинам 110 кВ, с учетом потерь, МВА		Sрасч		№2				13,14	+j	3,61		13,22	+j	3,40							
Нагрузка, приведенная к шинам 110 кВ, с учетом потерь, МВА		Sрасч		Сумма				20,83	+j	5,32		20,87	+j	5,05							

1.1.3. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанции должен быть технически и экономически аргументированным, так как он оказывает веское влияние на создание рациональных схем электроснабжения.

Критериями при выборе трансформаторов являются надежность электроснабжения и требуемая трансформаторная мощность. Наиболее оптимальный проект находится на основе сопоставления капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов. Для обеспечения необходимой надежности электроснабжения потребителей подстанции «Горный Щит» число трансформаторов принимаем равным двум.

Выбор мощности трансформаторов подстанции выполняем на основе расчетной нагрузки. Так как в установке принимаем два трансформатора, то номинальная мощность каждого из них определится по следующему условию:

Определяем мощность трансформатора:

$$S_{тр} = \frac{S_p}{n \cdot k_{з.т}}, \quad (1)$$

где S_p – мощность потребителя, кВА;

n – количество трансформаторов необходимых по ПУЭ, шт;

$k_{з.т}$ – коэффициент загрузки трансформаторов, принимаем для потребителей третьей категории $k_{з.т} = 0.9 \div 0.95$, так как большинство потребителей имеют третью категория.

$$S_{ном.т} = \frac{21270}{2 \cdot 0.7} = 15192,86 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор с мощностью $S_{ном.т} \geq S_{тр}$.

Ближайшая большая стандартная мощность трансформатора данного класса напряжения составляет 16000 кВА.

В настоящее время на подстанции «Горный Щит» 110/10 кВ установлено два трансформатора типа ТДН-16000/110 мощностью по 16000 кВА каждый установленные 1978 года. Действующие трансформаторы согласно, расчетных нагрузок удовлетворяют требованиям ПУЭ, но имеют 78% износа, следовательно, замена производится на новые трансформаторы ТДН-16000/110 с той же мощностью по 16000 кВА.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы

$$K_3 = S_p / (n \cdot S_{ном.т}), \quad (2)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

n – количество трансформаторов, шт.

Для трансформаторов ТРН-16000/110

$$K_3 = 21270 / (2 \cdot 16000) = 0,66.$$

Проверяем установленную мощность трансформатора в аварийном режиме при отключении одного трансформатора. ПУЭ допускают перегрузку трансформатора при послеаварийных режимах до сорока процентов на время максимума общей суточной продолжительности не более шести часов в течение не более пяти суток.

$$S_p \leq 1,4 S_{ном.т}, \quad (3)$$

где S_p – расчетная нагрузка трансформатора, кВА.

$$1,4 \cdot 16000 = 22400 > 21270 \text{ кВА.}$$

1.2. Расчет токов короткого замыкания

Питание потребителей осуществляется от системы бесконечной мощности. Параметры необходимые для расчета токов короткого замыкания: $U_{вн} = 110 \text{ кВ}$; $U_{нн} = 10 \text{ кВ}$; $x_{*сн} = 0,3$; $S_{ном} = 8000 \text{ МВА}$; $L_1 = L_2 = 10 \text{ км}$; $x_{вл} = 0,124 \text{ Ом/км}$; $S_{нт} = 16 \text{ МВА}$; $u_{кз} \% = 10,5\%$.

Расчет выполним в базисных единицах.

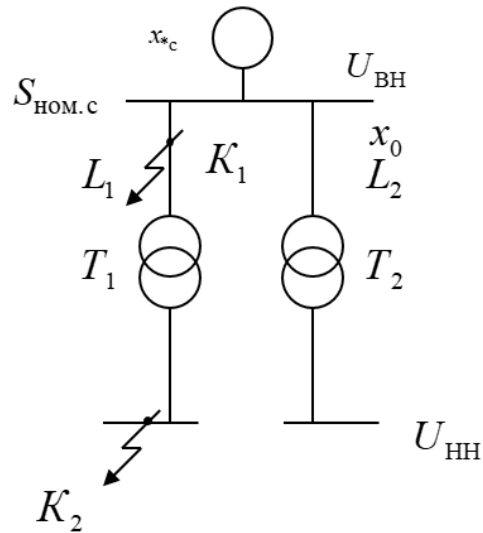


Рисунок 1 - Расчетная схема системы электроснабжения:

L_1, L_2 – воздушные линии; $U_{ВН}, U_{НН}$ – высокое и низкое напряжение; x_{*c} – индуктивное сопротивление энергосистемы; $S_{НОМ.с}$ – номинальная мощность энергосистемы; T_1, T_2 – трансформаторы

Задаемся базисной мощностью и базисным напряжением:

$$S_б = S_{с.НОМ} = 8000 \text{ МВА.}$$

За базисное напряжение принимаем напряжение той ступени, где находится точка короткого замыкания:

$$U_{б1} = 110 \text{ кВ;}$$

$$U_{б2} = 10 \text{ кВ.}$$

Определяем сопротивление всех элементов схемы замещения:

Индуктивное сопротивление системы

$$X_{ЭН.СИСТ} = \frac{S_p}{S_{с.НОМ}} \cdot X_{*СН} \quad (4)$$

$$X_{ЭН.СИСТ} = \frac{8000}{8000} \cdot 0,3 = 0,3 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление линий электропередач

$$X_{ЛЭП} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_{НОМ}^2}, \quad (5)$$

где x_0 – индуктивное сопротивление на один километр длины линии, Ом/км;

L – длина линии, км;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение на высокой стороне, кВ.

$$x_{лэп} = 0,124 \cdot 10 \cdot \frac{8000}{110^2} = 0,819 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформаторов

$$x_{тр} = \frac{S_6}{S_{нт}} \cdot \frac{U_{кз\%}}{100\%}, \quad (6)$$

где $S_{нт}$ - номинальная мощность трансформаторов системы; кВА

$U_{кз\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

$$x_{тр} = \frac{8000}{16} \cdot \frac{10,5}{100} = 52,5 \text{ Ом}$$

Определяем результирующее сопротивление:

Первая схема замещения:

$$x_{рез} = x_{эн.сист} + x_{лэп}, \quad (7)$$

$$x_{рез} = 0,3 + 0,819 = 1,119 \text{ Ом.}$$

Вторая схема замещения:

$$x_{рез} = x_{эн.сист} + x_{лэп} + x_{тр}, \quad (8)$$

$$x_{рез} = 0,3 + 0,819 + 52,5 = 53,62 \text{ Ом.}$$

Определяем базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (9)$$

где U_{61} - базисное напряжение в точке к.з. на высокой стороне;

U_{62} - базисное напряжение в точке к.з. на низкой стороне.

$$I_{61} = \frac{8000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 40,2 \text{ кА,}$$

$$I_{62} = \frac{8000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 419,9 \text{ кА.}$$

Определяем периодическую составляющую тока к.з.:

$$I^{II} = \frac{I_6}{x_{рез}}, \quad (10)$$

$$I_1^{II} = \frac{I_{61}}{x_{рез}} = \frac{40,2}{1,119} = 36 \text{ кА,}$$

$$I_2^{II} = \frac{419,9}{53,62} = 7,8 \text{ кА.}$$

Определяем ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I^{II}, \quad (11)$$

где $K_{уд}$ - величина ударного коэффициента, зависит от места короткого замыкания на схеме и определяется по справочнику.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 36 = 81,56 \text{ кА}; \quad i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 7,8 = 15,16 \text{ кА.}$$

1.3. Выбор коммутационных аппаратов

Данные для выбора аппаратов:

$$I_1^{\text{II}} = 36 \text{ кА}; \quad I_2^{\text{II}} = 7,8 \text{ кА};$$

$$i_{уд1} = 81,56 \text{ кА}; \quad i_{уд2} = 15,16 \text{ кА.}$$

Рассчитаем максимальный длительный ток:

$$I_{max} = \frac{(1,3 \div 1,4) \cdot S_{ном.тр} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (12)$$

$$I_{max1} = \frac{1,3 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 109,17 \text{ А}; \quad I_{max2} = \frac{1,3 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1200,9 \text{ А.}$$

Определяем тепловой импульс тока короткого замыкания:

$$W_{к.з.} = I^{\text{II}2} (t_{отк} + T_a), \quad (13)$$

где $t_{отк}$ - время, состоящее из времени отключения выключателя и времени срабатывания релейной защиты, с;

T_a - время затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с.

$$W_{к.з1} = 36^2 \cdot (1,32 + 0,03) = 1736,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$W_{к.з2} = 7,8^2 \cdot (1,32 + 0,03) = 82,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем выключатели на низкой стороне внутренней установки: вакуумные выключатели серии ВРС-10 (рисунок 2). Обоснование выбора сведено в таблицу 3.

Таблица 3 - Обоснование выбора силового выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max2} = 1200,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$i_{уд2} = 81,6 \text{ кА}$	$I_{пред.скв} = 102 \text{ кА}$
$W_{к2} = 82,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вакуумные выключатели серии ВРС предназначены для коммутации электрических цепей переменного тока частоты пятьдесят и шестьдесят герц с номинальным напряжением шесть либо десять киловольт при нормальных и аварийных режимах в системах с изолированной или частично заземленной нейтралью. Область применения Выключатели ВРС-10 комплектуются электромагнитным или пружинным приводами и предназначены главным образом для работы при номинальном напряжении 10 кВ во вновь устанавливаемых комплектных распределительных устройствах общепромышленного применения как собственного производства - КРУ серии КУ-10С, так и производства других КРУ-строительных заводов.

В зависимости от номинальных параметров серия вакуумных выключателей ВРС насчитывает несколько типоразмеров, которые различаются:

- габаритными размерами рамы (для межполюсных расстояний 200 и 230 мм);
- типом полюса (зависит от параметров применяемой вакуумной камеры, полюса имеют межконтактные расстояния 275 и 310 мм)

Технические характеристики ВРС-10:

Номинальное напряжение	10 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	12 кВ
Номинальный ток	630; 1 000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150;4000 А
Номинальный ток отключения	20; 31,5; 40 кА
Ток термической стойкости (3 сек.)	20; 31,5; 40 кА
Ток электродинамической стойкости	52; 80; 102 кА
Полное время отключения	не более 65 мс
Собственное время включения	не более 90; 120 мс
Собственное время отключения	не более 35–50 мс
Механический ресурс	30000; 100000 циклов
Коммутационный ресурс при номинальных токах	30000; 50000; 10000 циклов
Коммутационный ресурс при номинальных токах отключения	40; 50; 100 циклов
Межконтактное расстояние	275; 310 мм
Межполюсное расстояние	200; 230 мм
Габаритные размеры	
- ширина	580; 620; 650 мм
- глубина	435; 445; 470 мм

- ВЫСОТА	564; 611; 676; 700
Масса	кг 112–225



Рисунок 2 - Внешний вид вакуумного выключателя серии ВРС-10

Выбираем разъединители и заземлители на высокой стороне:

Разъединители РНД (З) – 110/2000 и заземлители ЗОН – 110М-I УХЛ.

Обоснование выбора сведено в таблицу 4.

Таблица 4 - Обоснование выбора разъединителя и заземлителя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 110\text{кВ}$
$I_{max1} = 109,2\text{ А}$	$I_{ном} = 2000\text{ А}$
$i_{уд1} = 81,6\text{ кА}$	$I_{пред.скв} = 100\text{кА}$
$В_{к1} = 1736,6\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединители РНДЗ-110/2000 предназначены: для создания видимого разрыва электрической цепи с целью обеспечения безопасного обслуживания электротехнического оборудования; для включения и отключения под напряжением обесточенных участков цепи высокого напряжения; заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей; для отключения и включения тока холостого хода трансформаторов. Внешний вид разъединителя представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 - Внешний вид разъединителя серии РНДЗ-110/2000

Заземлители типов ЗОН – 110М-I УХЛ1 предназначены для заземления нейтралей силовых трансформаторов, имеющих в нейтрали трансформатор тока для защиты от замыканий на землю и представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 - Внешний вид заземлителя типа ЗОН – 110

Выбираем короткозамыкатели и отделители на высокой стороне:

Отделители ОДЗ.1 – 110/ 1000 УХЛ1 и короткозамыкатели КЗ-110.

Обоснование выбора сведено в таблицу 5.

Таблица 5 - Обоснование выбора короткозамыкателя и отделителя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 110\text{кВ}$
$I_{max1} = 109,2\text{ А}$	$I_{ном} = 1000\text{ А}$

Короткозамыкатель КЗ-110 — это быстродействующий контактный аппарат, с помощью которого по сигналу релейной защиты создается искусственное КЗ сети, представлен на рисунке 5. Допустимое количество включений на КЗ без смены контактов - не менее пяти, из них не менее трех на предельно допустимую амплитуду тока КЗ. В сетях 110-220 кВ короткозамыкатели выполняются однополюсными. Конструктивно короткозамыкатель типа КЗ-110 состоит из стержневого изолятора (в сетях 220 кВ - из двух стержневых изоляторов, поставленных один на другой) с расположенным на нем неподвижным контактом. Подвижный нож изоляционной тягой соединяется с пружинным приводом типа ПРК-1У1, встроенным в шкаф. Привод служит для завода включающих пружин короткозамыкателя, удержания ножа в отключенном положении и для ручного отключения включившегося ножа.



Рисунок 5 - Внешний вид короткозамыкателя КЗ – 110

Выбираем трансформатор тока на высокой стороне: ТФЗМ 110Б -1.
Обоснование выбора представлено в таблице 6.

Таблица 6 - Обоснование выбора трансформатора тока на высокой стороне

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 110\text{кВ}$
$I_{max1} = 109,2\text{ А}$	$I_{ном} = 300 - 600\text{ А}$
$i_{уд1} = 81,6\text{ кА}$	$I_{дин} = 63 - 126\text{ кА}$
$B_{к1} = 1736,6\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$



Рисунок 6 - Внешний вид трансформатора тока типа ТФЗМ 110

Трансформаторы «ТФЗМ 110» предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частоты 50Гц или 60Гц. Трансформаторы тока серии ТФЗМ изготавливаются однокаскадными на напряжение 35-220кВ и двухкаскадными на напряжение 500кВ. Внешняя изоляция трансформаторов – фарфоровая крышка. Главная внутренняя изоляция трансформаторов бумажно-масляная. Обмотки звеньев типа. Главная изоляция расположена на первичной и вторичной

обмотках. Количество вторичных обмоток от двух до пяти. Трансформаторы отличаются высокой надежностью в эксплуатации. Трансформатор представлен на рисунке 6.

Выбираем трансформатор тока на низкой стороне: ТЛШ-10-2. Обоснование выбора представлено в таблице 7.

Таблица 7 - Обоснование выбора трансформатора тока на низкой стороне

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} = 10\text{кВ}$
$I_{max2} = 1200,1\text{ А}$	$I_{ном} = 1500\text{А}$
$i_{уд2} = 15,2\text{ кА}$	$I_{дин} = 100\text{кА}$
$В_{к2} = 82,8\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,7\text{ кА}^2\text{с}$

Трансформатор предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока частоты 50 или 60 Гц на класс напряжений до 10 кВ включительно. Трансформатор предназначен для встраивания в распределительные устройства и токопроводы, представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 - Внешний вид трансформатора тока типа ТЛШ

Заменяем разрядники РВС -110 на РВС – 110МТ; РВС – 15 на РВС – 15Т1. Трансформаторы для собственных нужд П/С ТСМА 63 заменяем на ТМ-63 и ТМПС 100 на ТМ 100.

Трансформаторы ТМ – силовые масляные понижающие трехфазные двухобмоточные трансформаторы общего назначения мощностью от 25 до 2500 кВ·А напряжением до 10 кВ (представлен на рисунке 8). Они

предназначаются для нужд народного хозяйства для внутренней и наружной установки.



Рисунок 8 - Внешний вид трансформатора типа ТМ63

Трансформаторы соответствуют стандартам МЭК-76 и ГОСТ 11677. Напряжение в трансформаторах ТМ **регулируется без возбуждения** с помощью высоковольтных переключателей. Они присоединяются к обмотке высокого напряжения и позволяют регулировать напряжение ступенями при отключенном от сети трансформаторе со стороны НН и ВН с диапазоном $\pm 2 \times 2,5\%$.

Разрядники РВС-15, РВС-20, РВС-35, РВС-110 вентильные предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 и 60 Гц (представлены на рисунке 9).



Рисунок 9 - Внешний вид разрядников типа РВС

1.4. Расчет защитного заземления

Данные для расчета:

$$A \times B = 40 \text{ м} \cdot 36 \text{ м};$$

$$V_{\text{ЛЭП}} = 110 \text{ кВ};$$

$$L_{\text{ЛЭП(кл)}} = 10 \text{ км};$$

$$V_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ};$$

$$\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м (суглинок)};$$

$$t = 0,7 \text{ м};$$

Климатический район – I В;

Вертикальный электрод – уголок (75x75 мм), $L_{\text{в}} = 2,5 \text{ м};$

Вид заземления – контурное;

Горизонтальный электрод – полоса стальная (40x4мм);

Определяем расчетное сопротивление совмещенного ЗУ:

$$r_{\text{в}} = 0,3 \cdot \rho \cdot K_{\text{сез.в}}, \quad (14)$$

где ρ - сопротивление грунта (суглинок), Ом·м;

$K_{\text{сез.в}}$ – коэффициент сезонности, учитывающий просыхание и промерзание грунта.

$$r_{\text{в}} = 0,3 \cdot 100 \cdot 1,9 = 57 \text{ Ом}$$

Определяем предельное сопротивление совмещенного ЗУ:

$$I_{\text{з}} = \frac{V_{\text{ЛЭП}} \cdot 35 \cdot L_{\text{ЛЭП}}}{350}, \quad (15)$$

$$I_{\text{з}} = \frac{110 \cdot 35 \cdot 10}{350} = 110 \text{ А},$$

$$R_{\text{з1}} \leq \frac{250}{I_{\text{з}}} = \frac{250}{110} = 2,27 \text{ Ом (для ЛЭП ВН).}$$

Требуемое по НН $R_{\text{з2}} \leq 4 \text{ Ом на НН.}$

Принимается $R_{\text{з1}} = 2,27 \text{ Ом (наименьшее из двух).}$

Определяем количество вертикальных электродов:

- без учета экранирования (расчетное)

$$N'_{\text{в.р}} = \frac{r_{\text{в}}}{R_{\text{з1}}}, \quad (16)$$

$$N'_{в.р} = \frac{r_{в}}{R_{з\gamma}} = \frac{57}{2,27} = 24 \text{ шт.}$$

- с учетом экранирования

$$N_{в.р} = \frac{N'_{в.р}}{\eta_{в}}, \quad (17)$$

где η - коэффициент использования вертикальных электродов.

$$N_{в.р} = \frac{N'_{в.р}}{\eta_{в}} = \frac{24}{0,64} = 37,5 \text{ шт.}$$

Принимается $N_{в} = 38$ шт.

Так как контурное заземление закладывается на расстоянии не менее 1 м, то длина по периметру закладки равна:

$$L_{\pi} = (A+2) \cdot 2 + (B+2) \cdot 2, \quad (18)$$

где A и B – размеры подстанции, м.

$$L_{\pi} = (A+2) \cdot 2 + (B+2) \cdot 2 = (40+2) \cdot 2 + (36+2) = 160 \text{ м.}$$

Тогда расстояние между электродами уточняется с учетом формы объекта. По углам устанавливают по одному вертикальному электроду, а оставшиеся между ними.

Для равномерного распределения электродов окончательно принимается $N_{в} = 38$, тогда:

$$a_{в} = \frac{B'}{n_{в}-1}; \quad (19)$$

$$a_{А} = \frac{A'}{n_{А}-1}, \quad (20)$$

где $a_{в}$ - расстояние между электродами по ширине объекта, м;

$a_{А}$ - расстояние между электродами по длине объекта, м;

$n_{в}$ - количество электродов по ширине объекта, шт;

$n_{А}$ - количество электродов по длине объекта, шт.

$$a_{в} = \frac{B'}{n_{в}-1} = \frac{38}{9} = 4,22 \text{ м;}$$

$$a_{А} = \frac{A'}{n_{А}-1} = \frac{42}{10} = 4,2 \text{ м.}$$

Для уточнения принимается среднее значение отношения:

$$\left(\frac{a}{L_B}\right)_{\text{ср}} = \frac{1}{2} \left(\frac{a_B + a_A}{3}\right); \quad (21)$$

$$\left(\frac{a}{L_B}\right)_{\text{ср}} = \frac{1}{2} \left(\frac{a_B + a_A}{3}\right) = \frac{1}{2} \left(\frac{4,22 + 4,2}{3}\right) = 1,4.$$

Тогда уточняются коэффициенты использования:

$$\eta_B = F(\text{конт.}; 1,4; 38) = 0,6;$$

$$\eta_\Gamma = F(\text{конт.}; 1,4; 38) = 0,3.$$

Определяем уточненные значения сопротивлений вертикальных и горизонтальных электродов:

$$R_\Gamma = \frac{0,4}{N_\Pi \eta_\Gamma} \cdot \rho \cdot K_{\text{сез.}\Gamma} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_\Pi^2}{b \cdot t}, \quad (22)$$

где L_Π - длина полосы, м;

b – ширина полосы, м;

t – глубина заложения, м.

$$R_\Gamma = \frac{0,4}{N_\Pi \eta_\Gamma} \cdot \rho \cdot K_{\text{сез.}\Gamma} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_\Pi^2}{b \cdot t} = \frac{0,4}{160 \cdot 0,3} \cdot 100 \cdot 1,9 \cdot \lg \frac{2 \cdot 160^2}{40 \cdot 10^3 \cdot 0,7} = 9,9 \text{ Ом};$$

$$R_B = \frac{r_B}{N_B \cdot \eta_B}; \quad (23)$$

$$R_B = \frac{r_B}{N_B \cdot \eta_B} = \frac{57}{38 \cdot 0,6} = 2,5 \text{ Ом}.$$

Определяем фактическое сопротивление ЗУ:

$$R_{\text{з.у.}\phi} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{R_B + R_\Gamma}, \quad (24)$$

$$R_{\text{з.у.}\phi} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{R_B + R_\Gamma} = \frac{2,5 \cdot 9,9}{2,5 + 9,9} = 1,99 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{з.у.}\phi}(1,99) < R_{\text{з.у.}}(2,27).$$

Следовательно, заземление эффективно.

1.5. Расчет и выбор релейной защиты трансформаторов

1.5.1. Расчет максимальной токовой защиты и дифференциальная токовая защита силового трансформатора

1) Рассчитаем МТЗ силового трансформатора, для чего определяем токи срабатывания на стороне высокого и низкого напряжения трансформатора:

$$I_{\text{сраб.ВН/НН}} = \frac{k_{\text{зап}} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ВН/НН.max}}}{k_{\text{в}} \cdot k_{\text{тт}}}, \quad (25)$$

где $k_{\text{зап}}$ - коэффициент самозапуска двигателей, $k_{\text{зап}} = 1$;

$k_{\text{н}}$ - коэффициент надежности отстройки, $k_{\text{н}} = 1,35$;

$k_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы включения реле, $k_{\text{сх}} = 1$;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата, $k_{\text{в}} = 0,85$;

$k_{\text{тт}}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока, $k_{\text{тт}} = 100$.

$$I_{\text{сраб.ВН}} = \frac{1 \cdot 1,35 \cdot 1 \cdot 109,17}{0,85 \cdot 100} = 1,73 \text{ A},$$

$$I_{\text{сраб.НН}} = \frac{1 \cdot 1,35 \cdot 1 \cdot 1200,9}{0,85 \cdot 800} = 2,38 \text{ A}.$$

Рассчитаем ДТЗ силового трансформатора, для чего определим токи силового трансформатора на стороне высокого и низкого напряжения ($U_{\text{ВН}}$, $U_{\text{НН}}$ – номинальные напряжения на обмотках трансформатора):

$$I_{\text{ВН/НН}} = \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}; \quad (26)$$

$$I_{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ A};$$

$$I_{\text{НН}} = \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839,78 \text{ A}.$$

Определяем вторичный ток в плечах ДТЗ в соответствии с номинальной мощностью силового трансформатора:

$$I_{2\text{ВН/НН}} = \frac{I_{\text{ВН/НН}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ттВН}}}; \quad (27)$$

$$I_{2ВН} = \frac{I_{ВН} \cdot k_{СХ}}{k_{ТТВН}} = \frac{80,33 \cdot \sqrt{3}}{100} = 1,39 \text{ А};$$

$$I_{2НН} = \frac{I_{НН} \cdot k_{СХ}}{k_{ТТНН}} = \frac{839,78 \cdot 1}{800} = 1,05 \text{ А}.$$

Вычисляем ток небаланса, который протекает через катушку токового реле из-за неравенства вторичных токов вследствие погрешности трансформаторов тока по углу:

$$I_{Нб} = k_a \cdot k_{одн} \cdot f \cdot I_{к.мах}, \quad (28)$$

где k_a – коэффициент учитывающий влияние апериодической составляющей

тока короткого замыкания, $k_a = 1,3$;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы трансформаторов тока (при равных условиях $k_{одн} = 1$, при различных – 2);

f – погрешность трансформаторов тока удовлетворяющая 10%,

$f = 0,1$;

$I_{к.мах}$ – наибольший ток при внешнем коротком замыкании.

$$I_{Нб} = 1,3 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 36000 = 4680 \text{ А}.$$

Определяем ток срабатывания реле по условию отстройки от тока небаланса с коэффициентом надежности 1,3 и без учета коэффициента возврата:

$$I_{сраб} = \frac{k_{зап} \cdot k_n \cdot k_{СХ} \cdot I_{Нб}}{k_{ТТВН}}, \quad (29)$$

$$I_{сраб} = \frac{k_{зап} \cdot k_n \cdot k_{СХ} \cdot I_{Нб}}{k_{ТТВН}} = \frac{1 \cdot 1,3 \cdot 1,73 \cdot 4680}{100} = 105,3 \text{ А}.$$

Рассчитываем число витков основной обмотки быстронасыщающегося трансформатора:

$$w_{1расч} = \frac{100}{I_{сраб}}, \quad (30)$$

$$w_{1расч} = \frac{100}{I_{сраб}} = \frac{100}{105,3} = 0,94.$$

Принимаем ближайшее меньшее к w_1 число витков 0,9.

На вторичной стороне число витков определяется:

$$w_{2\text{расч}} = \frac{w_{1\text{расч}} I_{2\text{НН}}}{I_{2\text{ВН}}}, \quad (31)$$

$$w_{2\text{расч}} = \frac{w_{1\text{расч}} I_{2\text{НН}}}{I_{2\text{ВН}}} = \frac{0,9 \cdot 1,05}{1,39} = 0,68.$$

Число витков принимаем предварительно меньшее $w_2 = 0,6$.

Уточненный ток небаланса:

$$I'_{\text{Нб.расч}} = \frac{(w_{1\text{расч}} - w_1) I_{\text{к.мах}}}{w_{1\text{расч}}}, \quad (32)$$

$$I'_{\text{Нб.расч}} = \frac{(w_{1\text{расч}} - w_1) I_{\text{к.мах}}}{w_{1\text{расч}}} = \frac{(0,94 - 0,9) \cdot 36000}{0,94} = 1532 \text{ А.}$$

Тогда суммарный ток небаланса:

$$\sum I_{\text{Нб}} = 4680 + 1532 = 6212 \text{ А.} \quad (33)$$

Уточняем ток срабатывания реле:

$$I_{\text{сраб.р}} = \frac{1 \cdot 1,3 \cdot 1,73 \cdot 6212}{100} = 139,7 \text{ А.} \quad (34)$$

Принимаем $I_{\text{сраб.р}} = 140 \text{ А.}$

Определяем коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{сраб.р}} \cdot k_{\text{тт}}}, \quad (35)$$

$k_{\text{ч}}$ должен быть не менее 1,5;

$$I_{\text{к.мин}} = I_{\text{к.мах}} - 0,03 \cdot I_{\text{к.мах}} = 34920 \text{ А,}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{34920}{140 \cdot 100} = 2,49.$$

Найденное значение удовлетворяет требованиям чувствительности, так как $k_{\text{ч}} > 1,5$.

1.5.2. Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение. Установка реле газовой защиты трансформатора показана на рисунке 10.

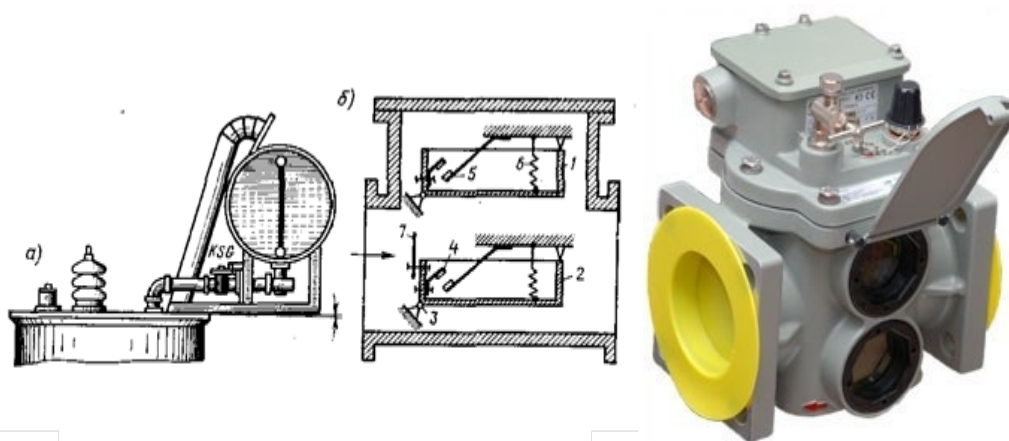


Рисунок 10 - Газовая защита и конструкция газового реле

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем (рисунок 10). Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22.

Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек. В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора, если скорость движения масла и газов достигает определенного значения, установленного на реле. Предусмотрены три уставки срабатывания отключающего элементы по скорости потока масла: 0,6–0,9; 1,2 м/с. При этом время срабатывания реле составляет $t_{с.р.}=0,05...0,5$ с. Уставка по скорости потока масла определяется мощностью и характером охлаждения трансформатора.

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

1.6. Расчет и выбор релейной защиты комплектного распределительного устройства 10 кВ

1.6.1. Земляная защита и токовая отсечка комплектного распределительного устройства

Защита от замыканий на землю (земляная защита) чаще всего выполняется с трансформаторами тока нулевой последовательности (ТНП). ТНП представляет собой трансформатор тока, имеющий в качестве первичной обмотки провода трех фаз линии. Магнитный поток, созданный

токами трех фаз линии, содержит только утроенную составляющую нулевой последовательности $3\Phi_0$, поэтому по вторичной цепи этого трансформатора проходит ток $I_2 = 3I_0/K_1$, где K_1 коэффициент трансформации ТТ. Составляющие нулевой последовательности (ток, напряжение) появляются при повреждениях, связанных с землей, т. е. они являются признаками замыкания на землю.

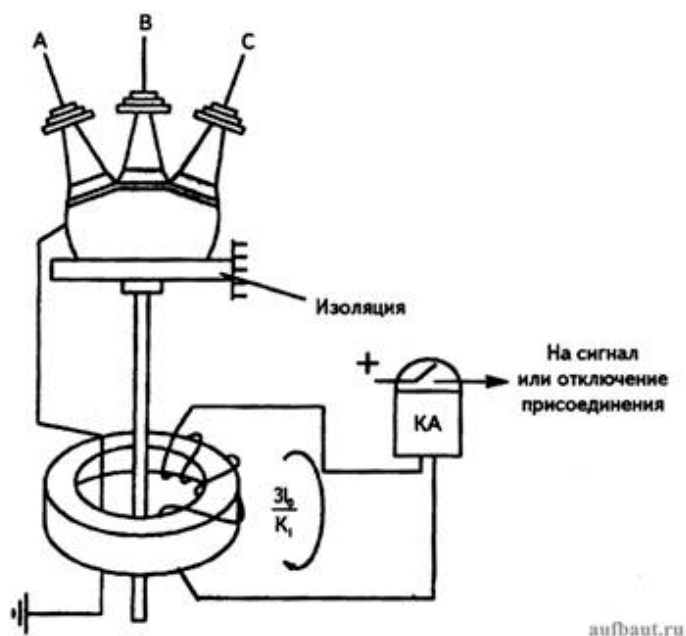


Рисунок 11 – Выполнение защиты от замыкания на землю в кабельной сети

Чтобы защита действовала правильно, воронку кабеля и сам кабель на участке от ТТ до воронки изолируют от земли, а провод, заземляющий воронку, пропускают в окно сердечника ТТ, как показано на рисунке 11. При этом блуждающие токи, проходящие по оболочке или броне кабеля, компенсируются токами, возвращающимися по заземляющему проводу. Токи замыкания на землю относительно невелики (обычно не превышают 100 А), поэтому вторичный ток ТТ при замыкании на землю составляет доли ампера. Это является причиной применения чувствительных полупроводниковых, а не электромеханических реле защиты от замыкания на землю.

Определяем ток срабатывания реле максимального тока:

$$I_{\text{сраб}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{к, max}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (36)$$

$$I_{сраб} = \frac{K_n \cdot K_{сх} \cdot I_{к.мах}}{k_{тт}} = \frac{1,3 \cdot 1 \cdot 36000}{800} = 58,5 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорное реле МРЗС – 05 -01 РСГИ. 466452.007-81 (рисунок 12) выполняющее земляную и ступенчатую токовую защиту.



Рисунок 12 - Внешний вид реле МРЗС-05-01

Это реле выполняет следующие функции:

Обеспечивает контроль и измерение следующих величин:

- три фазных тока $I_n=5\text{А}$;
- ток $3I_0$ в диапазоне до 2 А;
- три линейных напряжения до 150 В;
- напряжение $3U_0$ до 150 В;
- частота сети.

Вычисляются следующие величины:

- ток обратной последовательности I_2 - по фазным токам;
- напряжение обратной последовательности U_2 - по линейным напряжениям;
- ток нулевой последовательности $3I_0$ по фазным токам (при $3x$ трансформаторном включении);
- активная и реактивная мощности по фазным токам и линейным напряжениям;
- сопротивление Z_0 по $3I_0$ и $3U_0$;

Функции релейной защиты:

- трехступенчатая независимая МТЗ с возможностью включения и отключения направленности первой ступени;

- двухступенчатая направленная земляная защита с возможностью пуска от $3U_0$, $3I_0$, Z_0 и органа направления мощности, есть возможность выбирать условия пуска по каждой ступени;
- защита по максимальному напряжению;
- защита обратной последовательности с возможностью выбора пуска от тока обратной последовательности, тока $3I_0$ и напряжения обратной последовательности.

Функции автоматики:

- включение и отключение выключателя. Включение и отключение выключателя производится как от МРЗС, так и через дискретный вход (импульсно). При наличии команды на отключение выключателя происходит блокировка сигнала включения.

- автоматическое ускорение МТЗ при включении выключателя. Ускорение вводится по команде включения выключателя для второй или третьей ступени МТЗ.

Для подключения реле МРЗС-05-01 нужно придерживаться схемы представленной на рисунке 13.

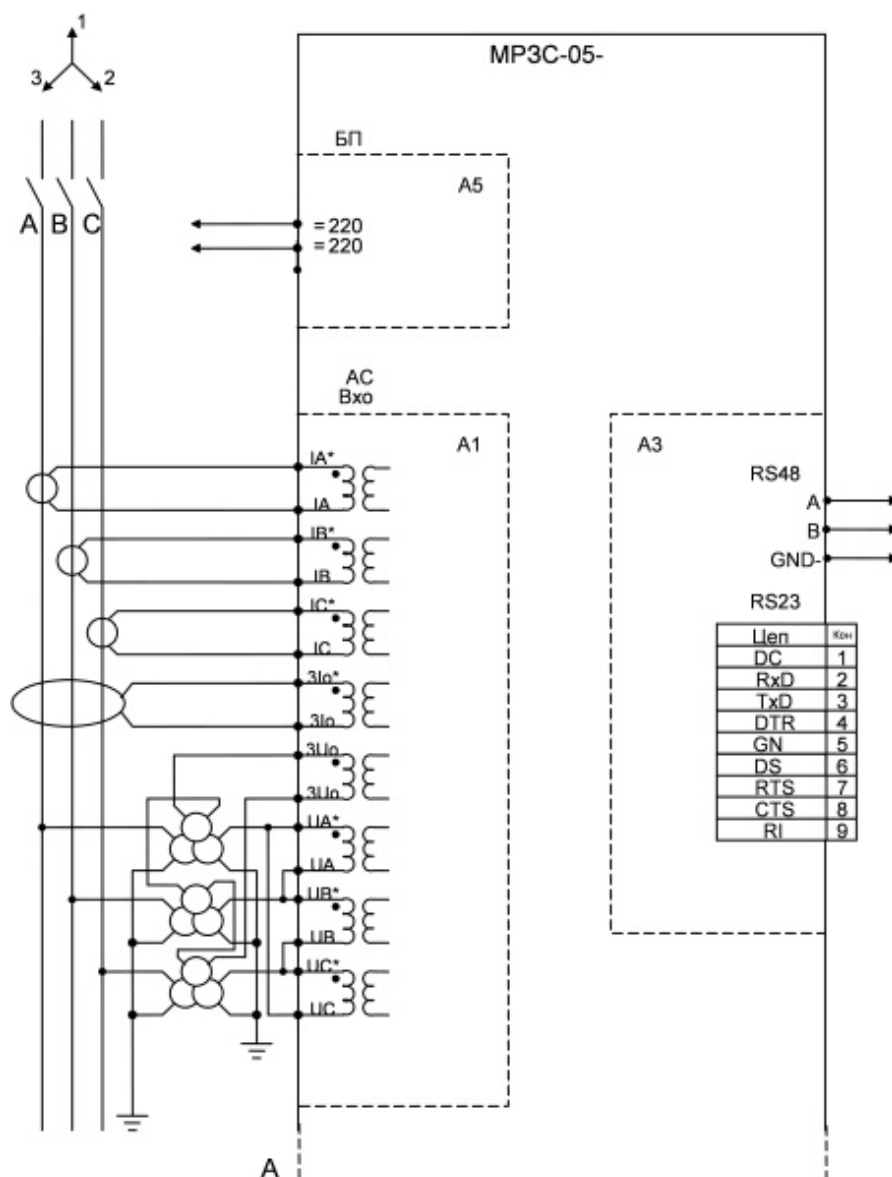


Рисунок 13 - Схема подключения реле МРЗС-05-01

1.6.2. Дуговая защита

В качестве дуговой защиты была выбрана система «ОВОД – МД».

Дуговая защита «ОВОД-МД» – это устройство, изготовленное на основе волоконной оптики и микропроцессорной техники, предназначено для защиты шкафов комплектных распределительных электрических подстанций 0,4-35 кВ при возникновении в них коротких замыканий, сопровождаемых открытой дугой.

Принцип действия

Волоконно-оптические датчики (линзы), установленные в отсеках высоковольтных шкафов и имеющие практически круговую диаграмму направленности, фиксируют световую вспышку от электрической дуги и передают ее по оптическому волокну в блок детектирования света устройства. При этом, устройство дуговой защиты формирует сигнал на отключение высоковольтного выключателя или отключает выключатель ввода (высокого напряжения от распреустройства), тем самым защищая оборудование от разрушения. В зоне действия электрической дуги находятся только пассивные компоненты (датчик и волоконно-оптический кабель), обладающие абсолютной невосприимчивостью к электромагнитным помехам.

Волоконно-оптические датчики располагаются в отсеках ячеек КРУ-10 кВ. Во всех ячейках отходящих присоединений располагается по два датчика: один в отсеке кабельного ввода, второй в отсеке силового выключателя. В отсеках сборных шин установлены два датчика: в ячейке рабочего ввода и в ячейке секционного выключателя. Такого расположения датчиков достаточно для обнаружения электрической дуги на всем протяжении отсеков сборных шин секции 10 кВ.

Датчики, расположенные в отсеках кабельного ввода отходящих присоединений, срабатывают и действуют с контролем тока на отключение выключателя 10 кВ поврежденной ячейки.

Датчики, расположенные в отсеках силового выключателя отходящих присоединений, срабатывают и действуют с контролем тока на отключение выключателя 10 кВ поврежденной ячейки, а также отключение выключателей 10 кВ ввода с малой выдержкой времени.

Датчики, расположенные в отсеках сборных шин, шкафу ТН и секционной перемычки действуют с контролем тока повреждения на отключение выключателей ввода 10 кВ а также, с малой выдержкой времени на отключение питающего трансформатора 110/10 кВ.



Рисунок 14 - Внешний вид системы «ОВОД - МД»

Основные преимущества по сравнению с другими защитами:

1) тип датчика - оптоволоконный, защита радиального типа, это позволяет максимально быстро определить места повреждения, сформировать более гибкую логику работы устройства совместно с РЗА распреустройства;

2) автоматическая непрерывная проверка работоспособности каждого оптоволоконного тракта, включая датчик, оптический кабель, логику канала защиты и выходные реле всего оптоволоконного тракта от линзы до выходных реле;

3) фиксация дугового разряда в инфракрасном диапазоне, на самом начальном этапе формирования дугового разряда – искровом. Широкая частотная полоса пропускания (порядка 70 кГц) и высокая чувствительность (160А) дают возможность регистрировать не только дуговые, но и искровые разряды, длительность которых от нескольких до сотен микросекунд, а яркость свечения на три порядка превышает яркость дугового разряда. Эта особенность позволяет УДЗ максимально быстро отключать поврежденный участок от питающего напряжения (в течение 7 — 9 мс при работе без блокировки максимальной токовой защиты), в том числе и при однофазном замыкании на землю элементов ячейки;

4) функция отключения линейного выключателя при дуге в отсеке ввода/вывода отходящей линии.

1.7. Экономическая часть

1.7.1. Основные положения

В данном проекте производится обоснование замены оборудования на понизительной подстанции «Горный Щит» 110/10кВ. Основная часть оборудования последний раз менялась в конце 70-х и начале 80-х годов, которое к настоящему времени, не только физически износилось, но и морально устарело. Из всего оборудования, которое заменялось на аналогичные типы марок, кардинальной замене подверглись только маломасляные выключатели марки МГГ-10-3200 45, ВМП-10-630-10У2 и ВМПЭ-11-1250-20ТЗ на современные вакуумные выключатели марки ВРС-10 и ВБТЭ-М. Эти выключатели относительно не дешевы, но оправдывают этот проект с технической стороны. Вакуумные выключатели не требуют проведения периодических, средних и капитальных ремонтов в течение всего срока службы, в то время как уже практически совсем изношенные маломасляные выключатели требуют капитального ремонта каждый год, а некоторые выходят из строя в межремонтный период, увеличивая недоотпуск электроэнергии.

Вакуумный выключатель также имеет значительно меньшую нагрузку на привод. А это говорит о хорошей экономии электроэнергии на собственных нуждах. Также, улучшается качество труда и требуется значительно меньше инвентаря для обслуживания выключателей.

Далее, будем производить расчеты по затратам на реализацию проекта и экономической выгоды от реализации проекта. В таблице 8 представлен расчет затрат на оборудования для реконструкции подстанции.

Таблица 8 - Расчет затрат на оборудование

Наименование оборудования	Необходимое количество, шт.	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость, руб.
Силовой трансформатор ТДН-16000/110/10	2	12500000	25000000
Вакуумный выключатель серии ВРС-10	6	61900	371400
Вакуумный выключатель серии ВБТЭ (630А)	12	25700	308400
Вакуумный выключатель серии ВБТЭ (1250А)	3	42000	126000
Разъединитель РНД(З)-110/2000	2	180000	360000
Заземлитель ЗОН-110М-I УХЛ	2	30000	60000
Отделитель ОДЗ.1-110/1000 УХЛ	2	95000	190000
Короткозамыкатель КЗ-110	6	20000	120000
Трансформатор тока на высокой стороне ТФЗМ 110Б-1	6	100250	601500
Трансформатор тока на низкой стороне ТЛШ-10-2	12	22762,2	273146,4
Трансформатор собственных нужд ТМ 63	1	76000	76000
Трансформатор собственных нужд ТМ 100	1	85000	85000
Разрядник РВС – 110МТ	2	3500	7000
Разрядник РВС-15Т1	2	1100	2200
Газовое реле ВФ80/Q	2	25000	50000
Система дуговой защиты «Овод-М»	1	20000	20000
Система защиты КРУ МРЗС-05-01	15	15000	225000
Итого:			27283548,8

1.7.2. Расчет затрат на электрооборудование

Транспортные расходы составляют 3-5% от общей суммы затрат на приобретение оборудования, материалов, комплектующих:

$$C_{\text{дос}} = \frac{27283548,8 \cdot 3}{100} = 818506,5 \text{ руб.}$$

Затраты на монтаж составит 5-7% в зависимости от сложности работ от затрат на приобретение оборудования:

$$K_{\text{уст}} = \frac{27283548,8 \cdot 5}{100} = 1364177,4 \text{ руб.}$$

Затраты на демонтаж устанавливаются аналогично затратам на монтаж:

$$K_{\text{дем}} = 1364177,4 \text{ руб.}$$

Капитальные вложения на закупку оборудования:

$$K_{об} = Ц_{об} + Ц_{дос} = 27283548,8 + 818506,5 = 28102055,3 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения на реализацию проекта составят:

$$\begin{aligned} \Sigma K_{пр} &= K_{об} + K_{уст} + K_{дем} = 28102055,3 + 1364177,4 + 1364177,4 = \\ &= 30830410,1 \text{ руб.} \end{aligned}$$

1.7.3. Расчет затрат на эксплуатацию оборудования

Затраты на эксплуатацию включают в себя затраты на капитальные и текущие ремонты, а также на электроэнергию необходимую для эксплуатации оборудования. Срок службы вакуумного выключателя до капитального ремонта составляет 25 лет, а установленным в данное время электромагнитным выключателям ВЭС и маломасляным ВМП и ВМПЭ требуется этот ремонт каждый год.

Определяем затраты на капитальный ремонт из выражения:

$$З_{кап ремвв} = (K_{рем} \cdot N_{об}) / T_{экс} \text{ тыс.руб.}$$

где $K_{рем}$ – отчисления на капитальный ремонт единицы оборудования, тыс.р;

$N_{об}$ – количество оборудования, шт.,

$T_{экс}$ – время эксплуатации до капитального ремонта, год.

Определяем затраты на капитальный ремонт ВЭС-10, ВМП и ВМПЭ при условии, что для этих выключателей $K_{рем} = 42200$ руб,

$$З_{кап ремвв} = (42200 \cdot 21) / 1 = 886200 \text{ руб.}$$

Определяем затраты на капитальный ремонт ВРС-10 и ВБТЭ-М при условии, что для этих выключателей $K_{рем} = 80000$ руб.

$$З_{кап ремвв} = (80000 \cdot 21) / 25 = 67200 \text{ руб.}$$

1.7.4. Расчет экономического эффекта и срока окупаемости

Годовой экономический эффект рассчитывается как разница затрат на эксплуатацию существующего оборудования и вновь вводимого оборудования:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \sum Z_{\text{экс.мв}} - \sum Z_{\text{экс.вв}} \text{ тыс.руб.} \quad (41)$$

где $\sum Z_{\text{экс.вв}}$ – сумма годовых текущих затрат на эксплуатацию маломасляных выключателей, тыс.руб.,

$\sum Z_{\text{экс.эв}}$ – сумма годовых текущих затрат на эксплуатацию вакуумных выключателей, тыс.руб.

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 886200 - 67200 = 819000 \text{ руб.}$$

Зная годовой экономический эффект для выключателей можно определить срок окупаемости при реализации проекта из выражения:

$$T_{\text{окуп}} = \sum K_{\text{пр}} / \mathcal{E}_{\text{год}} , \quad (42)$$

где $\sum K_{\text{пр}}$ - суммарные капиталовложения на реализацию проекта внедрение вакуумных выключателей, тыс.руб.;

$\mathcal{E}_{\text{год}}$ – годовой экономический эффект, тыс. руб.

$$T_{\text{окуп}} = \frac{910554}{819000} = 1,1 \text{ год}$$

Вывод: На основании полученных данных видно, что применение новых вакуумных выключателей на П/С «Горный Щит» экономически выгодно и технически оправдано. Это достигается за счет конструктивного улучшения вакуумного аппарата по сравнению с масляными, увеличению эксплуатационного ресурса. Снижение затрат на капитальный ремонт. Все выше изложенное, говорит об окупаемости проекта, установка вакуумных выключателей оправдывается не только с технической стороны, но и с экономической тоже.

2.1.1.3 РАЗРАБОТКА УРОКА ПРАКТИЧЕСКОГО ОБУЧЕНИЯ

Студенты среднего-профессионального образования (СПО) проходящие обучение по специальности 13.02.07 Электроснабжение по отраслям, в рамках ОП. 02. Электротехника и электроника изучают тему «Трансформаторы напряжения». В результате изучения данной темы студенты должны овладеть следующим: профессиональной компетенцией (ПК) и навыками (знать, уметь, владеть):

ПК 1.2. Выполнять основные виды работ по обслуживанию трансформаторов и преобразователей электрической энергии.

После освоения данной темы обучаемые должны знать: типы трансформаторов напряжения и их применение, назначение, устройство и принцип действия трансформаторов напряжения, режимы работы и их параметры, типовое обозначение трансформаторов напряжения.

После освоения данной темы обучаемые должны уметь: расшифровывать обозначение трансформаторов напряжения, определять коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, рассчитывать и измерять основные параметры простых электрических цепей.

После освоения данной темы обучаемые должны владеть: правилами и методами: регистрации и расчетов параметров трансформаторов напряжения, и их различных режимов.

Тема практического занятия: Расчет характеристик трансформатора напряжения.

Цели практического занятия: закрепить знания о конструкции, принципе действия, назначение и классификации трансформаторов напряжения;

Задачи практического занятия:

- записать данные для выполнения практического занятия по вариантам, распределенным по номеру студента в списке журнала группы.
- по выписанным условиям решить задачи.
- при наличии времени и желания обучающийся может попросить дополнительные задачи для получения дополнительных баллов.
- в конце практического занятия по полученным результатам оформить отчет и защитить его.

Ход учебного занятия представлен в таблице 9.

Таблица 9 - План практического занятия

Структурный элемент урока	План деятельности педагога	План деятельности учащихся	Время этапа урока, мин
1. Организационный момент.	Приветствие, проверка присутствующих.	Приветствие, подготовка к занятию	2
2. Мотивационный момент.	Сообщение темы практической работы, формулирование целей практической работы.	Запись даты, темы практической работы. Осмысление целей практической работы.	3
3. Актуализация опорных знаний.	Актуализирует опорные знания с помощью опроса. Методы обучения: словесный, наглядный.	Повторения материала, конспектирование недостающего материала.	10
4. Выполнение практического задания.	Распределение вариантов задания между обучающимися по номеру в списке учебной группы. Объяснение последовательности выполнения работы.	Выполнение практической работы	65
5. Подведение итогов занятия	Подведение итогов занятия. Оценивание деятельности обучающихся по критериям оценивания.	Предоставление руководителю отчёта по практической работе.	10

3.1. Список возможных вопросов для актуализации знаний:

1. Дайте определение трансформатора и объясните области его применения.

2. Опишите режим короткого замыкания трансформатора.
3. С какой целью применяют трансформаторы при передаче электрической энергии?
4. Почему при передаче электрической энергии повышают напряжение в электрической сети
5. С какой целью на приемных подстанциях устанавливают понижающие трансформаторы?
6. Объясните, на что расходуется мощность, потребляемая трансформатором в режиме короткого замыкания.
7. Может ли работать обычный трансформатор на постоянном токе? Поясните.
8. Перечислите и объясните все виды потерь в трансформаторе.
9. Какую роль в трансформаторе играет магнитопровод?
10. Расшифруйте что означает обозначение ТМ — 6300/35.
11. Приведите формулу коэффициента полезного действия трансформатора и объясните ее.
12. Какой трансформатор называют повышающим? Чем его конструкция отличается от понижающего?
13. Почему вторичная обмотка понижающего трансформатора выполняется из провода большего сечения, чем первичная обмотка?
14. Что такое номинальная мощность трансформатора и в каких единицах она измеряется?
15. Какую роль играет в работе трансформатора расширитель?

3.2. Пример решения задачи

Условия задачи:

Понижающий однофазный двухобмоточный трансформатор с естественным воздушным охлаждением подключен к сети напряжением $U_{1Н} = 110$ В; напряжение вторичной обмотки $U_{2Н} = 11$ В; Трансформатор

работает в номинальном режиме и используется для питания специальной аппаратуры, имеющей активное сопротивление $R = 2 \text{ Ом}$ Определить: токи первичной и вторичной обмоток I_{1H} , I_{2H} , коэффициент трансформации K_T и мощность трансформатора S_H .

Решение:

$$K_T = \frac{U_{1H}}{U_{2H}} = \frac{110 \text{ В}}{11 \text{ В}} = 10$$

$$I_{2H} = \frac{U_{2H}}{R} = \frac{11 \text{ В}}{2 \text{ Ом}} = 5,5 \text{ А}$$

$$I_{1H} = I_{2H} * K_T = 10 * 5,5 = 55 \text{ А}$$

$$S_H = I_{2H} * U_{2H} = I_{2H}^2 * R = 5,5^2 * 2 = 60,5 \text{ Вт}$$

3.3. Критерии оценки деятельности обучающихся

Деятельность обучающихся оценивается по балльно-рейтинговой системе:

В процессе занятия каждый студент может получить 6 баллов, из них:

- 1 балл – правильно выполненная задача;
- 0,5 балла – задача, выполнена частично;
- 1 балл – активная работа с преподавателем во время опроса.

3.4. Задачи для самостоятельного решения

Задача № 1.

Понижающий однофазный двухобмоточный трансформатор с естественным воздушным охлаждением подключен к сети напряжением $U_{1H} = 220 \text{ В}$; напряжение вторичной обмотки $U_{2H} = 22 \text{ В}$; Трансформатор работает в номинальном режиме и используется для питания специальной аппаратуры, имеющей активное сопротивление $R = 2,2 \text{ Ом}$ Определить: токи первичной и вторичной обмоток I_{1H} , I_{2H} ., коэффициент трансформации K_T .

Начертить электрическую схему включения трансформатора, мощность трансформатора S_n .

Задача № 2.

Трехфазный трансформатор типа ТМ 25/6/0,4. Максимальный магнитный поток в сердечнике $\Phi_{max} = 0,02\text{Вб}$; схема соединения обмоток звезда-звезда с нулевым выводом. Начертить электрическую схему соединения обмоток трансформатора; определить коэффициент трансформации K ; число витков обмоток w_1 ; w_2 линейные токи в обмотках. Частота тока питающей сети $f=50\text{Гц}$.

Задача № 3.

Однофазный трансформатор, номинальная мощность которого $S_n=600\text{кВА}$, включен в сеть с напряжением $U_n = 5\text{кВ}$ и частотой $f=50\text{Гц}$.

Число витков вторичной обмотки $w_2 = 32$, максимальный магнитный поток в сердечнике $\Phi_{max} = 0,06\text{Вб}$.

Определить токи в обмотках; напряжение вторичной обмотки; коэффициент трансформации. Начертить электрическую схему соединений для проведения опыта холостого хода трансформатора.

Задача № 4.

Двухобмоточный однофазный трансформатор используется для питания пониженным напряжением осветительной аппаратуры.

Первичная обмотка трансформатора подключена к сети напряжением $U_1 = 220\text{В}$. Вторичная обмотка питает лампы накаливания одинаковой мощности. Число витков первичной обмотки $w_1=6000$; число витков вторичной обмотки $w_2 = 600$; ток вторичной обмотки $I_2 = 10\text{А}$. Режим работы трансформатора не номинальный.

Определить напряжение вторичной обмотки трансформатора; коэффициент трансформации трансформатора K ; активную мощность, отдаваемую вторичной обмоткой трансформатора P_2 . Начертить электрическую схему включения трансформатора.

Задача № 5.

Трехфазный трансформатор типа ТМ 160/10 имеет следующие номинальные данные: номинальная мощность $S_n = 160 \text{ кВА}$, напряжение первичной обмотки $U_{1н} = 10 \text{ кВ}$; напряжение вторичной обмотки $U_{2н} = 0,4 \text{ кВ}$; потери мощности в опыте холостого хода – $P_{ст} = 0,565 \text{ кВт}$, потери мощности $\cos_{2н} \alpha = 0,8$; схема соединения обмоток – звезда-звезда с нулевым выводом.

Определить номинальные токи в обмотках; номинальный КПД; коэффициент трансформации и суммарные потери мощности в трансформаторе. Начертить электрическую схему соединения обмоток трансформатора.

Задача № 6.

Трехфазный трансформатор, обмотки которого рассчитаны на номинальное напряжение $U_{1н} = 6 \text{ кВ}$ и $U_{2н} = 0,23 \text{ кВ}$, отдает со вторичной обмотки активную мощность $P_2 = 40 \text{ кВт}$ и реактивную $Q = 20 \text{ квар}$; номинальный ток вторичной обмотки $I_{2н} = 158 \text{ А}$. Схема соединения обмоток звезда-звезда с нулевым выводом.

Определить номинальную мощность трансформатора S_n ; коэффициент трансформации K ; его коэффициент нагрузки K_n ; номинальный ток первичной обмотки $I_{1н}$ и КПД трансформатора при номинальной нагрузке – n . Начертить электрическую схему соединения обмоток трансформатора.

Задача № 7.

Однофазный трансформатор работает в номинальном режиме и имеет следующие характеристики: номинальная мощность $S_n = 100 \text{ кВА}$; токи в обмотках $I_{1н} = 16,7 \text{ А}$; $I_{2н} = 250 \text{ А}$. Трансформатор работает на выгрузку с $\cos_{2н} \alpha = 0,8$. В сердечнике создается магнитный поток $\Phi_{max} = 0,017 \text{ Вб}$. Частота тока в сети $f = 50 \text{ Гц}$. Потери в стали составляют $P_{ст} = 400 \text{ Вт}$, потери в обмотках $P_{о.н.} = 200 \text{ Вт}$.

Определить ЭДС в обмотках E_1 и E_2 ; коэффициент трансформации K ; число витков обмоток w_1 , w_2 ; КПД трансформатора. Начертить электрическую схему включения трансформатора.

Задача № 8.

Трехфазный трансформатор типа ТМ 400/6 имеет следующие данные: номинальная мощность $S_n = 400$ кВА; номинальное напряжение обмоток $U_{1н} = 6$ кВ; $U_{2н} = 0,4$ кВ. Схема соединения обмоток звезда-звезда с нулевым выводом. Коэффициент трансформации K ; номинальные токи в обмотках $I_{1н}$, $I_{2н}$; действительные токи в обмотках при заданном значении K_n ; суммарные потери мощности в трансформаторе P при номинальной нагрузке.

Начертить электрическую схему соединения обмоток трансформатора.

Задача № 9.

Понижающий однофазный двухобмоточный трансформатор с естественным воздушным охлаждением подключен к сети напряжением $U_{1н} = 220$ В. Трансформатор работает в номинальном режиме и используется для питания стенда, имеющего активно-индуктивную нагрузку z . Номинальная мощность трансформатора $S_n = 220$ ВА; напряжение вторичной обмотки $U_{2н} = 44$ В. КПД трансформатора $= 0,8$; коэффициент мощности вторичной цепи $\cos \alpha_{2н} = 0,91$.

Определить ток вторичной обмотки $I_{2н}$; коэффициент трансформации K ; активную номинальную мощность, потребляемую трансформатором из сети, $P_{1н}$; активную номинальную мощность $P_{2н}$, отдаваемую трансформатором. Начертить электрическую схему включения трансформатора.

Задача № 10.

Двухобмоточный однофазный трансформатор используется для питания ламп накаливания, освещающих рабочие места в цехе сборки вагонов, первичная обмотка трансформатора подключена к сети напряжением $U_1 = 240$ В. К вторичной обмотке подключены лампы одинаковой мощности $P_{л} = 12$ Вт (мощность одной лампы). Коэффициент трансформации трансформатора $K=10$; активная мощность, отдаваемая

трансформатором $P_2 = 240\text{Вт}$; режим работы трансформатора не номинальный.

Определить напряжение вторичной обмотки трансформатора U_2 , ток одной лампы I_l ; число ламп n_l , начертить электрическую схему включения трансформатора.

2.1.2. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе реализованы задачи:

Выполнен расчет трансформаторной мощности понизительной подстанции «Горный Щит» и выбрано оборудование: понизительные трансформаторы ТДН-16000/110/10, трансформаторы собственных нужд типа ТМ- 63. Определены токи короткого замыкания и максимальные рабочие токи в ЗРУ-110кВ. На этих основаниях подобрана защита МТЗ и ДТЗ силовых трансформаторов, а на самих трансформаторах были установлены газовые реле. Также была рассчитана дистанционная защита линии электропередач запитывающая подстанцию.

Произведен выбор следующей аппаратуры: выключатели ВРС-10 - 3150, ВБТЭ 630 И ВБТЭ1250, разъединители типа РНД(З) – 110/2000, заземлители ЗОН -110М-ИУХЛ, отделители ОДЗ.1-110/1000 УХЛ, короткозамыкатели КЗ-110, трансформатор собственных нужд ТМ 63, трансформаторы тока типа ТФЗМ 110Б-1 и ТЛШ-10-2, разрядники РВС-110МТ и РВС-15Т1. В ячейках КРУ была применена система дуговой защиты «Овод-М» и система земляной токовой защиты МРЗС-05-01. Установленное на подстанции оборудование удовлетворяет требованиям электродинамической и термической стойкости.

Выполнен расчет технико-экономической эффективности применения вакуумных выключателей по сравнению с масляными выключателями. Из-за значительной стоимости вакуумных выключателей эффективность их применения достигается только в случае сокращения больших капитальных расходов.

2.1.3. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамов М.Б., Алиев И.И. Электрические аппараты. Справочник. 2-е изд. – Москва:Издательское предприятие РадиоСофт, 2011. – 256с.
2. Акимова, Н.А. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования / Н.Ф. Котеленец, Н.А. Акимова, Н.И. Сентюрихин. – Москва: Издательский центр «Академия», 2013. – 304 с.
3. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. – Вологда: Инфра – Инженерия, 2016. – 416 с.
4. Баумштейн И.А., Баженов С.А. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. 3-е изд., перераб. и доп. – Москва:Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
5. Бурман, А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: Учебное пособие / Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шкарян. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2012. 336 с.
6. Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций. – Москва: Изд-во Энергия, 2007. – 551 с.
7. ГОСТ 12.1.019-96 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования.
8. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. – Взамен ГОСТ 1983 – 89 ; введ. 2003-01-01. – Москва: Изд-во стандартов, 2003. – 31 с.
9. Грунтович, Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: Учебное пособие / Н.В. Грунтович. – Москва: Нов. знание, НИЦ ИНФРА-М, 2013. – 271 с.
10. Дымков, А.М. Трансформаторы напряжения. – Москва: Изд-во Энергоатомиздат, 2011. – 192 с.

11. Ермилов А.А. Как выполняются заводские подстанции. Москва., «Энергия», 1967. – 112с.

12. Ефанов А.В. Проектирование электрической части подстанции: учебное пособие для выполнения дипломного проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции». – Ставрополь: АГРУС, 2015.-70 с.

13. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. / В.И. Идельчик. – Москва: Альянс, 2016. – 592 с.

14. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. Пособие. Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.

15. Каменева В.В., Федоров А.А., Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. – 4-е изд., - Москва:Энергоатомиздат, 1984. – 472с.

16. Коробкин В.И., Передельский Л.В. Экология. Изд. 4-е, доп. и переработ.- Ростов на Дону : изд-во «Феникс», 2003-576 с.

17. Крючков И.П., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – 4-е изд., - Москва:Энергоатомиздат, 1989.-608с.

18. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. – Москва: МЭИ, 2013. – 412 с.

19. Кузнецов Ю.В., Федорова С.В. Энергосберегающие технологии и мероприятия в системах энергоснабжения. Учебное пособие. Екатеринбург: УРО РАН, 2008. 356с.

20. Методические указания к выполнению экономической части дипломных проектов. (ГОС-2000) для студентов всех форм обучения специальности 050501.65 (030500.19) – Профессиональное обучение, специализации 030503.19 – Электротехник, электротехнологии и технологический менеджмент. – Екатеринбург, 2001.-16с.

21. Муравей Л.М. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., перераб. и доп.- Москва:ЮНИТИ-ДАНА, 2003.-431с.
22. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 2016. – 464 с.
23. Радкевич В.Н., Козловская В.Б., Колосова И.В. Расчёт электрических нагрузок промышленных предприятий: Учебно-методическое пособие. Минск: Изд-во БНТУ, 2013. – 124 с.
24. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – Москва: РадиоСофт, 2013. – 328 с.
25. Старкова Л.Е., Федоров А.А. Учебное пособие по электроснабжению промышленных предприятий: Учебное пособие для вузов. – Москва:Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
26. ФГОС СПО 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям) от 2014 – 05 – 18; № 17270 – Москва: Минобрнауки России, 2014. – №827.
27. Хавроничев С. В. Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учеб. Пособие. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2012. – 56 с.
28. Хрущев Ю.В. Электроэнергетические системы и сети. электромеханические переходные процессы: Учебное пособие для прикладного бакалавриата / Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков. – Люберцы: Юрайт, 2016. – 153 с.
29. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования. – 2-е изд., испр. – Москва:ФОРУМ: ИНФРА-М, 2008.-214с.
30. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию Москва:ФОРУМ: ИНФРА-М, 2009. – 136 с.