

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Белогорск напряжением 110/35/10 кВ с заменой силовых трансформаторов в Республике Крым

Исполнитель
студент группы 842-об1

подпись, дата

А.М.
Бублейников

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Бублейникова Анатолия Михайловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Белогорск напряжением 110/35/10 кВ с заменой силовых трансформаторов в Республике Крым

(утверждено приказом от 15.0322 № 506 УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____ 1.06.22

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: схема электрической сети, данные годовых нагрузок

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Замена устаревшего оборудования данной подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 16.03.22

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н. руководитель

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

доцент, канд тех. наук

Задание принял к исполнению (дата): 16.03.22

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 140 с., 22 рисунка, 27 таблиц, 22 источников.

Ток короткого замыкания, напряжение, сопротивление, нагрузка, выбор и проверка оборудования, трансформатор, выключатель, разъединитель, дистанционная защита, токовая отсечка, токовая защита нулевой последовательности, мгновенная защита от междуфазных повреждений, продольная дифференциальная защита, защита от перегрузки, газовая защита, устройство резервирования отказа выключателя, автоматический ввод резерва, автоматическое регулирование коэффициента трансформации, автоматическое повторное включение, надёжность, качество, капиталовложения, издержки, чистый дисконтированный доход.

Реконструирована подстанция "Белогорск". Были подсчитаны токи КЗ. Выбрано и проверено электрооборудование. Рассчитана релейная защита линий и трансформатора. Выполнена оценка надёжности сети. Рассмотрено влияние показателей качества электрической энергии на асинхронные двигатели. Произведен расчет окупаемости проекта реконструкции. Рассмотрены вопросы безопасности, экологичности и пожарной безопасности при выполнении работ на подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Основная часть	11
1.1 Энерго-экономическая характеристика района	11
1.1.1 Характеристика объекта проектирования	11
1.1.2 Климатическая и географическая характеристики района	11
1.2 Расчёт токов КЗ	13
1.3 Выбор электрического оборудования	35
1.3.1 Выбор выключателей	35
1.3.2 Выбор комплектных распределительных устройств	38
1.3.3 Выбор разъединителей	40
1.3.4 Выбор трансформаторов тока	41
1.3.5 Выбор трансформаторов напряжения	47
1.3.6 Выбор шинных конструкций	50
1.3.6.1 Выбор жёстких шин	50
1.3.6.1 Выбор гибких шин	53
1.3.7 Выбор опорных изоляторов	56
1.3.8 Выбор ограничителей перенапряжения	57
1.3.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	61
1.3.10 Выбор аккумуляторных батарей	62

1.3.11 Выбор высокочастотных заградителей	64
1.4 Учёт и измерение электрической энергии	65
1.5 Надёжность подстанции	69
1.6 Влияние качества электроэнергии	87
1.6.1 Отклонение напряжения	88
1.6.2 Колебания напряжения	88
1.6.3 Несинусоидальность напряжения	88
1.6.4 Несимметрия напряжения	88
1.7 Заземление и молниезащита	89
1.7.1 Заземление	89
1.7.2 Молниезащита	94
1.8 Релейная защита	97
1.8.1 Защита воздушной линии 110 кВ	97
1.8.1.1 Дистанционная защита линии	97
1.8.1.2 Токовая отсечка для линии с двусторонним питанием	98
1.8.1.3 Токовая защита нулевой последовательности	99
1.8.1.1 Мгновенная токовая защита от межфазных повреждений	106
1.8.2 Защита силового трансформатора	107
1.8.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита	107
1.8.2.2 Максимальная токовая защита	110
1.8.2.3 Защита от перегрузки	112
1.8.2.4 Газовая защита	113

2 Безопасность и экологичность	125
2.1 Безопасность	125
2.2 Экологичность	127
2.3 Пожарная безопасность	133
Заключение	137
Библиографический список	138

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва

АРКТ – автоматическое регулирование коэффициента трансформации

ВН – высокое напряжение

ГЗ – газовая защита

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

НН – низкое напряжение

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПКЭ – показатель качества электроэнергии

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РПН – регулирование под нагрузкой

СН – среднее напряжение

ТН – трансформатор напряжения

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТТ – трансформатор тока

УРОВ – устройство резервирования отката выключателя

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ВВЕДЕНИЕ

Реконструкция ПС 110/35/10кВ «Белогорск» в первую очередь вызвана необходимостью: повышения надёжности схемы электроснабжения, изменения гибкости схемы, обеспечение бесперебойного и безопасного снабжения потребителей электроэнергией, физически и морально устаревшим состоянием оборудования, а также в связи с планируемым присоединением ООО «Крымская сырная компания» с заявленной мощностью 0,3 МВт ; ООО «ТК Белогорский» с заявленной мощностью 30 МВт; с повышением потребления жилищно-коммунального сектора и учреждений отдыха ГО Судак.

Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Старый Крым – Белогорск – Кубанская - Симферопольская в целом. При КЗ на ВЛ 110 кВ Старый Крым – Белогорск или Белогорск – Кубанская отключаются не только ВЛ 110 кВ, но и трансформатор на ПС Белогорск, что, с учетом существующей высокой загрузки трансформаторов, недопустимо. Требуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Белогорск с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и отходящих ВЛ 110 кВ.

Реконструкция позволит решить задачи:

- 1) повышения надёжности и качества электроснабжения потребителей;
- 2) безопасной эксплуатации основного и вспомогательного оборудования и сооружений путём внедрения передовых проектных решений,
- 3) предотвращения угроз для жизни и здоровья населения и сотрудников общества благодаря применению передовых методов эксплуатации, безопасных и удобных условий труда эксплуатационного персонала.

При реконструкции подстанции должны быть обеспечены:

- 1) высокий уровень технологических процессов и качества строительных и монтажных работ;
- 2) экономическая эффективность, обусловленная оптимальным объемом привлекаемых инвестиций и ресурсов, и снижением эксплуатационных затрат;
- 3) соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды;
- 4) ремонтпригодность применяемого оборудования и конструкций;
- 5) Внедрение передовых проектных решений, обеспечивающих соответствие всего комплекса показателей подстанций современному мировому техническому уровню.

К 2023 году прогнозируется прирост потребления электроэнергии энергосистемы Республики Крым на 1199,14 млн кВт ч по отношению к уровню отчетного 2017 года, и составит 7284 млн кВт ч. В целом, прогноз электропотребления по Республике Крым на рассматриваемый перспективный период 2019 – 2023 гг. характеризуется ежегодными темпами прироста порядка 2 – 3,5%.

На ПС 110/35/10 кВ Белогорск установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Белогорск принята в соответствии с таблицами 1, 6 приложения к приказу Министерства энергетики РФ от 8 февраля 2019 № 81.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$I_{\text{ном}}$, А (ВН)	ДДТН, А	АДТН, А (% $I_{\text{ном}}$)		
					24 ч	2 ч	20 мин

				(% $I_{\text{НОМ}}$)			
Зимний период (при температуре +10°C)							
T-1	ТДТН- 25000/110/35/1 0	1983	125, 5	135,5 (108)	138, 1 (110)	150, 6 (120)	150, 6 (120)
T-2	ТДТН- 16000/110/35/1 0	1983	80,3	86,7 (108)	88,3 (110)	96,4 (120)	96,4 (120)
Летний период (при температуре +35°C)							
T-1	ТДТН- 25000/110/35/1 0	1983	125, 5	108,6 (86,5)	125, 5 (100)	125, 5 (100)	138, 1 (110)
T-2	ТДТН- 16000/110/35/1 0	1983	80,3	69,5 (86,5)	80,3 (100)	80,3 (100)	88,3 (110)

1.1 Энерго-экономическая характеристика района

1.1.1 Характеристика объекта проектирования

РУ-110 кВ и РУ – 35кВ выполнено открытым, РУ-10 кВ - закрытым. Схемой РУ-110 кВ является одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Будут установлены два силовых трансформатора ТДНТ-63000/110. Выключатели на высокой стороне - элегазовые, на низкой - вакуумные.

1.1.2 Климатическая и географическая характеристики района

Климат полуострова отличается в различных его частях: в северной части он умеренно-континентальный, на южном берегу с чертами субтропического. Для Крыма характерно небольшое количество осадков в течении года, большое количество солнечных дней, наличие бризов на побережье.

Характер атмосферной циркуляции воздуха над Крымом в различные сезоны года неодинаков. Зимой циркуляция над Крымским полуостровом и Черным морем определяется влиянием азиатского антициклона, вследствие чего в Крыму преобладают воздушные потоки с севера и северо-востока. Эти холодные материковые ветры значительно ослабляют влияние окружающих Крым теплых морей. В это время сравнительно часто проходят атлантические и средиземноморские циклоны. Они приносят осадки, особенно на Южный берег. Зимой нередки вторжения арктического воздуха (с севера), вызывающие резкие понижения температуры воздуха в крымских степях.

Весной, так же как и зимой, преобладают северо-восточные ветры. Южные ветры с моря приносят холодный морской воздух, что замедляет повышение температуры над сушей.

Лето в Крыму жаркое и засушливое вследствие преобладающего влияния области повышенного давления. Погода изредка нарушается

сильными, но кратковременными ливнями. Они наблюдаются постепенно и в горах, и на равнине.

В связи со сложным строением рельефа в Крыму осадки распределяются неравномерно. Количество осадков за год изменяется по территории от 250-300 мм в степных районах до 1000 мм и более в горах. Большинство районов Крыма относится к зоне недостаточного увлажнения, особенно западное и восточное морское побережье.

Снежный покров на территории Крыма устанавливается в разное время. В степи – в первой половине декабря, на Южном берегу Крыма – в первой декаде января. В связи с тем, что зимы в Крыму довольно теплые, с частыми оттепелями, на большей части Крымского полуострова, за исключением горных районов, в 80% зим не бывает устойчивого снежного покрова.

Среди опасных атмосферных явлений наиболее характерны для Крыма: туманы, грозы, град, а также засушливые явления – засухи, суховеи, пыльные бури.

В таблице 1 обозначены основные климатические характеристики Республики Крым.

Таблица 1 – Основные климатические характеристики

Район по ветру	-
Скоростной напор ветра, Па	300
Направление ветра	различен
Температурные диапазоны:	
- минимальная	-30 ⁰ С

Продолжение таблицы 1

- средняя	+24°C
- максимальная	+41°C
Среднегодовая влажность	70%
Зона влажности	2

1.2 Расчет токов КЗ

Расчет токов КЗ выполняется для определения величин токов, необходимых для расчета уставок срабатывания и проверки чувствительности защит.

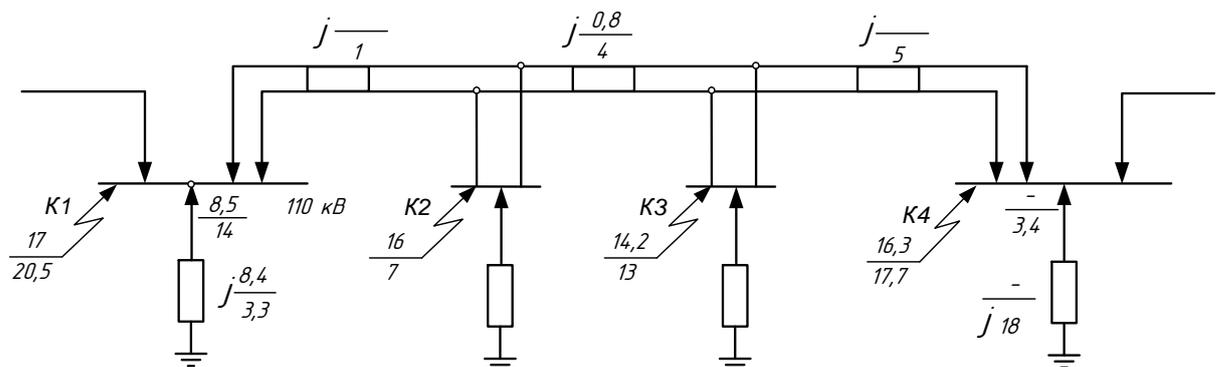


Рисунок 1 – Исходная схема

Расчет токов КЗ начинается с определения расчетных точек и режимов работы сети, при которых необходимо определять значения токов.

Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 2.

Расчетные режимы намечаются, исходя из необходимости определения максимальных и минимальных значений токов КЗ, протекающих через защищаемый элемент.

Задачей расчета токов КЗ является определение периодической составляющей тока КЗ для начального момента возникновения замыкания ($t=0$) при трехполюсном металлическом коротком замыкании.

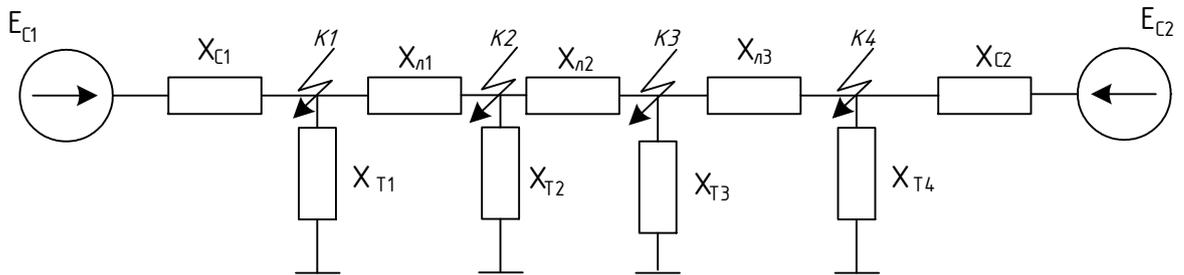


Рисунок 2 – Расчетная схема замещения

Исходные данные:

$$E_C = 110 \text{ кВ},$$

$$X_{Л1} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$X_{Л2} = 1,6 \text{ Ом},$$

$$X_{Л3} = 2 \text{ Ом},$$

$$X_{Т1} = 3,3 \text{ Ом},$$

$$X_{Т4} = 18 \text{ Ом}.$$

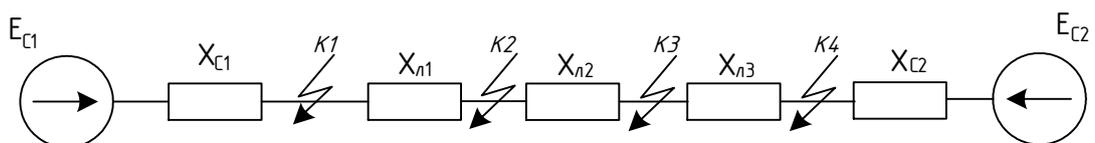


Рисунок 3 – Схема замещения прямой последовательности

Ток, текущий слева направо - I^I , а – справа налево - I^{II} .

Эквивалентные сопротивления для ПП и ОП:

$$X_{\text{Э1}} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{III1}}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (17 - 3.4)} = 4,67 \text{ Ом}; \quad (1)$$

$$X_{\text{Э2}} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{III2}}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (16,3 - 4,4)} = 5,337 \text{ Ом}. \quad (2)$$

Рассчитываем трёхфазное КЗ в точке К1:

$$I^I = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{Э1}}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 4,67} = 13,6 \text{ кА}; \quad (3)$$

$$I^{II} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{Э2}} + X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}} + X_{\text{Л3}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,337 + 2 + 1,6 + 0,4)} = 6,8 \text{ кА}. \quad (4)$$

Рассчитываем трёхфазное КЗ в точке К2:

$$I^I = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{Э1}} + X_{\text{Л1}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,67 + 0,4)} = 12,527 \text{ кА}; \quad (5)$$

$$I^{II} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{Э2}} + X_{\text{Л2}} + X_{\text{Л3}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,337 + 2 + 1,6)} = 7,106 \text{ кА}. \quad (6)$$

Рассчитываем трёхфазное КЗ в точке К3:

$$I^I = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{Э1}} + X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,67 + 0,4 + 1,6)} = 9,52 \text{ кА}; \quad (7)$$

$$I^{II} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{Э2}} + X_{\text{Л3}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,337 + 2)} = 8,656 \text{ кА}. \quad (8)$$

Рассчитываем трёхфазное КЗ в точке К4:

$$I^I = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{Э1}} + X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}} + X_{\text{Л3}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,337 + 0,4 + 1,6 + 2)} =$$

$$= 7,325 \text{ кА}; \quad (9)$$

$$I^{II} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{Э2}}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 5,337} = 11,9 \text{ кА}. \quad (10)$$

Для расчёта величин токов двухфазного КЗ необходимо значения токов трёхфазного КЗ умножить на величину $\sqrt{3} / 2$.

Рассчитываем двухфазное КЗ в точке К1:

$$I^I = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^I = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,6 = 11,78 \text{ кА}; \quad (11)$$

$$I^{II} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{II} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,8 = 5,89 \text{ кА}. \quad (12)$$

Рассчитываем двухфазное КЗ в точке К2:

$$I' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,527 = 10,85 \text{ кА};$$

$$I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,106 = 6,154 \text{ кА}.$$

Рассчитываем двухфазное КЗ в точке К3:

$$I' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,52 = 8,246 \text{ кА};$$

$$I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,656 = 7,496 \text{ кА}.$$

Рассчитываем двухфазное КЗ в точке К4:

$$I' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,325 = 6,344 \text{ кА};$$

$$I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,9 = 10,306 \text{ кА}.$$

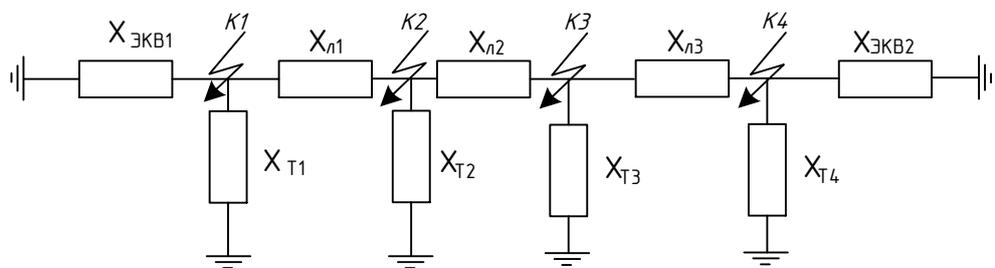


Рисунок 4 - Схема замещения сети нулевой последовательности

Эквивалентные сопротивления для НП:

$$X_{\text{Э1}} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НП1}}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (20,5 - 1)} = 3,257 \text{ Ом}; \quad (13)$$

$$X_{\varepsilon 2} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НП2}}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (17,7 - 2)} = 4,045 \text{ Ом.} \quad (14)$$

Сопротивления трансформаторов:

ТДНТ-25000/110:

$$X_{T2} = \frac{u_k \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{25000} = 5,08 \text{ Ом.} \quad (15)$$

ТДНТ-16000/110:

$$X_{T3} = \frac{u_k \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{16000} = 7,94 \text{ Ом.}$$

Рассчитываем однофазное КЗ в точке К1:

$$X_{\text{III}} = X_{\text{оп}} = \frac{X_{\varepsilon 1} \cdot (X_{L1} + X_{L2} + X_{L3} + X_{\varepsilon 2})}{X_{\varepsilon 1} + X_{L1} + X_{L2} + X_{L3} + X_{\varepsilon 2}}; \quad (16)$$

$$X_{\text{III}} = X_{\text{оп}} = \frac{4,67 \cdot (0,4 + 2 + 1,6 + 5,337)}{4,67 + 0,4 + 2 + 1,6 + 5,337} = 3,113 \text{ Ом;} \quad (17)$$

$$X_{A1} = \frac{X_{T4} \cdot X_{\varepsilon 2}}{X_{T4} + X_{\varepsilon 2}} + 3 \cdot X_{L3} = \frac{18 \cdot 4,045}{18 + 4,045} + 3 \cdot 2 = 9,3 \text{ Ом;} \quad (18)$$

$$X_{A2} = \frac{X_{T3} \cdot X_{A1}}{X_{T3} + X_{A1}} + 3 \cdot X_{A2} = \frac{7,94 \cdot 5,3}{7,94 + 5,3} + 3 \cdot 1,6 = 9,08 \text{ Ом}; \quad (19)$$

$$X_{A3} = \frac{X_{A2} \cdot X_{T2}}{X_{A2} + X_{T2}} + 3 \cdot X_{A3} = \frac{4,78 \cdot 20,17}{4,78 + 20,17} + 3 \cdot 0,4 = 7,46 \text{ Ом}; \quad (20)$$

$$X_{A4} = \frac{X_{A1} \cdot X_{T1}}{X_{A1} + X_{T1}} = \frac{3,257 \cdot 3,3}{3,257 + 3,3} = 1,64 \text{ Ом}; \quad (21)$$

$$X_{III} = \frac{X_{A2} \cdot X_{A3}}{X_{A2} + X_{A3}} = \frac{7,46 \cdot 1,64}{7,46 + 1,64} = 1,34 \text{ Ом}; \quad (22)$$

$$I = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot (X_{III} + X_{OII} + X_{III})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (3,113 + 3,113 + 1,34)} = 8,4 \text{ кА}; \quad (23)$$

$$I_1 = I \cdot \frac{X_{A3}}{X_{A3} + X_{A4}} = 8,4 \cdot \frac{7,46}{7,46 + 1,64} = 6,88 \text{ кА}; \quad (24)$$

$$I_2 = I - I_1 = 8,4 - 6,88 = 1,5 \text{ кА}; \quad (25)$$

$$I_3 = I_2 \cdot \frac{X_{T2}}{X_{T2} + X_{A2}} = 2,38 \cdot \frac{20,17}{20,17 + 9,08} = 1,04 \text{ кА}; \quad (26)$$

Расчёт однофазных токов КЗ в остальных точках сведён в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета однофазных токов КЗ

Точка КЗ	Ток в расчетной точке, кА			
	I	I_1	I_2	I_3
К1	8,4	6,88	1,5	1,04
К2	7,54	5,19	2,35	1,08
К3	6,56	2,43	4,13	3,62
К4	7	1,7	5,23	0,92

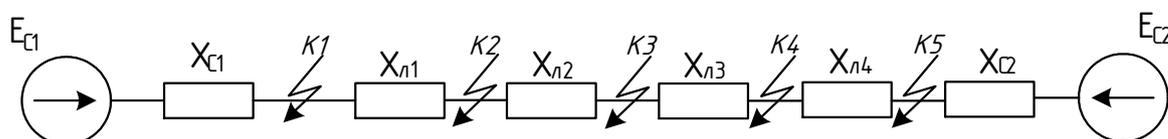


Рисунок 5 – Схема замещения прямой последовательности

$$X_{Л1} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$X_{Л2} = 1,6 \cdot 83,3 = 1,33 \text{ Ом};$$

$$X_{Л3} = 1,6 \cdot 16,7 = 0,27 \text{ Ом};$$

$$X_{Л4} = 2 \text{ Ом}.$$

Рассчитываем трёхфазное КЗ в точке К1:

$$I^I = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma 1}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 4,67} = 13,6 \text{ кА};$$

$$I^{II} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Sigma 2} + X_{Л1} + X_{Л2} + X_{Л3} + X_{Л4})};$$

$$I^{II} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,337 + 0,4 + 2,33 + 0,27 + 2)} = 6,8 \text{ кА}.$$

Рассчитываем трёхфазное КЗ в точке К2:

$$I^I = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\varepsilon 1} + X_{\lambda 1})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,67 + 0,4)} = 12,527 \text{ кА};$$

$$I^{II} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\varepsilon 2} + X_{\lambda 2} + X_{\lambda 3} + X_{\lambda 4})};$$

$$I^{II} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,337 + 1,33 + 0,27 + 2)} = 7,106 \text{ кА}.$$

Рассчитываем трёхфазное КЗ в точке К3:

$$I^I = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\varepsilon 1} + X_{\lambda 1} + X_{\lambda 2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,67 + 0,4 + 1,33)} = 9,92 \text{ кА};$$

$$I^{II} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\varepsilon 2} + X_{\lambda 3} + X_{\lambda 4})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,337 + 0,27 + 2)} = 8,35 \text{ кА}.$$

Рассчитываем трёхфазное КЗ в точке К4:

$$I^I = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\varepsilon 1} + X_{\lambda 1} + X_{\lambda 2} + X_{\lambda 3})};$$

$$I^I = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,337 + 0,4 + 1,33 + 0,27)} = 9,52 \text{ кА};$$

$$I^{II} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\varepsilon 2} + X_{\lambda 4})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,337 + 2)} = 8,66 \text{ кА}.$$

Рассчитываем трёхфазное КЗ в точке К5:

$$I^I = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{\varepsilon 1} + X_{\lambda 1} + X_{\lambda 2} + X_{\lambda 3} + X_{\lambda 4})};$$

$$I^I = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,67 + 0,4 + 1,33 + 0,27 + 2)} = 7,33 \text{ кА};$$

$$I'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma 2}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 5,337} = 11,9 \text{ кА.}$$

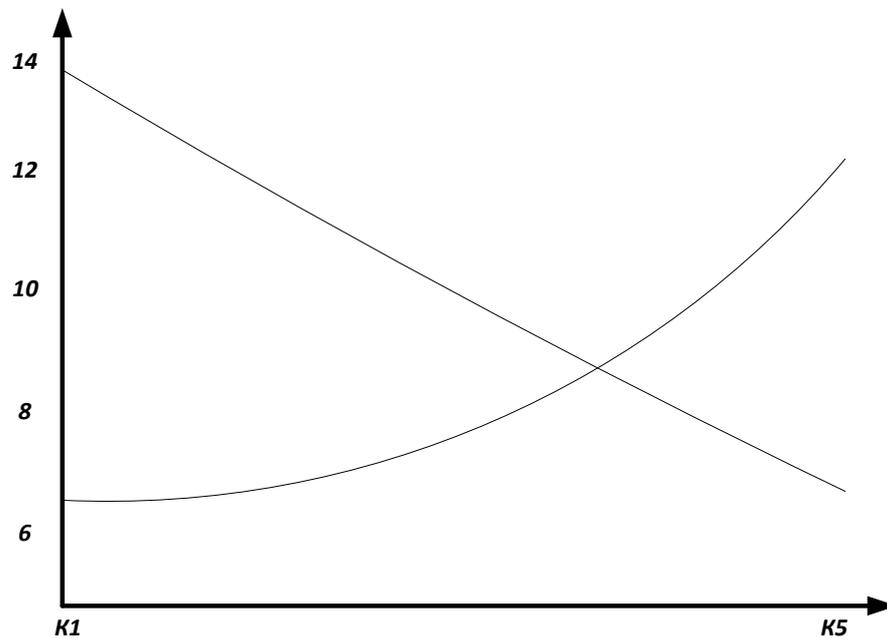


Рисунок 6 – Трёхфазное КЗ

Для расчёта величин токов двухфазного КЗ необходимо значения токов трёхфазного КЗ умножить на величину $\sqrt{3} / 2$.

Рассчитываем двухфазное КЗ в точке К1:

$$I' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,6 = 11,78 \text{ кА;}$$

$$I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,8 = 5,89 \text{ кА.}$$

Рассчитываем двухфазное КЗ в точке К2:

$$I' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,527 = 10,85 \text{ кА;}$$

$$I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I'' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,106 = 6,154 \text{ кА.}$$

Рассчитываем двухфазное КЗ в точке К3:

$$I^I = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^I = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,92 = 8,59 \text{ кА};$$

$$I^{II} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{II} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,35 = 7,23 \text{ кА}.$$

Рассчитываем двухфазное КЗ в точке К4:

$$I^I = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^I = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,52 = 8,25 \text{ кА};$$

$$I^{II} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{II} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,66 = 7,5 \text{ кА}.$$

Рассчитываем двухфазное КЗ в точке К5:

$$I^I = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^I = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,33 = 6,34 \text{ кА};$$

$$I^{II} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{II} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,9 = 10,31 \text{ кА}.$$

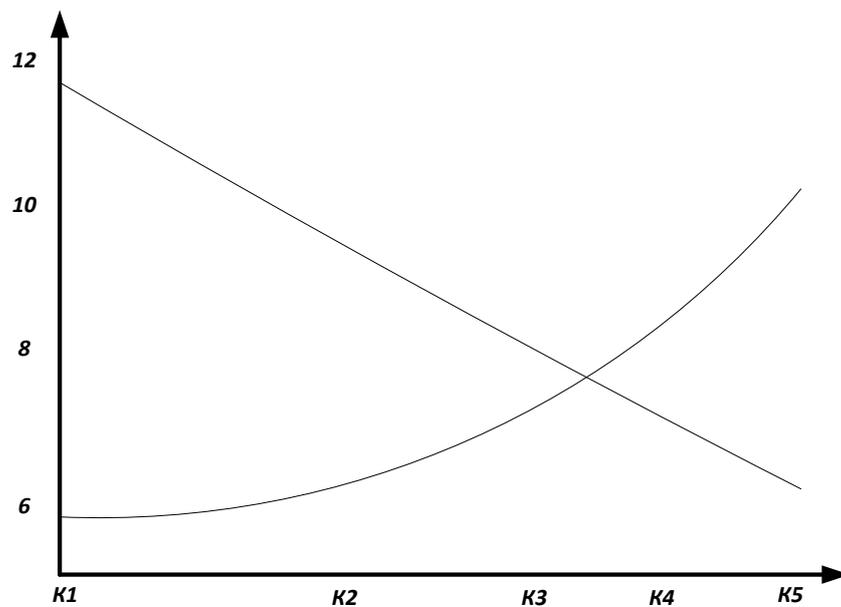


Рисунок 7 – Двухфазное КЗ

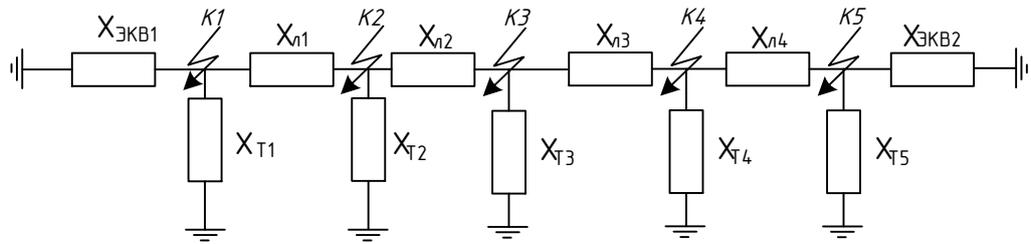


Рисунок 8 - Схема замещения сети нулевой последовательности

Сопrotивления трансформаторов:

ТРДН-63000/110 УХЛ1:

$$X_{T3} = \frac{u_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{63000} = 2,016 \text{ Ом.}$$

Рассчитываем однофазное КЗ в точке К1:

$$X_{III} = X_{оп} = \frac{X_{\mathcal{E}1} \cdot (X_{Л1} + X_{Л2} + X_{Л3} + X_{Л4} + X_{\mathcal{E}2})}{X_{\mathcal{E}1} + X_{Л1} + X_{Л2} + X_{Л3} + X_{Л4} + X_{\mathcal{E}2}};$$

$$X_{III} = X_{оп} = \frac{4,67 \cdot (0,4 + 1,33 + 0,27 + 2 + 5,337)}{4,67 + 0,4 + 1,33 + 0,27 + 2 + 5,337} = 3,113 \text{ Ом;}$$

$$X_{A1} = \frac{X_{T5} \cdot X_{\mathcal{E}2}}{X_{T5} + X_{\mathcal{E}2}} + 3 \cdot X_{Л4} = \frac{18 \cdot 4,045}{18 + 4,045} + 3 \cdot 2 = 9,3 \text{ Ом;}$$

$$X_{A2} = \frac{X_{T4} \cdot X_{A1}}{X_{T4} + X_{A1}} + 3 \cdot X_{Л3} = \frac{7,94 \cdot 9,3}{7,94 + 9,3} + 3 \cdot 0,27 = 5,08 \text{ Ом;}$$

$$X_{A3} = \frac{X_{A2} \cdot X_{T3}}{X_{A2} + X_{T3}} + 3 \cdot X_{Л2} = \frac{5,08 \cdot 2,016}{5,08 + 2,016} + 3 \cdot 1,33 = 5,43 \text{ Ом;}$$

$$X_{A4} = \frac{X_{A3} \cdot X_{T2}}{X_{A3} + X_{T2}} + 3 \cdot X_{Л1} = \frac{5,96 \cdot 20,17}{5,96 + 20,17} + 3 \cdot 0,4 = 5,96 \text{ Ом;}$$

$$X_{A5} = \frac{X_{\mathcal{E}1} \cdot X_{T1}}{X_{\mathcal{E}1} + X_{T1}} = \frac{3,257 \cdot 3,3}{3,257 + 3,3} = 1,64 \text{ Ом;}$$

$$X_{III} = \frac{X_{A2} \cdot X_{A5}}{X_{A2} + X_{A5}} = \frac{5,08 \cdot 1,64}{5,08 + 1,64} = 1,29 \text{ Ом};$$

$$I = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot (X_{III} + X_{OII} + X_{III})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (3,113 + 3,113 + 1,29)} = 8,46 \text{ кА};$$

$$I_1 = I \cdot \frac{X_{A4}}{X_{A4} + X_{A5}} = 8,46 \cdot \frac{5,96}{5,96 + 1,64} = 6,63 \text{ кА};$$

$$I_2 = I - I_1 = 8,46 - 6,63 = 1,83 \text{ кА};$$

$$I_3 = I_2 \cdot \frac{X_{T2}}{X_{T2} + X_{A3}} = 1,83 \cdot \frac{20,17}{20,17 + 5,96} = 1,41 \text{ кА}.$$

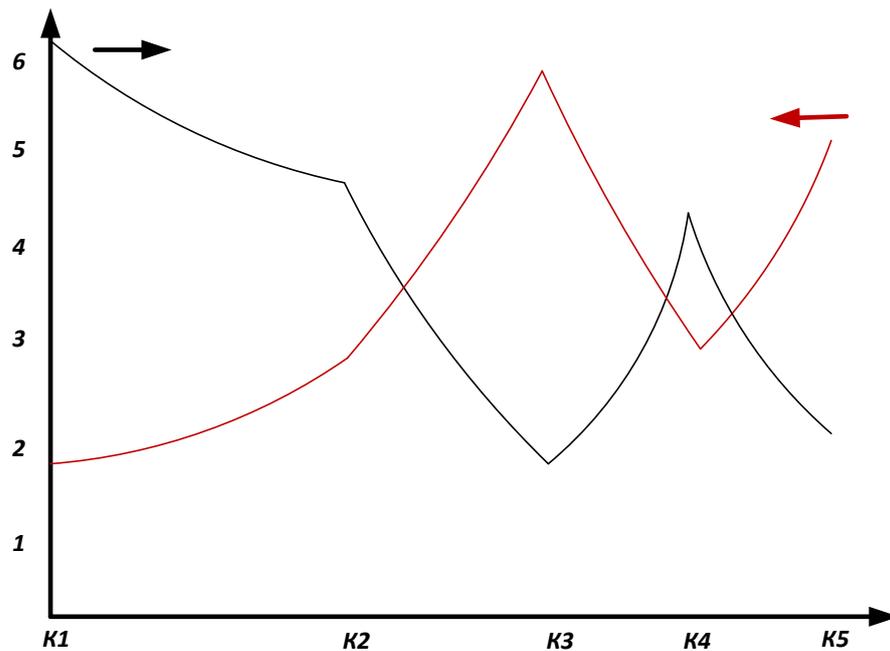


Рисунок 9 – Однофазное КЗ

Расчёт однофазных токов КЗ сведён в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета однофазных токов КЗ

Точка КЗ	Ток в расчетной точке, кА			
	I	I_1	I_2	I_3
К1	8,46	6,63	1,83	1,41
К2	7,72	4,77	2,95	1,13
К3	7,51	1,74	5,77	2,66
К4	7,28	4,32	2,96	1,42
К5	7,1	2,05	5,04	1,5

На подстанции "Белогорск" предполагается к установке трансформатор ТДНТ-63000/110 УХЛ1.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{(P_{HH} + P_{HH})^2 + (Q_{HH} + Q_{HH})^2}}{N \cdot K_3}; \quad (27)$$

где K_3 - коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным 0,8.

Прежде необходимо найти полную мощность на низких сторонах:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}; \quad (28)$$

$$S_{HH} = \frac{P_{HH}}{\cos \varphi} = \frac{26,6}{0,85} = 31,3 \text{ МВА.}$$

Далее найдем реактивную мощности по формуле:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}; \quad (29)$$

$$Q_{HH} = \sqrt{S_{HH}^2 - P_{HH}^2} = \sqrt{31,3^2 - 26,6^2} = 16,49 \text{ МВАр};$$

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{(26,6 + 26,6)^2 + (16,49 + 16,49)^2}}{2 \cdot 0,8} = 39,1 \text{ МВА}.$$

В результате вычислений получим значение $S_{тр}=39,1$ МВА. Таким образом выбираем силовой трансформатор марки ТДНТ-63000/110 УХЛ1. Проверка выбранного трансформатора осуществляется в нормальном и послеаварийном режиме по коэффициенту загрузки и аварийной перегрузки:

$$K_{зн} = \frac{\sqrt{(P_{CH} + P_{HH})^2 + (Q_{CH} + Q_{HH})^2}}{N \cdot S_{mp}}; \quad (30)$$

$$K_{зав} = \frac{\sqrt{(P_{CH} + P_{HH})^2 + (Q_{CH} + Q_{HH})^2}}{(N - 1) \cdot S_{mp}}; \quad (31)$$

$$K_{зн} = \frac{\sqrt{(26,6 + 26,6)^2 + (39,1 + 39,1)^2}}{2 \cdot 40} = 0,78;$$

$$K_{зав} = \frac{\sqrt{(26,6 + 26,6)^2 + (39,1 + 39,1)^2}}{1 \cdot 40} = 1,56.$$

Выбранный автотрансформатор проходит по коэффициенту загрузки.

Расчет токов короткого замыкания на подстанции осуществляется в относительных единицах.

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В процессе расчета токов короткого замыкания определим следующие их значения:

I_{no} - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

i_y - ударный ток короткого замыкания;

i_a - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Определяем параметры схемы замещения. Базисную мощность возьмем равной $S_{\sigma} = 100$ МВА; ЭДС системы $E_c = 1$ в о.е.

Зададимся базисными напряжениями:

$$U_{\sigma 1} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 2} = U_{\sigma 1} \cdot \frac{10,5}{115} = 10,04 \text{ кВ}. \quad (32)$$

Базисные токи:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,525 \text{ кА}; \quad (33)$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,04} = 5,75 \text{ кА}.$$

Сопротивления линий в о.е:

$$X_{\text{ЭС1}} = X_{\text{Э1}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 4,67 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,039 \text{ о.е.}; \quad (34)$$

$$X_{\text{ЭС2}} = X_{\text{Э2}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 5,337 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,044 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{ЭЛ1}} = X_{\text{Л1}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0,4 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,0033 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{ЭЛ2}} = X_{\text{Л2}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 1,33 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,011 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{ЭЛ3}} = X_{\text{Л3}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0,267 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,0022 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{ЭЛ4}} = X_{\text{Л4}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 2 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,017 \text{ о.е.};$$

$$X_1 = X_{\text{ЭС1}} + X_{\text{ЭЛ1}} + X_{\text{ЭЛ2}} = 0,039 + 0,0033 + 0,011 = 0,053 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_{\text{ЭС2}} + X_{\text{ЭЛ3}} + X_{\text{ЭЛ4}} = 0,044 + 0,0022 + 0,017 = 0,063 \text{ о.е.};$$

Отпаечная линия:

$$l_{\text{ВЛ}} = 0,4 \text{ км};$$

$$X_{\text{лин}} = 0,42 \cdot l_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0,42 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,0014 \text{ о.е.};$$

$$X_4 = X_1 + X_{\text{лин}} + \frac{X_1 \cdot X_{\text{лин}}}{X_2} = 0,053 + 0,0014 + \frac{0,053 \cdot 0,0014}{0,063} = 0,055 \text{ о.е.};$$

$$X_5 = X_2 + X_{\text{лин}} + \frac{X_2 \cdot X_{\text{лин}}}{X_1} = 0,063 + 0,0014 + \frac{0,063 \cdot 0,0014}{0,053} = 0,066 \text{ о.е.};$$

$$X_6 = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{0,055 \cdot 0,066}{0,055 + 0,066} = 0,03 \text{ о.е.}$$

Сопротивления обмоток силового трансформатора:

$$u_{квн} = 10,5 \text{ \%};$$

$$u_{кнн} = 30 \text{ \%};$$

$$U_{ном} = 115 \text{ кВ};$$

$$X_{BH0} = \frac{u_{квн} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 34,72 \text{ Ом}; \quad (35)$$

$$X_{HH0} = \frac{u_{кнн} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{30 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 99,2 \text{ Ом};$$

$$X_{BH00} = X_{BH0} - \frac{X_{HH0}}{4} = 34,7 - \frac{99,2}{4} = 9,92 \text{ Ом}; \quad (36)$$

$$X_{HH00} = \frac{X_{HH0}}{2} = \frac{99,2}{2} = 49,6 \text{ Ом}; \quad (37)$$

$$X_{BH} = X_{BH00} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 9,92 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,082 \text{ о.е.};$$

$$X_{HH} = X_{HH00} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 49,6 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,41 \text{ о.е.}$$

Сопротивления нагрузки линии:

$$S_{нагр1} = S_{нагр2} = \frac{S_{HH}}{2} = \frac{31,3}{2} = 15,65 \text{ МВА};$$

$$X_{H1} = X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{S_{\delta} \cdot 10,5}{S_{нагр1} \cdot U_{\delta}^2} = 0,35 \cdot \frac{100 \cdot 10,5}{15,65 \cdot 110^2} = 2,445 \text{ о.е.}; \quad (38)$$

$$E_H = 0,85 \cdot \frac{10,5^2}{U_6^2} = 0,85 \cdot \frac{10,5^2}{110^2} = 0,929 \text{ о.е.} \quad (39)$$

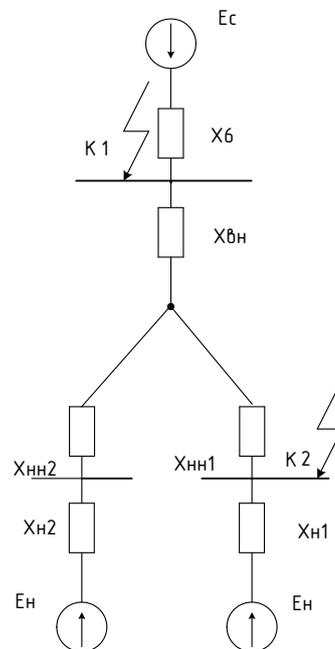


Рисунок 10 – Расчетная схема замещения подстанции

Высокая сторона:

$$X_7 = X_8 = X_{HH} + X_{H2} = 0,41 + 2,445 = 2,856 \text{ о.е.};$$

$$X_9 = X_7 + X_{BH} + \frac{X_7 \cdot X_{BH}}{X_8} = 2,856 + 0,082 + \frac{2,856 \cdot 0,082}{2,856} = 3,02 \text{ о.е.};$$

$$X_9 = X_{10} = 3,02 \text{ о.е.};$$

$$X_{11} = \frac{X_9 \cdot X_{10}}{X_9 + X_{10}} = \frac{3,02 \cdot 3,02}{3,02 + 3,02} = 1,51 \text{ о.е.}$$

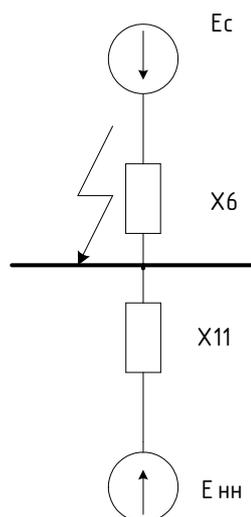


Рисунок 11 – Промежуточная схема замещения

Ток со стороны системы:

$$I_{K301} = \frac{E_c}{X_6} = \frac{1}{0,03} = 33,21 \text{ о.е.}; \quad (40)$$

$$I_{K31} = I_{K301} \cdot I_{\sigma 1} = 33,21 \cdot 0,525 = 17,43 \text{ кА}. \quad (41)$$

Ток со стороны нагрузки:

$$I_{K302} = \frac{E_н}{X_{11}} = \frac{0,93}{1,51} = 0,616 \text{ о.е.};$$

$$I_{K32} = I_{K302} \cdot I_{\sigma 1} = 0,616 \cdot 0,525 = 0,323 \text{ кА};$$

Суммарный ток КЗ:

$$I_{K3\Sigma 1} = I_{K31} + I_{K32} = 17,43 + 0,323 = 17,75 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{K3\Sigma 1} \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 17,75 \cdot 1,61 = 40,42 \text{ кА}; \quad (42)$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{K3\Sigma 1} = \sqrt{2} \cdot 17,75 = 25,1 \text{ кА}; \quad (43)$$

$$T_{a1} = 0,025 \text{ сек.}$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент [8].

Низкая сторона:

$$X_{12} = X_6 + X_{BH} = 0,03 + 0,082 = 0,112 \text{ о.е.};$$

$$X_{13} = X_{HH} + X_{H2} = 0,41 + 2,455 = 2,856 \text{ о.е.};$$

$$X_{14} = X_{12} + X_{HH} + \frac{X_{12} \cdot X_{HH}}{X_{13}} = 0,112 + 0,41 + \frac{0,112 \cdot 0,41}{2,856} = 0,538 \text{ о.е.};$$

$$X_{15} = X_{13} + X_{HH} + \frac{X_{13} \cdot X_{HH}}{X_{12}} = 2,856 + 0,41 + \frac{2,856 \cdot 0,41}{0,112} = 13,7 \text{ о.е.};$$

$$X_{16} = \frac{X_{14} \cdot X_{15}}{X_{14} + X_{15}} = \frac{0,538 \cdot 13,7}{0,538 + 13,7} = 0,518 \text{ о.е.};$$

$$E_{экв} = \frac{E_c \cdot X_{15} + E_n \cdot X_{14}}{X_{14} + X_{15}} = \frac{1 \cdot 13,7 + 0,93 \cdot 0,538}{0,538 + 13,7} = 0,997 \text{ о.е.}.$$

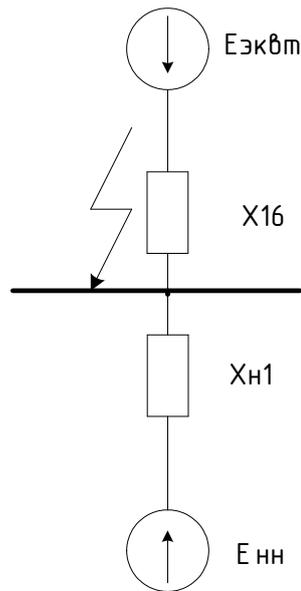


Рисунок 12 – Промежуточная схема замещения

Ток со стороны системы:

$$I_{K3011} = \frac{E_{эквт}}{X_{16}} = \frac{0,997}{0,518} = 1,926 \text{ о.е.};$$

$$I_{K311} = I_{K3011} \cdot I_{б2} = 1,926 \cdot 5,75 = 11,074 \text{ кА};$$

Ток со стороны нагрузки:

$$I_{K3021} = \frac{E_{н}}{X_{н1}} = \frac{0,93}{2,445} = 0,38 \text{ о.е.};$$

$$I_{K321} = I_{K3021} \cdot I_{б2} = 0,38 \cdot 5,75 = 2,184 \text{ кА};$$

Суммарный ток КЗ:

$$I_{K3\Sigma 2} = I_{K311} + I_{K321} = 11,074 + 2,184 = 13,26 \text{ кА};$$

$$i_{y\theta 2} = \sqrt{2} \cdot I_{K3\Sigma 2} \cdot 1,85 = \sqrt{2} \cdot 13,26 \cdot 1,85 = 34,69 \text{ кА};$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{K3\Sigma 2} = \sqrt{2} \cdot 13,26 = 18,75 \text{ кА};$$

$$T_{a1} = 0,07 \text{ сек.}$$

1.3 Выбор электрического оборудования

1.3.1 Выбор выключателей

Выключатели это коммутационные аппараты предназначены для присоединения отдельных элементов электрической части электростанций и подстанций, а также для коммутации к ним линий электропередачи.

Выключатели предназначены для отключения и включения токов, протекающих в нормальных и аварийных режимах работы сети. Наиболее тяжелые условия работы выключателя возникают при отключении возникших токов КЗ.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ан.уст} \leq U_{уст.ном}; \quad (44)$$

где $U_{ан.уст}$ – номинальное напряжение устройства;

$U_{уст.ном}$ – номинальное напряжение электрической установки.

При выборе по номинальному току должно соблюдаться условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ан.ном}; \quad (45)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимальны рабочий ток присоединения.

Для большинства электрических устройств должно соблюдаться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\max}; \quad (46)$$

где i_{\max} – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку на термическую устойчивость выключателя проводят по следующему выражению:

$$B_k = I_{nO}^2 (t_{откл} + T_a); \quad (47)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя, принимаем $t_{откл} = 0,055$ с;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания [8].

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель GL-314

Время отключения равняется:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\text{выкл}} = 2 + 0,055 = 2,055 \text{ с}; \quad (48)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k = 17,7^2 \cdot (2,055 + 0,025) = 655,5 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Кроме того необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого нужно определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,46 \text{ кА}; \quad (49)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя, $\beta_n = 45 \%$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ [19].

Необходимо определить максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,21 \text{ кА}. \quad (50)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.

Таблица 4 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$I_H = 3150 \text{ А}$	$i_{дин} = 104 \text{ кА}$	$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$i_{аном} = 25,46 \text{ кА}$
Параметры	$U_p, \text{ кВ}$	$I_{p\max}, \text{ А}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	$V_k, \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{по}, \text{ кА}$	$I_{по}, \text{ кА}$	$i_{ат}, \text{ кА}$
Q110	110	210	40,4	655,5	17,75	17,75	25,1

Как видно из расчетов выключатель соответствует необходимым условиям и может быть принят к установке.

Для установки в КРУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель ВВЭ-М-10-20.

Расчет проводится соответствующе предыдущему.

Время отключения:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\text{выкл}} = 1 + 0,05 = 1,05 \text{ с};$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k = 13,26^2 \cdot (1,05 + 0,07) = 196,9 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,56 \text{ кА};$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{15,65}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,903 \text{ кА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 5.

Таблица 5 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$I_H = 2000 \text{ А}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$i_{аном} = 22,56 \text{ кА}$
Параметры	$U_p, \text{ кВ}$	$I_{p\max}, \text{ А}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	$B_k, \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{по}, \text{ кА}$	$I_{по}, \text{ кА}$	$i_{ат}, \text{ кА}$
Q10	10	903	34,7	196,9	13,26	13,26	18,75

Выключатель соответствует необходимым условиям и может быть принят к установке.

1.3.2 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, собранное из типовых унифицированных блоков высокой степени

готовности, собранных в заводских условиях. Распределительное устройство содержит набор коммутационных аппаратов, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства РЗА и средства учёта и измерения.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ ускоряет монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Шкаф КРУ состоит из металлического корпуса, внутри которого размещены все устройства. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шиной через проходные изоляторы.

Выбираем КРУ внутренней установки 10 кВ марки КАТ-10.

Таблица 6 – Основные параметры шкафа КРУ серии КУ-10 С

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 3150
Номинальный ток отключения, кА	До 40
Электродинамическая стойкость, кА	До 102

Продолжение таблицы 6

Термическая стойкость, кА/с	31,5/3, 40/3
Тип выключателя	ВБЭК, ВВЭ-М, НАЗ, LF3
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный

1.3.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей схож с выбором выключателей, но в нем не производится проверка отключающей способности, так как они не применяются для отключения цепей находящихся под током.

На стороне ВН выбираем разъединители РГ-1-110/1000 УХЛ1 с одним заземляющим ножом, и РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 с двумя заземляющими ножами.

Расчёты для I_P и V_K выбираем те, что приведены выше для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя сведено в таблицу 7.

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_P = 110$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_P = 210$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 40,4$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Продолжение таблицы 7

Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 655,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 655,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из расчетов разъединитель соответствует всем условиям и может быть введен в эксплуатацию.

1.3.4 Выбор трансформаторов тока

Для выбора трансформатора тока необходимо рассчитать нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}; \quad (51)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$ - номинальная допустимая нагрузка в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей небольшое, принимаем $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 складывается из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, сопротивления соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K; \quad (52)$$

Прежде чем перейти к выбору трансформаторов тока, необходимо определить количество и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения – 6 и 10 мм². После определяется сопротивление наиболее загруженной фазы, в соответствии со схемой соединения устройств контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ}=R_{ПРОВ}$. Состав вторичной нагрузки ТТ указан в таблице 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	9	9	9
ИТОГО		24	14	24

Для соблюдения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_{К}); \quad (53)$$

На стороне ВН выберем ТТ KONCAR AGU-123. Нагрузка на трансформатор тока рассчитывается по формуле:

$$r_{нагр} = \sum r_{приб} + r_{пр} + r_{к1}; \quad (54)$$

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{к}; \quad (55)$$

где $r_{пр}$ - сопротивление проводов;

$Z_{2ном} = 15$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока [5];

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{24}{1^2} = 24, \quad (56)$$

где $\sum S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{к} = 0,05$ Ом [8].

Сечение провода рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} \text{ мм}^2; \quad (57)$$

где l - длина соединительного кабеля (зависит от напряжения);

$\rho = 0,0185$ - удельное сопротивление меди [8].

Зависимость длины кабеля от напряжения представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	l, м
220	100 - 150
110	75 - 100
6	6 - 10

Принимаем кабель ВВГ с сечением 2,5 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0185 \cdot 85}{2,5} = 0,63 \text{ Ом.} \quad (58)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,63 + 24 + 0,05 = 24,68 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 10.

Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U _н = 110 кВ	U _н = 110 кВ	U _р ≤ U _н
I _н = 1000 А	I _{р.МАХ} = 210 А	I _{р.МАХ} ≤ I _н
Z ₂ = 30 Ом	Z _{2НОМ} = 24,68 Ом	Z ₂ ≤ Z _{2НОМ}

Продолжение таблицы 10

$I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 40,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 655,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$

Исходя из результатов расчетов ТТ соответствует всем данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-1.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	РА194І-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	9	9	9
ИТОГО		24	14	24

Расчет производится аналогично.

Допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока $r_{2\text{НОМ}} = 2,6$ Ом [9].

Суммарное сопротивление устройств подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\Sigma S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2} = \frac{24}{5^2} = 0,96 \text{ Ом};$$

где $\Sigma S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов: $R_K = 0,05 \text{ Ом}$.

Принимаем кабель КВВГнг с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равняться:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0185 \cdot 12}{4} = 0,055 \text{ Ом}.$$

Следовательно сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,055 + 0,96 + 0,05 = 1,065 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 12.

Таблица 12 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_P = 903 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,065 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 34,7 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I_2 T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 196,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_2 T \cdot t_T \geq B_K$

Исходя из результатов расчетов ТТ соответствует всем данным условиям и может быть принят к установке.

1.3.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим критериям:

- по классу точности;
- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}; \quad (59)$$

где $S_{НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

По примеру с выбором ТТ, для проверки по классу точности, достаточно составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и рассчитать нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$.

Измерительные трансформаторы напряжения первичной обмоткой подключаются параллельно в цепь ВН. Во вторичную цепь подключаются также параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи.

Трансформаторы напряжения устанавливаются на все секции шин.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НКФ-123 II У1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 13.

Таблица 13 - Вторичная нагрузка ТН

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число приборов	S_{Σ} , ВА
Амперметр	РА 194I	4	3	2
Вольтметр	ЩП 120П-4,0- 220 ВВУ	5,5	3	16,5
Частотомер	СС 3020-Н	4	1	4
Ваттметр	СТ 3021-5	5	3	15
Варметр	СТ 3021-5	5	3	15
Фазометр	Д5781	5	3	15
Счетчик	СЕ302	9	8	72
Синхроноскоп	Э1550	3	1	3
Итого				142,5

Суммарная нагрузка:

$$S_{\Sigma} = 142,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение расчетных и каталожных данных для ТН представлено в таблице 14.

Таблица 14 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{Н} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 400 \text{ ВА}$	$S_{Р} = 142,5 \text{ ВА}$	$S_{Н} \geq S_{Р}$

Исходя из результатов расчетов ТН соответствует всем данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 15.

Таблица 15 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	Число приборов	$S_{\Sigma},$ ВА
Амперметр	РА 194I	4	3	2
Вольтметр	ЩП 120П-4,0- 220 ВВУ	5,5	3	16,5
Частотомер	СС 3020-Н	4	1	4
Ваттметр	СТ 3021-5	5	3	15
Варметр	СТ 3021-5	5	3	15
Фазометр	Д5781	5	3	15
Счетчик	СЕ302	9	8	72
Синхроноскоп	Э1550	3	1	3
Итого				142,5

Суммарная нагрузка на ТН:

$$S_{\Sigma} = 142,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 16.

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 300 \text{ ВА}$	$S_P = 142,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

1.3.6 Выбор шинных конструкций

1.3.6.1 Выбор жёстких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины не применяются из-за высокой их стоимости. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах устанавливаются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{p.max.HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{15,65}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,903 \quad (60)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины марки АД 10×60 мм, $S=600 \text{ мм}^2$, $I_{доп}=1620 \text{ А}$.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{C} = \frac{\sqrt{196,9 \cdot 10^6}}{91} = 154,19 \quad (61)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей [8];

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{min} < S. \quad (62)$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин превысит 200 Гц:

$$l_{f03} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J_3}{q_3}}; \quad (63)$$

где J_3 – момент инерции шины;

200 – частота (Гц), при которой возникает механический резонанс;

q_3 – поперечное сечение шины.

$$J_3 = \frac{1 \cdot 6^3}{12} = 18 \text{ см}^4;$$

$$l_{f03} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{18}{6}} = 1,225 \text{ м.}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,22 м. Принимаем длину пролета равной 1,2 м. Определим частоту колебания механической системы при данной частоте:

$$f_{03} = \sqrt{\frac{173,2}{l_{f03}} \cdot \frac{J_3}{q_3}}; \quad (64)$$

$$f_{03} = \sqrt{\frac{173,2}{1,225}} \cdot \sqrt{\frac{18}{6}} = 208,33 \text{ Гц.}$$

Определяем максимальное усилие на один метр длины шины:

$$f_3 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial 3}^2}{a_3} \text{ Н/м;} \quad (65)$$

где $i_{y\partial 3}$ – ударный ток на шине;

a_3 – расстояние между фазами.

$$f_3 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(34,69 \cdot 10^3)^2}{1,3} = 160,31 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого, определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f_3 \cdot l_{np}^2}{10 \cdot W_\phi}; \quad (66)$$

где l_{np} - длина пролета между опорными изоляторами;

f_3 – максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины;

W_ϕ – момент сопротивления шины, который определяется по формуле:

$$W_\phi = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{1 \cdot 6^2}{6} = 6 \text{ см}^3. \quad (67)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{160,31 \cdot 1,2^2}{10 \cdot 6} = 3,85 \text{ Мпа.}$$

Напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 75$ МПа, следовательно шины механически прочны.

1.3.6.2 Выбор гибких шин

Гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут на столько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АСО-300/39, допустимый ток которых $I_{дон} = 710$ А, диаметр провода $d = 24$ мм.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

- по длительно допустимому току:

$$I_{дон} \geq I_{раб.мах} ; \quad (68)$$

$$I_{мах\ pBH} = 0,21 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

- по термическому действию тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{к}}}{C} ; \quad (69)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода.

Принимается:

для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$;

для медных шин и кабелей – $C = 165$;

для стальных шин – $C = 70$.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{655,5 \cdot 10^6}}{91} = 281,3 \text{ мм}^2.$$

Так как $300 > 281,3$, то условие выполняется.

- проверка шин на сжестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

- по условиям короны:

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \tag{70}$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

E_0 определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{np}}} \right); \tag{71}$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{12}} \right) = 27 \text{ кВ/см.}$$

E определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_{np} \cdot \log \left(\frac{D_{cp}}{r_{np}} \right)} ; \quad (72)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см;} \quad (73)$$

где D – расстояние между фазами, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{11,2 \cdot \log \left(\frac{504}{12} \right)} = 2 \text{ кВ/см.}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$.

$$1,07 \cdot E = 2,14 \text{ кВ/см.}$$

Условие выполняется.

1.3.7 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60 % от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (74)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} \leq F_{дон}. \quad (75)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3,75 УХЛ2 с допустимой силой на изгиб:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 120$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

$$K_h = 1$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}; \quad (76)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{(34,69 \cdot 10^3)^2}{0,7} \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 192,37 \text{ Н.}$$

$$F_{расч} \leq F_{дон}$$

ИОР-10-3,75 УХЛ2 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

1.3.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов. Молниеотвод состоит из молниеприемника, непосредственно воспринимающего на себя удар молнии, токоотвода и заземлителя.

Открытые распределительные устройства подстанций защищаются стержневыми молниеотводами, а линии электропередачи — тросовыми.

Для устройства заземлений применяются вертикальные и горизонтальные электроды (заземлители). На подстанциях заземлитель представляет собой сложную систему, состоящую обычно из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих сетку на площади, занимаемой подстанцией.

Молниеприемники должны выдерживать термические и электрические воздействия тока молнии. Рекомендуется применять стальные молниеприемники сечением от 50 до 100 мм² для стержневых и однопроволочных тросовых молниеприемников. Поперечное сечение стальных многопроволочных тросов должно быть не менее 35 мм².

Принцип действия защитного аппарата состоит в том, что он предотвращает появление на электроустановке импульсов перенапряжений, опасных для ее изоляции, и не препятствует работе электроустановки при рабочем напряжении. Простейшим защитным устройством является искровой промежуток, включенный параллельно изоляционной конструкции. Более современным устройством является ОПН.

Преимуществами ОПН являются возможность глубокого ограничения перенапряжений, в том числе междуфазных, малые габариты, позволяющие

использовать их в качестве опорных изоляционных колонн, большая пропускная способность.

Уровень ограничения коммутационных перенапряжений с помощью ОПН составляет $(1,65-1,8)U_{\phi}$. Уровень ограничения грозовых перенапряжений составляет $(2,2-2,4)U_{\phi}$ в сетях 110 кВ и снижается до $2U_{\phi}$ для линий электропередачи 750 кВ.

Ограничители комплектуются в виде параллельно соединенных колонок из дисков диаметром 28 и высотой 8 мм. Торцы дисков металлизированы и обеспечивают контакт между дисками. В соответствии с пропускной способностью число параллельных колонок резисторов в ОПН варьируется от четырех в ограничителе перенапряжения на 110 кВ до 30 в ограничителе на 750 кВ.

Выбор ОПН, как правило, выполняется в два этапа :

- предварительный выбор;
- после уточнения влияющих факторов окончательный выбор.

Первым и наиболее важным шагом для выбора ограничителей является выбор напряжения ОПН с учетом времени его воздействия.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное рабочее напряжение на установке. Напряжение на подстанциях в нормальном режиме не должно быть более , чем $1,2 U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15U_{ном}$ -в сетях 35-220 кВ.

Варистор или ограничитель перенапряжений, рассчитанные на определенное длительное напряжение U , пропускает через себя определенный активный ток, который не нарушает его тепловой баланс (тепловую устойчивость). Это позволяет за счет сокращения длительности воздействия увеличить величину допустимого напряжения.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-110 У1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	98	78	10	40

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-10 У1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	15	12	10	22

1.3.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам среднего напряжения с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Освещение, обогрев и вентиляция ОПУ – $P_{ОПУ} = 50$ кВт;

Маслохозяйство – $P_{м.хоз} = 90$ кВт;

Зарядно-подзарядное устройство – $P_{зар} = 46$ кВт;

Освещение ОРУ – $P_{осв ОРУ} = 5$ кВт;

Подогрев выключателей $P_{вык} = 10$ кВт;

Подогрев КРУ $P_{КРУ} = 1$ кВт;

$$P_{уст} = P_{ОПУ} + P_{м.хоз} + P_{зар} + P_{осв ОРУ} + P_{вык} + P_{КРУ} = 202 \text{ кВт}; \quad (77)$$

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}; \quad (78)$$

где $\kappa_c=0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст}$ – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{202}{0,85} = 190,1 \text{ кВА.}$$

При двух трансформаторах собственных нужд на подстанции с постоянным дежурством, мощность трансформатора собственных нужд рассчитывается по формуле:

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{K_{II}}; \quad (78)$$

$$S_{Тс.н.} = \frac{190,1}{2 \cdot 0,7} = 135,8 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 160/10.

Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд для ПС 110 – 220 кВ должна быть не более 630 кВ·А. Условие выполняется.

1.3.10 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в полчасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} = \frac{230}{2,15} = 107, \quad (79)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

Общее число элементов:

$$n = \frac{230}{1,75} = 132; \quad (80)$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0 = 132 - 107 = 25 \quad (81)$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1,05 \cdot \frac{330}{24} = 14,4, \quad (82)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N=14$.

Проверка по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 14.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (83)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 625 \text{ A};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 14 = 644 \text{ A.}$$

Окончательно принимаем СК – 14.

1.3.11 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Выбор ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

- 1) $U_{ном} = U_{сети},$
- 2) $I_{ном} \geq I_{раб. расч},$
- 3) $i_{пред.скв} \geq i_{уд},$
- 4) $I_{терм. ном}^2 \cdot t_{терм. ном} \geq B_k.$

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1.

Значения $I_{max p}$ и B_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$

Продолжение таблицы 19

$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{PMAH} = 210 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 655,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

1.4 Учёт и измерение электрической энергии

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

Амперметр РА194I предназначен для измерения силы переменного тока в электрических цепях. Этот прибор применяется в промышленных системах автоматизированного контроля, регулирования и управления технологическими процессами. Амперметр оснащён аналоговым выходом и цифровым интерфейсом RS-485 для дистанционной передачи результатов измерений. Используется на предприятиях электроэнергетики, промышленности и коммунального хозяйства, а также автоматизированных системах различного назначения. Результаты измерений отображаются на однострочном светодиодном индикаторе, передаются по цифровому интерфейсу RS-485, работающему по протоколу Modbus RTU, а также преобразуются в унифицированные сигналы постоянного тока или напряжения. Средняя наработка на отказ - 200000 часов. Средний срок службы - 25 лет. Межповерочный интервал - 6 лет. Имеется программное обеспечение для просмотра результатов измерений, настройки и калибровки приборов

Основные параметры:

- 1) Класс точности: 0,2 или 0,5;
- 2) Потребление: 5 В·А;

3) Средний срок службы: 25 лет;

4) Частота входного сигнала: 50 Гц;

5) Номинальный ток: переменный 1 А или 5 А; постоянный 5 А.

6) Номинальное напряжение: переменное 100 В, 220 В или 380 В; постоянное 0,075 В, 100 В, 300 В или 450 В.

Ваттметр ЦП8506 предназначен для измерения активной мощности в цепи переменного тока. Этот прибор применяется в промышленных системах автоматизированного контроля, регулирования и управления технологическими процессами. Отображение измеренных величин на цифровом индикаторе проводится в единицах измеряемой величины, поступающей непосредственно на вход устройства, или в единицах измеряемой величины, поступающей на вход трансформаторов тока и напряжения с учетом коэффициентов трансформации, в ваттах, киловаттах, мегаваттах. Прибор может применяться для контроля мощности систем и установок, энергообъектов различных отраслей промышленности и предназначены для установки на щитах и панелях.

Основные параметры:

1) Класс точности: 0,2 или 0,5;

2) Потребление: 5 В·А;

3) Средний срок службы: 25 лет;

4) Частота входного сигнала: 50 Гц;

5) Номинальный ток: переменный 1 А или 5 А; постоянный 5 А.

6) Номинальное напряжение: переменное 100 В, 220 В или 380 В; постоянное 0,075 В, 100 В, 300 В или 450 В.

Варметр СТ3021-5 предназначен для измерения реактивной мощности в цепи переменного тока. Этот прибор применяется в промышленных системах автоматизированного контроля, регулирования и управления технологическими процессами. Варметр СТ3021-5 измеряет реактивную мощность и передает измеренные значения параметров по гальванически развязанному интерфейсу RS485. Кроме функции измерения, прибор реализует функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Основные параметры:

- 1) Класс точности: 0,2 или 0,5;
- 2) Потребление: 5 В·А;
- 3) Средний срок службы: 25 лет;
- 4) Частота входного сигнала: 50 Гц;
- 5) Номинальный ток: переменный 1 А или 5 А; постоянный 5 А.
- 6) Номинальное напряжение: переменное 100 В, 220 В или 380 В; постоянное 0,075 В, 100 В, 300 В или 450 В.

Счётчик СЕ-302 предназначен для измерения активной и реактивной электроэнергии в цепи переменного тока непосредственно или через измерительные трансформаторы в двух направлениях. Этот прибор применяется в промышленных системах автоматизированного контроля, регулирования и управления технологическими процессами. Обладает высокой чувствительностью по току нагрузки. Устойчив к климатическим, механическим и электромагнитным воздействиям.

Основные параметры:

- 1) Класс точности: 0,2 или 0,5;
- 2) Потребление: 9 В·А;

- 3) Средний срок службы: 30 лет;
- 4) Частота входного сигнала: 50 Гц;
- 5) Номинальный ток: переменный 1 А или 5 А; постоянный 5 А.
- 6) Номинальное напряжение: переменное 100 В, 220 В или 380 В; постоянное 0,075 В, 100 В, 300 В или 450 В.

Вольтметр ЩП120П предназначен для измерения напряжения в электрических цепях переменного тока. Этот прибор применяется в промышленных системах автоматизированного контроля, регулирования и управления технологическими процессами. В нём предусмотрено технологическое программирование диапазона измерения. Программирование приборов - через порт интерфейса. Протокол обмена - Modbus RTU.

Основные параметры:

- 1) Класс точности: 0,2 или 0,5;
- 2) Потребление: 5,5 В·А;
- 3) Средний срок службы: 25 лет;
- 4) Частота входного сигнала: 50 Гц;
- 5) Номинальный ток: переменный 1 А или 5 А; постоянный 5 А.
- 6) Номинальное напряжение: переменное 100 В, 220 В или 380 В; постоянное 0,075 В, 100 В, 300 В или 450 В.

1.5 Надёжность подстанции

Проблема надёжности электрических станций, подстанций, линий электропередачи, электрических сетей и систем — одна из первоочередных проблем энергетики. В отдельных энергетических системах число аварий в течение года достигает нескольких десятков, а годовой недоотпуск электроэнергии в результате аварий — нескольких миллиардов киловатт-часов.

С проблемой надежности в электроэнергетике связаны следующие практические задачи: статистическая оценка и анализ надежности действующего оборудования и установок, прогнозирование надежности оборудования и установок, нормирование уровня надежности, испытания на надежность, расчет и анализ надежности, обеспечение надежности, оптимизация технических решений по обеспечению надежности при проектировании, создании и эксплуатации электроэнергетического оборудования, установок и систем.

Важным элементом энергосистемы являются – станция и подстанция, от надежности работы, которых зависит функционирование самой системы и объектов, являющихся потребителями электроэнергии. Вопросы надежности – это технико-экономическая проблема, решение которой позволит с помощью рационального использования затрат целенаправленно изменить большинство факторов, влияющих на надежность.

Проблема надежности станции и подстанции и их элементов связана с вопросами определения и оптимизации показателей надежности станции и подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением электропотребления усложняется структура станции и подстанции, увеличивается их мощность, повышается уровень автоматизации.

Процессы функционирования электроустановок на современных станциях и подстанциях характеризуются стационарными и переменными режимами, особенно при ступенчатом градиенте нагрузки.

- методы расчета и анализа надёжности электрических установок;
- методы расчета и анализа электрических сетей, систем электроснабжения, электрических станций, электроэнергетических систем;
- учет при расчете надёжности энергетического и экономического фактора.

Для анализа надежности подстанции используем аналитический метод.

Составляем схему замещения подстанции. На схеме все элементы нумеруются, также на схеме показываются зависимые элементы.

Оценка производится с учетом релейной защиты и автоматики. Вся подстанция оснащена релейной защитой построенной на микропроцессорной базе.

Расчетная схема показана на рисунке 13.

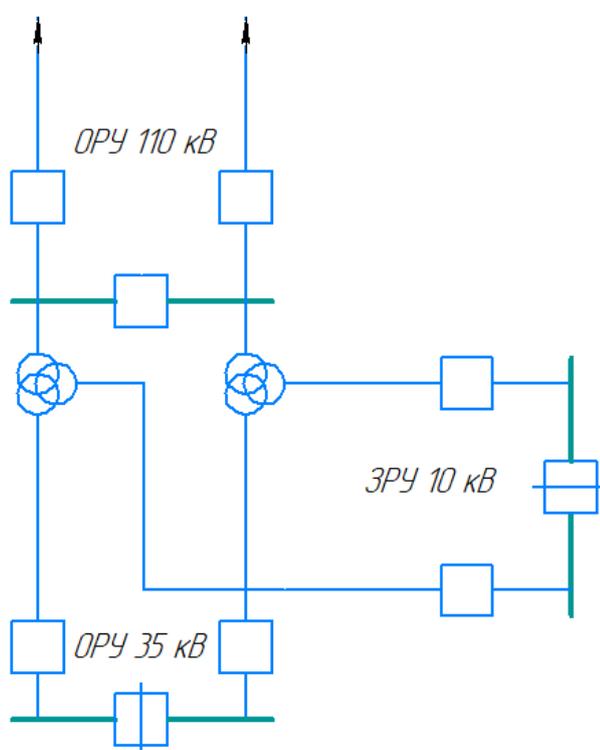


Рисунок 13 – Схема замещения подстанции

Схема замещения строится с точки зрения надежности с учетом релейной защиты. Каждый элемент электрической схемы вводится собственным элементом показателя вероятности отказа. Вероятность отказа выключателя вводится моделью отказа выключателя, где учитываются смежные элементы и их РЗиА, а также оперативные переключения выключателя.

Схема замещения для анализа надежности ПС «Белогоск» представлена на рисунке 14.

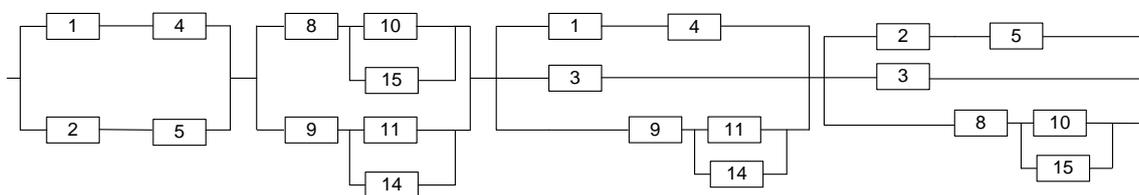


Рисунок 14 – Схема замещения подстанции с точки зрения надёжности

Показатели надежности элементов для расчетов взяты из паспортных данных оборудования производителей, а также из справочных данных в [6].

Таблица 20 - Показатели надежности элементов до реконструкции

Элемент	ω , 1/Г	T_v , ч	μ , 1/Г	T_p , ч	$a_{кз}$	$a_{о.п.}$
Разъединитель U=110кВ	0,01	11	0,166	8	-	-
Линия	0,2	10	0,4	19	-	-
Трансформатор	0,014	70	0,166	28	-	-
Выключатель на U=110 кВ (элегазовый)	0,01	16	0,04	20	0,0018	0,0019
Выключатель на U=10 кВ (вакуумный)	0,02	18	0,03	15	0,002	0,003
Сборные шины 110 кВ	0,016	5	0,166	4	-	-
Сборные шины 10 кВ	0,03	5	0,166	5	-	-

Определяем вероятность отказа выключателей и разъединителей:

Выключатели:

$$q_{вв} = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{T_2} = \frac{0,01 \cdot 16}{8760} = 1,826 \cdot 10^{-4}; \quad (84)$$

$$q_{вн} = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{T_2} = \frac{0,02 \cdot 18}{8760} = 4,11 \cdot 10^{-4}.$$

Разъединители:

$$q_p = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{T_2} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,256 \cdot 10^{-5}. \quad (85)$$

Определяем вероятность отказа трансформатора:

$$q_{тр} = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{T_2} = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 1,119 \cdot 10^{-4}. \quad (86)$$

Определяем вероятность отказа линий:

$$q_{вл} = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{T_2} = \frac{0,2 \cdot 10}{8760} = 2,283 \cdot 10^{-4}. \quad (87)$$

Вероятность отказа шин:

$$q_{швн} = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{T_2} = \frac{0,016 \cdot 5 \cdot 2}{8760} = 1,826 \cdot 10^{-5}; \quad (88)$$

$$q_{шнн} = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{T_2} = \frac{0,03 \cdot 5 \cdot 24}{8760} = 4,11 \cdot 10^{-4}.$$

Расчет параметров надежности выключателей производится по модели отказа выключателей:

$$q''_{Q''} = q_{ст} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (1 - \prod_{j=1}^n (1 - q_{исм})) \cdot \sum_{j=1}^n q_{ipз} + a_{он} \cdot N_{он}; \quad (89)$$

где $q_{ст}$ - вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$$q_{ст} = q_{в} + n \cdot q_{р}; \quad (90)$$

$a_{кз}$ - относительная частота отказа выключателя при отключении КЗ;

a - коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ;

$K_{АПВ}$ - коэффициент успешного действия АПВ. $K_{АПВ} = \omega_{уст} / \omega_{\Sigma}$;

$q_{ipз}$ - вероятность отказа РЗ на рассматриваемом выключателе;

$q_{исм}$ - вероятность отказа смежных элементов;

$a_{он}$ - частота отказов при оперативном отключении;

$N_{он}$ - число оперативных отключений;

$$N_{он} = \sum \mu_i.$$

Вероятность отказа выключателей:

$$q_{вст4} = q_{в4} + n \cdot q_{р} = 1,826 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 1,256 \cdot 10^{-6} = 4,338 \cdot 10^{-5}; \quad (91)$$

$$q_{всм10} = q_{в10} = 4,11 \cdot 10^{-5};$$

$$q_{всм3} = q_{в3} + n \cdot q_p = 1,826 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 1,256 \cdot 10^{-5} = 4,338 \cdot 10^{-5}.$$

Число оперативных переключений.

$$N_{он4} = \mu_{нвл} + 2 \cdot \mu_{нр} + \mu_{нвв} + \mu_{ншвн} = 0,938; \quad (92)$$

$$N_{он10} = \mu_{нтр} + \mu_{нвн} + \mu_{ншнн} = 0,362;$$

$$N_{он3} = \mu_{нвв} + \mu_{ншвн} + 2 \cdot \mu_p = 0,538.$$

На подстанции установлена микропроцессорная релейная защита:

$$\omega_{МПРЗ} = 0,00483;$$

$$q_{МПРЗ} = \frac{0,00483 \cdot 3}{8760} = 1,654 \cdot 10^{-6}.$$

Расчёт отказа смежных элементов:

$$q_{всм4} = a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{анв}) \cdot (1 - (1 - q_{вл}) \cdot (1 - q_{швн}) \cdot (1 - (1 - q_{мпрз}))); \quad (93)$$

$$q_{всм4} = 0,0019 \cdot (1 + 0,33) \cdot (1 - (1 - 2,283 \cdot 10^{-4}) \cdot (1 - 1,826 \cdot 10^{-5})) \cdot$$

$$\cdot (1 - (1 - 1,654 \cdot 10^{-6})) = 1,031 \cdot 10^{-12};$$

$$q_{всм10} = a_{кз} \cdot (1 - (1 - q_T) \cdot (1 - q_{шнн})) \cdot (1 - (1 - q_{мпрз}));$$

$$q_{всм10} = 0,003 \cdot (1 + 0,33) \cdot (1 - (1 - 1,119 \cdot 10^{-4}) \cdot (1 - 4,11 \cdot 10^{-4})) \cdot$$

$$\cdot (1 - (1 - 1,654 \cdot 10^{-6})) = 2,594 \cdot 10^{-12};$$

$$q_{всмз} = a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{анв}) \cdot (1 - (1 - q_{швн})) \cdot (1 - (1 - q_{мпрз}));$$

$$q_{всмз} = 0,0019 \cdot (1 + 0,33) \cdot (1 - (1 - 1,826 \cdot 10^{-5})) \cdot (1 - (1 - 1,654 \cdot 10^{-6})) =$$

$$= 7,635 \cdot 10^{-14}.$$

Вероятность отказа выключателей:

$$q_{Qв} = q_{вст} + q_{всм} + \frac{a_{он} \cdot N_{он} \cdot T_{он}}{T_2};$$

$$q_{Qв4} = 4,338 \cdot 10^{-5} + 1,031 \cdot 10^{-12} + \frac{1,8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,938 \cdot 28}{8760} = 4,878 \cdot 10^{-5};$$

$$q_{Qв10} = 4,11 \cdot 10^{-5} + 2,594 \cdot 10^{-12} + \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,362 \cdot 28}{8760} = 4,341 \cdot 10^{-5};$$

$$q_{Qв3} = 4,338 \cdot 10^{-5} + 7,635 \cdot 10^{-14} + \frac{1,8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,538 \cdot 20}{8760} = 4,559 \cdot 10^{-5}.$$

Частота устойчивого отказа выключателей рассчитывается по модели выключателей, заменяя в ней вероятность отказа на частоту устойчивого отказа:

$$\omega_{Q''} = \omega_{ст} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (1 - \prod_{j=1}^n (1 - \omega_{исм})) \cdot \sum_{j=1}^n \omega_{ipз} + a_{он} \cdot N_{он}. \quad (94)$$

Расчет производится аналогично расчету вероятности отказа выключателя. Полученные данные приведем в таблице.

Таблица 21- Частота устойчивого отказа выключателей

Выключатель	Частота устойчивого отказа выключателя, ω_i
4	0,032

Продолжение таблицы 21

10	0,021
3	0,031

Для того чтобы определить параметры надежности схемы в целом необходимо произвести её эквивалентирование до одного элемента, параметры надежности которого и будут характеризовать данную схему.

Эквивалентлируем элементы 1, 4 и 2, 5:

$$Q_{экв1} = q_{Qв4} + q_{вл} + \frac{\mu_{вл} \cdot T_{рвл}}{8760} = 1,145 \cdot 10^{-3}; \quad (95)$$

$$W_{экв1} = \omega_{Qв4} + \omega_{вл} + \mu_{вл} = 0,632; \quad (96)$$

$$T_{c1} = \frac{1}{W_{экв1}} = 1,583; \quad (97)$$

$$T_{p1} = 0,105 \cdot T_{c1} = 0,166. \quad (98)$$

Эквивалентлируем элементы $Q_{экв1}$ и $Q_{экв1}$:

$$Q_{экв2} = Q_{экв1} \cdot Q_{экв1} + \left(\frac{\mu_{вл} \cdot T_{рвл}}{8760} \right) \cdot \left(1 - e^{-\left(\frac{T_{p1}}{T_{c1}} \right)} \right) \cdot Q_{экв1} +$$

$$+\left(\frac{\mu_{вл} \cdot T_{рвл}}{8760}\right) \cdot \left(1 - e^{\left(\frac{T_{р1}}{T_{с1}}\right)}\right) \cdot Q_{экв1} = 1,508 \cdot 10^{-6}; \quad (99)$$

$$W_{экв2} = W_{экв1} \cdot \left[Q_{экв1} + \left(\frac{\mu_{вл} \cdot T_{рвл}}{8760}\right)\right] + W_{экв1} \cdot \left[Q_{экв1} + \left(\frac{\mu_{вл} \cdot T_{рвл}}{8760}\right)\right] =$$

$$= 2,542 \cdot 10^{-3}; \quad (100)$$

$$T_{с2} = \frac{1}{W_{экв2}} = 399,355;$$

$$T_{р2} = 0,105 \cdot T_{с2} = 41,302.$$

Эквивалентирuem элементы 10, 15 и 11, 14:

$$Q_{экв3} = q_{Qв10} \cdot q_{Qв15} + \left(\frac{\mu_{вн} \cdot T_{рвн}}{8760}\right) \cdot \left(1 - e^{\left(\frac{T_{рвн}}{T_{вн}}\right)}\right) \cdot q_{Qв15} +$$

$$+\left(\frac{\mu_{вн} \cdot T_{рвн}}{8760}\right) \cdot \left(1 - e^{\left(\frac{T_{рвн}}{T_{вн}}\right)}\right) \cdot q_{Qв10} = 4,406 \cdot 10^{-9};$$

$$W_{экв3} = W_{Qв10} \cdot \left[q_{Qв15} + \left(\frac{\mu_{вн} \cdot T_{рвн}}{8760}\right)\right] +$$

$$+ W_{Qв15} \cdot \left[q_{Qв10} + \left(\frac{\mu_{вн} \cdot T_{рвн}}{8760}\right)\right] = 3,929 \cdot 10^{-6};$$

$$T_{с3} = \frac{1}{W_{экв3}} = 2,545 \cdot 10^5;$$

$$T_{р3} = 0,105 \cdot T_{с3} = 2,673 \cdot 10^4.$$

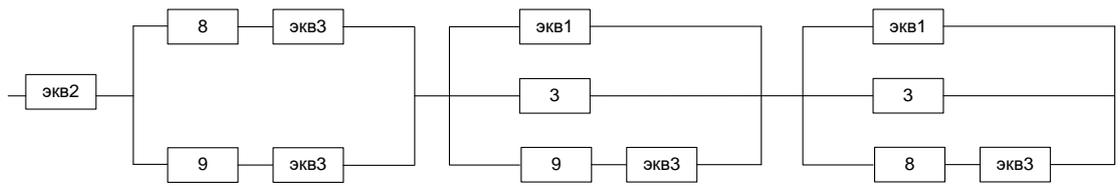


Рисунок 15 – Промежуточное эквивалентирование схемы

Эквивалентировуем элементы 8, $Q_{\text{ЭКВ3}}$ и 9, $Q_{\text{ЭКВ3}}$:

$$Q_{\text{ЭКВ4}} = q_m + Q_{\text{ЭКВ3}} + \frac{\mu_m \cdot T_{pm}}{8760} = 6,425 \cdot 10^{-4};$$

$$W_{\text{ЭКВ4}} = \omega_m + \omega_{\text{ЭКВ3}} + \mu_m = 0,18;$$

$$T_{c4} = \frac{1}{W_{\text{ЭКВ4}}} = 5,555;$$

$$T_{p4} = 0,105 \cdot T_{c4} = 0,583.$$

Эквивалентировуем элементы $Q_{\text{ЭКВ1}}$, 3:

$$Q_{\text{ЭКВ5}} = Q_{\text{ЭКВ1}} \cdot q_{Q_{\text{В3}}} + \left(\frac{\mu_{\text{вл}} \cdot T_{p_{\text{вл}}}}{8760} \right) \cdot \left(1 - e^{-\left(\frac{T_{p1}}{T_{\text{вв}}}} \right)} \right) \cdot q_{Q_{\text{В3}}} +$$

$$+ \left(\frac{\mu_{\text{вн}} \cdot T_{p_{\text{вн}}}}{8760} \right) \cdot \left(1 - e^{-\left(\frac{T_{p_{\text{вн}}}}{T_{c1}} \right)} \right) \cdot Q_{\text{ЭКВ1}} = 1,571 \cdot 10^{-7};$$

$$W_{\text{ЭКВ5}} = W_{\text{ЭКВ1}} \cdot \left[q_{Q_{\text{В3}}} + \left(\frac{\mu_{\text{вн}} \cdot T_{p_{\text{вн}}}}{8760} \right) \right] +$$

$$+ W_{Q_{\text{В3}}} \cdot \left[Q_{\text{ЭКВ1}} + \left(\frac{\mu_{\text{вл}} \cdot T_{p_{\text{вл}}}}{8760} \right) \right] = 1,488 \cdot 10^{-4};$$

$$T_{c5} = \frac{1}{W_{\text{экв5}}} = 6,72 \cdot 10^3;$$

$$T_{p5} = 0,105 \cdot T_{c5} = 705,627.$$

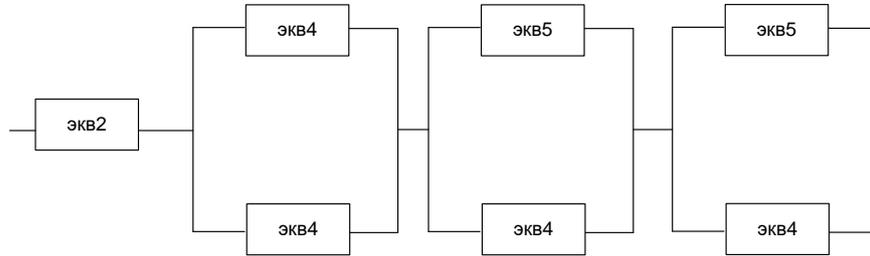


Рисунок 16 – Промежуточное эквивалентирование схемы

Эквивалентруем элементы $Q_{\text{экв4}}$ и $Q_{\text{экв4}}$:

$$Q_{\text{экв6}} = Q_{\text{экв4}} \cdot Q_{\text{экв4}} + \left(\frac{\mu_m \cdot T_{pm}}{8760} \right) \cdot \left(1 - e^{\left(\frac{T_{p4}}{T_{c4}} \right)} \right) \cdot Q_{\text{экв4}} +$$

$$+ \left(\frac{\mu_m \cdot T_{pm}}{8760} \right) \cdot \left(1 - e^{\left(\frac{T_{p4}}{T_{c4}} \right)} \right) \cdot Q_{\text{экв4}} = 4,807 \cdot 10^{-7};$$

$$W_{\text{экв6}} = W_{\text{экв4}} \cdot \left[Q_{\text{экв4}} + \left(\frac{\mu_m \cdot T_{pm}}{8760} \right) \right] + W_{\text{экв4}} \cdot \left[Q_{\text{экв4}} + \left(\frac{\mu_m \cdot T_{pm}}{8760} \right) \right] =$$

$$= 4,223 \cdot 10^{-4};$$

$$T_{c6} = \frac{1}{W_{\text{экв6}}} = 2,328 \cdot 10^3;$$

$$T_{p6} = 0,105 \cdot T_{c6} = 248,631.$$

Эквивалентруем элементы $Q_{\text{экв5}}$ и $Q_{\text{экв4}}$:

$$Q_{\text{экв7}} = Q_{\text{экв5}} \cdot Q_{\text{экв4}} + \left(\frac{\mu_{\text{вл}} \cdot T_{\text{рвл}}}{8760} \right) \cdot \left(1 - e^{\left(\frac{T_{\text{р5}}}{T_{\text{с4}}} \right)} \right) \cdot Q_{\text{экв4}} +$$

$$+ \left(\frac{\mu_{\text{т}} \cdot T_{\text{рт}}}{8760} \right) \cdot \left(1 - e^{\left(\frac{T_{\text{р4}}}{T_{\text{с5}}} \right)} \right) \cdot Q_{\text{экв5}} = 5,575 \cdot 10^{-7};$$

$$W_{\text{экв7}} = W_{\text{экв4}} \cdot \left[Q_{\text{экв5}} + \left(\frac{\mu_{\text{вл}} \cdot T_{\text{рвл}}}{8760} \right) \right] + W_{\text{экв5}} \cdot \left[Q_{\text{экв4}} + \left(\frac{\mu_{\text{т}} \cdot T_{\text{рт}}}{8760} \right) \right] =$$

$$= 1,564 \cdot 10^{-4};$$

$$T_{\text{с7}} = \frac{1}{W_{\text{экв7}}} = 6,395 \cdot 10^3;$$

$$T_{\text{р7}} = 0,105 \cdot T_{\text{с7}} = 671,482.$$



Рисунок 17 – Промежуточное эквивалентирование схемы

Эквивалентлируем элементы $Q_{\text{экв2}}$, $Q_{\text{экв6}}$ и $Q_{\text{экв7}}$:

$$Q_{\text{экв8}} = Q_{\text{экв2}} + Q_{\text{экв6}} + Q_{\text{экв7}} + \frac{\mu_{\text{вл}} \cdot T_{\text{рвл}}}{8760} = 8,701 \cdot 10^{-4};$$

$$W_{\text{экв8}} = \omega_{\text{экв2}} + \omega_{\text{экв6}} + \omega_{\text{экв7}} + \mu_{\text{вл}} = 0,403;$$

$$T_{\text{с8}} = \frac{1}{W_{\text{экв8}}} = 2,481;$$

$$T_{p8} = 0,105 \cdot T_{c8} = 0,26;$$

$$P_{экв8} = 1 - Q_{экв8} = 0,99913.$$

Вероятность состояния отказа схемы с учетом средств АВР будет определяться по формуле полной вероятности:

$$q_{сист} = q\left(\frac{S}{A1A2}\right) \cdot p(A1) \cdot p(A2) + q\left(\frac{S}{A2A1}\right) \cdot q(\bar{A1}) \cdot p(A2) + q\left(\frac{S}{A1A2}\right) \cdot p(A1) \cdot q(A2) + q\left(\frac{S}{A1A2}\right) \cdot q(\bar{A1}) \cdot q(\bar{A2}). \quad (101)$$

где $q\left(\frac{S}{A1A2}\right)$ - условная вероятность отказа системы, при отсутствии отказов РЗиА;

$q\left(\frac{S}{A2A1}\right)$ - условная вероятность отказа системы, при отказе в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$q\left(\frac{S}{A1A2}\right)$ - условная вероятность при отказе в автоматическом включении одного элемента;

$q\left(\frac{S}{A1A2}\right)$ - условная вероятность при совпадении отказов в автоматическом отключении поврежденного элемента и в автоматическом включении резервного элемента;

$p(A1)$ - вероятность безотказной работы при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A2)$ - вероятность безотказной работы при автоматическом включении резервного элемента;

$$q\left(\frac{S}{A1A2}\right) = Q_{\text{экв8}} = 8,701 \cdot 10^{-4};$$

$$q\left(\frac{S}{A2A1}\right) = q\left(\frac{S}{A1A2}\right) = q\left(\frac{S}{A1A2}\right) = 0,5;$$

$$q(A1) = q_{\text{б10}} + q_{\text{мпрз}} = 4,275 \cdot 10^{-5};$$

$$q(A2) = q_{\text{св}} + q_{\text{авр}} = 3,411 \cdot 10^{-4};$$

$$p(A1) = 1 - q(A1) = 0,99996;$$

$$p(A2) = 1 - q(A2) = 0,99996;$$

$$q_{\text{сист}} = Q_{\text{экв8}} \cdot p_{a1} \cdot p_{a2} + 0,5 \cdot q_{a1} \cdot p_{a2} + 0,5 \cdot q_{a2} \cdot p_{a1} + 0,5 \cdot q_{a1} \cdot q_{a2} = 1,062 \cdot 10^{-3}$$

$$p_{\text{сист}} = 1 - q_{\text{сист}} = 0,99894. \quad (102)$$

Выведен в ремонт трансформатор, обозначенный на схеме элементом 9.

Расчёт оценки надёжности в ремонтном режиме ведётся точно так же, как и в нормальном. Составляется схема замещения и рассчитываются вероятности отказа элементов подстанции.

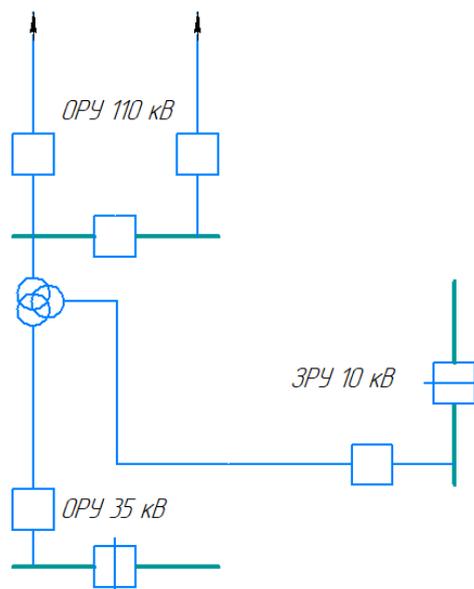


Рисунок 15 – Схема замещения подстанции с выведенным в ремонт трансформатором

В ремонтном режиме включаются в работу секционные выключатели. Их параметры надёжности определяем.

Вероятность отказа выключателей:

$$q_{встсв} = q_{в10} = 4,11 \cdot 10^{-5}.$$

Число оперативных переключений.

$$N_{опсв} = \mu_{инн} = 0,166.$$

Расчёт отказа смежных элементов:

$$q_{всмсв} = a_{кз} \cdot (1 - (1 - q_{инн})) \cdot (1 - (1 - q_{мпрз}));$$

$$q_{всм10} = 0,003 \cdot (1 - (1 - 4,11 \cdot 10^{-4})) \cdot (1 - (1 - 1,654 \cdot 10^{-6})) = 2,039 \cdot 10^{-12}.$$

Вероятность отказа выключателей:

$$q_{Qв} = q_{вст} + q_{всм} + \frac{a_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп}}{T_2};$$

$$q_{Qвсв} = 4,11 \cdot 10^{-5} + 2,039 \cdot 10^{-12} + \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,166 \cdot 15}{8760} = 4,166 \cdot 10^{-5}.$$

Расчет частоты устойчивого отказа выключателей производится аналогично расчету вероятности отказа выключателя:

$$\omega_{Q''} = \omega_{ст} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (1 - \prod_{j=1}^n (1 - \omega_{исм})) \cdot \sum_{j=1}^n \omega_{ипз} + a_{оп} \cdot N_{оп};$$

$$\omega_{Qвсв} = 0,02 + 0,003 \cdot (1 - (1 - 4,11 \cdot 10^{-4})) \cdot (1 - (1 - 1,654 \cdot 10^{-6})) +$$

$$+ 2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,166 = 0,02.$$

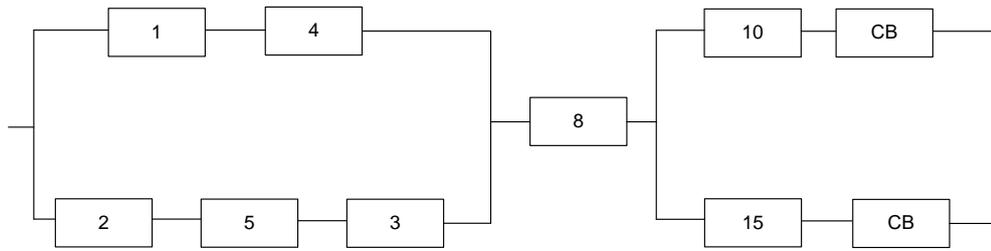


Рисунок 16 – Схема замещения подстанции с точки зрения надёжности с выведенным в ремонт элементом 9

Эквивалентуем элементы 1, 4:

$$Q_{\text{экв1}} = q_{Q\text{в4}} + q_{\text{вл}} + \frac{\mu_{\text{вл}} \cdot T_{\text{рвл}}}{8760} = 1,145 \cdot 10^{-3};$$

$$W_{\text{экв1}} = \omega_{Q\text{в4}} + \omega_{\text{вл}} + \mu_{\text{вл}} = 0,632;$$

$$T_{\text{с1}} = \frac{1}{W_{\text{экв1}}} = 1,583;$$

$$T_{\text{р1}} = 0,105 \cdot T_{\text{с1}} = 0,166.$$

Эквивалентуем элементы 2, 5, 3:

$$Q_{\text{экв2}} = q_{\text{вл}} + q_{Q\text{в5}} + q_{Q\text{в3}} + \frac{\mu_{\text{вл}} \cdot T_{\text{рвл}}}{8760} = 1,19 \cdot 10^{-3};$$

$$W_{\text{экв2}} = \omega_{\text{вл}} + \omega_{Q\text{в5}} + \omega_{Q\text{в3}} + \mu_{\text{вл}} = 0,663;$$

$$T_{\text{с2}} = \frac{1}{W_{\text{экв2}}} = 1,509;$$

$$T_{\text{р2}} = 0,105 \cdot T_{\text{с2}} = 0,158.$$

Эквивалентуем элементы 10, СВ и 15, СВ:

$$Q_{\text{экв3}} = q_{Q_{\text{в10}}} + q_{Q_{\text{всв}}} + \frac{\mu_{\text{вн}} \cdot T_{\text{рвн}}}{8760} = 1,364 \cdot 10^{-4};$$

$$W_{\text{экв3}} = \omega_{Q_{\text{в10}}} + \omega_{Q_{\text{всв}}} + \mu_{\text{вн}} = 0,071;$$

$$T_{\text{с3}} = \frac{1}{W_{\text{экв3}}} = 14,073;$$

$$T_{\text{р3}} = 0,105 \cdot T_{\text{с3}} = 1,478.$$

Эквивалентуем элементы $Q_{\text{экв3}}$, $Q_{\text{экв3}}$:

$$Q_{\text{экв4}} = Q_{\text{экв3}} \cdot Q_{\text{экв3}} + \left(\frac{\mu_{\text{вн}} \cdot T_{\text{рвн}}}{8760} \right) \cdot \left(1 - e^{-\left(\frac{T_{\text{р3}}}{T_{\text{с3}}} \right)} \right) \cdot Q_{\text{экв3}} +$$

$$+ \left(\frac{\mu_{\text{вн}} \cdot T_{\text{рвн}}}{8760} \right) \cdot \left(1 - e^{-\left(\frac{T_{\text{р3}}}{T_{\text{с3}}} \right)} \right) \cdot Q_{\text{экв3}} = 2,001 \cdot 10^{-8};$$

$$W_{\text{экв4}} = W_{\text{экв3}} \cdot \left[Q_{\text{экв3}} + \left(\frac{\mu_{\text{вн}} \cdot T_{\text{рвн}}}{8760} \right) \right] + W_{\text{экв3}} \cdot \left[Q_{\text{экв3}} + \left(\frac{\mu_{\text{вн}} \cdot T_{\text{рвн}}}{8760} \right) \right] =$$

$$= 2,669 \cdot 10^{-5};$$

$$T_{\text{с4}} = \frac{1}{W_{\text{экв4}}} = 3,747 \cdot 10^4;$$

$$T_{\text{р4}} = 0,105 \cdot T_{\text{с4}} = 3,934 \cdot 10^3.$$

Эквивалентуем элементы $Q_{\text{экв1}}$, $Q_{\text{экв2}}$:

$$Q_{\text{экв5}} = Q_{\text{экв1}} \cdot Q_{\text{экв2}} + \left(\frac{\mu_{\text{вл}} \cdot T_{\text{рвл}}}{8760} \right) \cdot \left(1 - e^{-\left(\frac{T_{\text{р1}}}{T_{\text{с2}}} \right)} \right) \cdot Q_{\text{экв2}} +$$

$$+\left(\frac{\mu_{вл} \cdot T_{рвл}}{8760}\right) \cdot \left(1 - e^{\left(\frac{T_{р2}}{T_{с1}}\right)}\right) \cdot Q_{экв1} = 1,565 \cdot 10^{-6};$$

$$W_{экв5} = W_{экв1} \cdot \left[Q_{экв2} + \left(\frac{\mu_{вл} \cdot T_{рвл}}{8760}\right) \right] + W_{экв2} \cdot \left[Q_{экв1} + \left(\frac{\mu_{вл} \cdot T_{рвл}}{8760}\right) \right] =$$

$$= 2,633 \cdot 10^{-3};$$

$$T_{с5} = \frac{1}{W_{экв5}} = 379,744;$$

$$T_{р5} = 0,105 \cdot T_{с5} = 39,873.$$

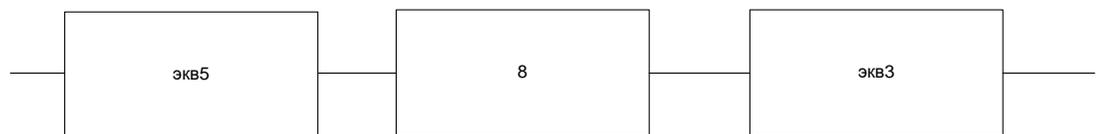


Рисунок 17 – Промежуточное эквивалентирование схемы

Эквивалентруем элементы $Q_{экв5}$, 8, $Q_{экв3}$:

$$Q_{экв6} = Q_{экв5} + q_m + Q_{экв3} + \frac{\mu_{вл} \cdot T_{рвл}}{8760} = 1,117 \cdot 10^{-3};$$

$$W_{экв6} = W_{экв5} + \omega_m + W_{экв3} + \mu_{вл} = 0,488;$$

$$T_{с6} = \frac{1}{W_{экв6}} = 2,05;$$

$$T_{р6} = 0,105 \cdot T_{с6} = 0,215;$$

$$P_{экв6} = 1 - Q_{экв6} = 0,99888.$$

Как видно из расчетов, надежность подстанции в нормальном режиме выше, чем в ремонтном. Надёжность подстанции достаточно высока, чтобы

обеспечивать стабильное электроснабжение потребителей.

1.6 Заземление и молниезащита

1.6.1 Заземление

В соответствии с ПУЭ все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Заземляющее устройство должно отвечать условию $R_z < 0,5$ Ом или допустимому напряжению прикосновения.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Определяем сопротивление слоя грунта на ПС "Белогорск", расположенной в четвертой климатической зоне (глина):

$$\rho_0 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_2 = \frac{\rho_0}{\psi} = \frac{30}{21} = 14,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}. \quad (103)$$

где ψ - коэффициент сезонности ($\psi = 21$).

Размер площади, используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

$$S = (A+3) \cdot (B+3) = (65+3) \cdot (48,1+3) = 3475 \text{ м}^2. \quad (104)$$

где A - ширина территории ОРУ, м;

B - длина территории ОРУ, м.

Рассчитаем сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{м.п.} = \pi \cdot R^2. \quad (105)$$

где $R = 6$ мм - радиус прутка.

$$F_{м.п.} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{(I_{кз}^2 \cdot t)}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{(17750^2 \cdot 0,2)}{400 \cdot 21}} = 86,6.$$

(106)

где $I_{кз}$ - ток короткого замыкания;

t - время срабатывания релейной защиты, 0,2 с;

β - коэффициент термической стойкости, (для стали $\beta=21$).

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (D_{нр} + S_{ср}), \quad (107)$$

$$S_{ср} = a_{\kappa} \cdot \ln^3 T + b_{\kappa} \cdot \ln^2 T + c_{\kappa} \cdot \ln T + \alpha_{\kappa}. \quad (108)$$

где T - время использования заземлителя, мес.;

a_k, b_k, c_k, α_k - коэффициенты зависящие от грунта.

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,003 \cdot \ln^2 240 - 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,133 \text{ мм}^2;$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,133 \cdot (10 + 0,133) = 4,24.$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{м.н.} \geq F_{кор} + F_{т.с.}, \quad (109)$$

$$113 \geq 90,86 \text{ мм}^2.$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_r = (B + 3) \cdot \left(\frac{A + 3}{L} \right) + (A + 3) \cdot \left(\frac{B + 3}{L} \right). \quad (110)$$

где $L = 6$ - расстояние между полосами сетки, м.

$$L_r = (48,1 + 3) \cdot \left(\frac{65 + 3}{6} \right) + (65 + 3) \cdot \left(\frac{48,1 + 3}{6} \right) = 1158 \text{ м.}$$

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороны \sqrt{S} . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} = \frac{1158}{2 \cdot 58,95} = 9,83. \quad (111)$$

Принимаем число ячеек $m = 10$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 58,95 \cdot (10 + 1) = 1297 \text{ м.} \quad (112)$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{l_e} = \frac{4 \cdot 58,95}{12} = 20; \quad (113)$$

где l_e – расстояние между вертикальными электродами, равная 12 м;

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{1c} = \rho_0 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_e \cdot l_e} \right) = 30 \cdot \left(\frac{0,37}{58,95} + \frac{1}{1297 + 20 \cdot 12} \right) = 0,21 \text{ Ом}; \quad (114)$$

$$R_{2c} = \rho_2 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_e \cdot l_e} \right) = 14,3 \cdot \left(\frac{0,37}{58,95} + \frac{1}{1297 + 20 \cdot 12} \right) = 0,1 \text{ Ом}; \quad (115)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_g/\sqrt{S} , равный 0,37.

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитывается импульсный коэффициент:

$$R_{1u} = 0,46; \quad (116)$$

$$R_{2u} = 0,48. \quad (117)$$

Расчетное значение сопротивление заземлителя ОРУ-110 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

1.6.2 Молниезащита

Защиту от прямых ударов молнии выполняется с помощью стержневых молниеотводов, как свободностоящих, так и установленных на порталах.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Система молниезащиты образована многократными стержневыми молниеотводами.

Зона защиты одно стержневого молниеотвода высотой до 150м при расстоянии между молниеотводами, равном L , изображена на рисунке 18.

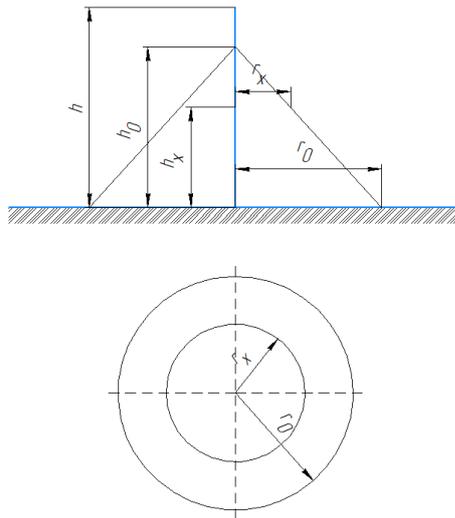


Рисунок 18 - Зоны защиты одно стержневых молниеотводов

В плане торцевые части представляют собой полуокружности радиусом r_0 или r_x , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте h_0 , а третья расположена посередине между ними на высоте h_c . Основным условием наличия совместной зоны защиты одно стержневого молниеотвода является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$.

Эффективная высота молниеотвода определяется по формуле:

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h_1 = 0,85 \cdot 24 = 20,4; \quad (118)$$

где $h_1 = 22$ – высота молниеотвода, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot 24 = 25,25 \text{ м.} \quad (119)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли:

$$r_{c01} = r_{01} = 25,25 \text{ м.} \quad (120)$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{cx1} = h_{\text{эф1}} - (0,19 + 0,0003 \cdot h_1) \cdot (L_1 - h_1) \quad (123)$$

$$h_{cx1} = 20,4 - (0,19 + 0,0003 \cdot 24) \cdot (26 - 24) = 20 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, $h_i = 11$ м:

$$r_{x1} = r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{эф1}}}\right) = 25,25 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,4}\right) = 11,63 \text{ м.} \quad (124)$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{cx1} - h_i}{h_{cx1}}\right) = 25,25 \cdot \left(\frac{20 - 11}{20}\right) = 11,37 \text{ м.} \quad (125)$$

1.7 Релейная защита

1.7.1 Защита воздушной линии 110 кВ

На линиях согласно ПУЭ устанавливаются следующие защиты: дистанционная защита, токовая защита нулевой последовательности, МТЗ от междуфазных повреждений [10].

Защита линии выполняется на базе терминала МТЗ.

1.7.1.1 Дистанционная защита линии

Определение сопротивлений участков линии Симферопольская ТЭЦ – ПС "Белогорье":

$$Z_{л} = \sqrt{(l \cdot r_{y\delta})^2 + (l \cdot x_{y\delta})^2}; \quad (126)$$

где l – длина участка линии, км;

$r_{y\delta}$, $x_{y\delta}$ – активное и индуктивное сопротивления участка линии, Ом.

$$Z_{л1} = \sqrt{(4,7 \cdot 0,098)^2 + (4,7 \cdot 0,429)^2} = 2,068 \text{ Ом};$$

$$Z_{л2} = \sqrt{(3,1 \cdot 0,098)^2 + (3,1 \cdot 0,429)^2} = 1,364 \text{ Ом};$$

$$Z_{л3} = \sqrt{(0,7 \cdot 0,098)^2 + (0,7 \cdot 0,429)^2} = 0,308 \text{ Ом};$$

$$Z_{л4} = \sqrt{(1 \cdot 0,098)^2 + (1 \cdot 0,429)^2} = 0,44 \text{ Ом};$$

$$Z_{л\text{кооп}} = \sqrt{(0,07 \cdot 0,12)^2 + (0,07 \cdot 0,405)^2} = 0,03 \text{ Ом};$$

$$Z_{л\text{чиг}} = \sqrt{(0,2 \cdot 0,098)^2 + (0,2 \cdot 0,429)^2} = 0,088 \text{ Ом}.$$

Сопротивления линий ПС "Белогорье" – Симферопольская ТЭЦ – ПС "Нижегородская":

$$Z_{лх} = \sqrt{(25,8 \cdot 0,075)^2 + (25,8 \cdot 0,42)^2} = 11,007 \text{ Ом};$$

$$Z_{л\text{зан}} = \sqrt{(1,2 \cdot 0,098)^2 + (1,2 \cdot 0,429)^2} = 0,528 \text{ Ом}.$$

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции:

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot Z_{л}, \quad (127)$$

где $k_3 = 0,85$ – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения;

$Z_{л}$ – полное сопротивление линии.

Первая ступень защиты линии со стороны Симферопольской ТЭЦ:

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot (Z_{л1} + Z_{л\text{кооп}}) = 0,85 \cdot (2,068 + 0,03) = 1,783 \text{ Ом};$$

$$t_{с.з.}^I = 0,1 \text{ с.}$$

Первая ступень защиты линии со стороны ПС "Нижегородская":

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot (Z_{л4} + Z_{л\text{шиг}}) = 0,85 \cdot (0,44 + 0,088) = 0,449 \text{ Ом}; \quad (128)$$

$$t_{с.з.}^I = 0,1 \text{ с.}$$

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

а) согласование с дистанционными защитами смежных линий:

$$Z_{с.з.}^{II} = k_3 \cdot Z_{л} + k'_3 \cdot Z_{с.з.см}^{I(II)} \cdot k_{\text{ток}}; \quad (129)$$

где $k'_3 = 0,85$ - коэффициент отстройки;

$k_{ток} = I_{з.см} / I_{з.выб}$ - коэффициент токораспределения, определяемый по току КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

$I_{з.выб}$ - ток, протекающий через ТТ защиты, для которой выбирается уставка;

$I_{з.см}$ - ток, протекающий через ТТ смежной защиты, с которой производится согласование;

$Z_{с.з.см}^{I(II)}$ - уставка срабатывания первой (или второй) ступени защит смежной линии.

б) отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$Z_{с.з.}^{II} = k_з \cdot (Z_л + Z_m \cdot k_{ток}); \quad (130)$$

$k_{ток} = I_m / I_{з.выб}$ - коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором.

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивление срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Вторая ступень защиты линии со стороны Симферопольской ТЭЦ:

$$Z_{с.з.}^{II} = k_з \cdot (Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} + k'_з \cdot 0,85 \cdot Z_{лх} \cdot k_{ток}); \quad (131)$$

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left(2,068 + 1,364 + 0,308 + 0,44 + 0,85 \cdot 0,85 \cdot 11,007 \cdot \frac{5,6}{6,344} \right) =$$

$$= 9,521 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{c.з.}^{II} = t_{c.з.}^I + \Delta t. \quad (132)$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается большая.

$$t_{c.з.}^{II} = t_{c.з.}^I + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

Чувствительность второй ступени защиты проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_q^{II} = Z_{c.з.}^{II} / Z_{л} \geq 1,25. \quad (133)$$

Чувствительность второй ступени защиты со стороны Симферопольской ТЭЦ:

$$k_q^{II} = \frac{9,521}{4,18} = 2,277.$$

Условие выполняется.

Вторая ступень защиты линии со стороны ПС "Симферопольская":

$$Z_{c.з.}^{II} = k_3 \cdot (Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} + k'_3 \cdot 0,85 \cdot Z_{лзан} \cdot k_{ток}); \quad (134)$$

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left(2,068 + 1,364 + 0,308 + 0,44 + 0,85 \cdot 0,85 \cdot 0,528 \cdot \frac{4,2}{5,891} \right) =$$

$$= 3,785 \text{ Ом.}$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается большая.

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.}^I + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

Чувствительность второй ступени защиты со стороны ПС "Симферопольская":

$$k_q^{II} = \frac{3,785}{4,18} = 0,905.$$

Условие не выполняется. Вторая ступень защиты со стороны ПС "Симферопольская" не ставится.

Уставка срабатывания третьей ступени защиты выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии.

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{Z_{раб.мин}}{k_n \cdot k_\epsilon}; \quad (135)$$

$$Z_{раб.мин} = \frac{U_{раб.мин}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot k_\epsilon \cdot I_{раб.макс}}; \quad (136)$$

где $U_{мин.экспл}$ - минимальное междуфазное напряжение в месте установки защиты;

$k_n = 1,1$ - коэффициент надежности;

$k_\epsilon = 0,8$ - коэффициент возврата (для реле сопротивления);

$I_{нагр}$ - ток нагрузки, обусловленный протекающей мощностью по линии.

Третья ступень защиты линии со стороны Благовещенской ТЭЦ:

$$Z_{раб.мин} = \frac{0,9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 0,8 \cdot 1,1 \cdot 0,21} = 309,29 \text{ Ом};$$

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{309,29}{0,8 \cdot 1,1} = 351,47 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит:

$$t_{с.з.}^{III} = t_{с.з.}^{II} + \Delta t = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с.}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_q^{III} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_{КЗмакс}} \geq 1,2; \quad (137)$$

$$Z_{КЗмакс} = Z_{W1} + Z_{W2} \cdot k_{ток}; \quad (138)$$

где Z_{W1} и Z_{W2} - сопротивления прямой последовательности предыдущей и последующей линий.

$$Z_{КЗмакс} = 2,098 + 4,18 + 0,85 \cdot 0,85 \cdot 11,007 \cdot \frac{5,6}{6,344} = 13,298 \text{ Ом.}$$

$$k_q^{III} = \frac{351,47}{13,298} = 26,43$$

Условие выполняется.

Третья ступень защиты линии со стороны ПС "Симферопольская":

$$Z_{раб.мин} = \frac{0,9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 0,8 \cdot 1,1 \cdot 0,903} = 71,93 \text{ Ом};$$

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{71,93}{0,8 \cdot 1,1} = 81,74 \text{ Ом}.$$

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит:

$$t_{с.з.}^{III} = t_{с.з.}^{II} + \Delta t = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с};$$

$$Z_{КЗмакс} = 0,528 + 4,18 + 0,85 \cdot 0,85 \cdot 0,528 \cdot \frac{4,2}{5,891} = 4,98 \text{ Ом};$$

$$k_{\psi}^{III} = \frac{81,74}{4,98} = 16,4.$$

Условие выполняется.

Уставки дистанционных измерительных органов задаются во вторичных величинах.

$$Z_{сп}^I = Z_{с.з.}^I \cdot \frac{k_{mm}}{k_{тн}}; \quad (139)$$

где k_{mm} - коэффициент трансформации ТТ;

$k_{тн}$ - коэффициент трансформации ТН.

Коэффициент трансформации ТТ:

$$k_{mm} = \frac{I_{перв}}{I_{втор}}; \quad (140)$$

где $I_{перв}$ - первичный (номинальный) ток ТТ, $I_{перв} = 400$ А;

$I_{втор}$ - вторичный ток ТТ, $I_{втор} = 5$ А.

$$k_{тт} = \frac{400}{5} = 80.$$

Коэффициент трансформации ТН:

$$k_{тн} = \frac{U_{1обм.ном}}{U_{2обм.ном}}; \quad (141)$$

где $U_{1обм.ном}$ - номинальное напряжение первичной обмотки ТН,

$$U_{1обм.ном} = \frac{110}{\sqrt{3}} \text{ В};$$

$U_{2обм.ном}$ - номинальное напряжение вторичной обмотки ТН,

$$U_{2обм.ном} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}.$$

$$k_{тн} = \frac{110 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{3} \cdot 100} = 1100.$$

Рассмотрим перевод уставки на микропроцессорный терминал REL-561 на примере 1 комплекта, установленного в начале линии «Симферопольская ТЭЦ – ПС Симферопольская».

$$Z_{ср}^I = 1,783 \cdot \frac{80}{1100} = 0,13 \text{ Ом}.$$

Аналогично произведем расчет для последующих ступеней и других комплектов, результаты занесем в таблицу 23.

Таблица 23 – Параметры дистанционной защиты на Симферопольской ТЭЦ и ПС «Симферопольская».

Наименования	СТЭЦ	ПС "Симферопольская"
$Z_{с.з}^I$	0,13	0,033
$Z_{с.з}^{II}$	0,69	-
$Z_{с.з}^{III}$	25,6	5,94

1.7.1.4 Мгновенная токовая защита от междуфазных повреждений

Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности.

Ток срабатывания отсечки первой ступени отстраивается от максимального тока КЗ в конце линии.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_z}{k_B} \cdot I_L; \quad (153)$$

где I_L – ток линии, определяемый из режимных параметров.

$$I_L = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,656 \text{ кА}; \quad (154)$$

где S_{mp} – мощность трансформатора на ПС.

$$I_{c.з} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 0,656 = 1,804 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з} \cdot k_{CX}}{n_{TA}} = \frac{1,804 \cdot \sqrt{3}}{700/5} = 0,022 \text{ кА.} \quad (155)$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч1}} = \frac{I_{кз}^2}{I_{c.р.}^2} = \frac{5,891}{1,804} = 3,265 \geq 1,5; \quad (156)$$

$$K_{\text{ч2}} = \frac{I_{кз}^2}{I_{c.р.}^2} = \frac{6,344}{1,804} = 3,516 \geq 1,5.$$

1.7.2 Защита силового трансформатора

На трансформаторах согласно ПУЭ устанавливаются следующие защиты: продольная дифференциальная токовая защита, максимальная токовая защита, защита от перегрузки, газовая защита.

Защита трансформатора выполняется на базе терминала Сириус – ТЗ. Нижняя граница номинальной мощности защищаемого трансформатора может быть установлена равной 25 МВА.

1.7.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита

На ПС "Белогорск" установлен двухобмоточный трансформатор с расщеплённой низкой стороной ТДТН-63000/110. Необходимо произвести выбор защит и расчет их уставок.

Находим номинальные токи обмоток трансформатора при нулевом положении РПН:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3 \text{ А}; \quad (157)$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1732 \text{ А}. \quad (158)$$

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{\text{вторВ}} = \frac{I_{\text{номВН}}}{n_{\text{ТА.В}}} = \frac{316,3}{400/1} = 0,791 \text{ А}; \quad (159)$$

$$I_{\text{вторН}} = \frac{I_{\text{номНН}}}{n_{\text{ТА.Н}}} = \frac{1732}{1500/5} = 5,77 \text{ А}. \quad (160)$$

Принимаем номинальный ток входных ТТ терминала 5 А со всех сторон.

Со стороны НН применены ТТ типа ТОЛ-10-1. Такие ТТ имеют $K_{10} = 18$ и $Z_{\text{нг.ном}} = 0,6 \text{ Ом}$ [7].

Определяем K'_{10} для стороны НН:

$$K'_{10\text{нн}} = K_{10} \cdot \frac{I_{\text{номТА}}}{I_{\text{номНН}}} = 18 \cdot \frac{1500}{1732} = 49,1 \geq 24 \text{ А}. \quad (161)$$

Для сторон ВН условие можно не проверять, так как оно выполняется со значительным запасом.

Для режима включения трансформатора под напряжение определяем $I_{d\min}$ для $K'_{пер} = 1,5$:

$$I_{d\min} \geq 1,25 \cdot K_{отс} \cdot (K'_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{\varepsilon}) \text{ А}; \quad (162)$$

$$I_{d\min} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,261.$$

Принимаем к работе третью характеристику: $I_{d\min} = 0,3$.

Для режима внешнего КЗ проверяем возможность использования третьей характеристики в зонах 2 и 3:

$$K''_{пер} = 2.$$

В режиме внешнего КЗ определяется ток небаланса:

$$I_{н\text{брасч}} = K''_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{\varepsilon} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02_{\varepsilon} = 0,29 \text{ А}. \quad (163)$$

Для пяти характеристик терминала существует следующая расчётная таблица.

Таблица 25 – Характеристики терминала

Номер тормозной характеристики	1	2	3	4	5
Двухфазное	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
Трёхфазное	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задавшись $I_{тормрасч} = 2,58$, определяем расчётный коэффициент торможения:

$$K_{T1расч} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нбрасч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{тормрасч}} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,612. \quad (164)$$

Полученное значение превышает 0,3, поэтому для характеристики №4 принимаем $I_{тормрасч} = 2,25$:

$$K_{T1расч} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нбрасч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{тормрасч}} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343.$$

Полученное значение меньше 0,4, поэтому принимаем тормозную характеристику №4.

1.7.2.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах, если для их защиты не используются предохранители. Для трехобмоточных трансформаторов с односторонним питанием МТЗ с комбинированным пуском по напряжению устанавливается на стороне питания (ВН) и выполняется в трехфазном трехрелейном исполнении. Для повышения чувствительности комбинированный пуск по напряжению осуществляется со стороны среднего (СН) и низшего (НН) напряжения. Кроме того, для резервирования присоединений СН и НН на этих сторонах также устанавливаются МТЗ (как правило, с пуском по напряжению). Защита на стороне НН действует с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель на стороне НН присоединения трансформатора, со второй выдержкой времени отключаются все выключатели трансформатора. Защита на стороне СН действует с тремя выдержками времени: с первой — отключается секционный выключатель стороны СН, со второй выдержкой времени отключается выключатель стороны СН, с третьей — все выключатели трансформатора. Защита на стороне ВН согласуется по времени с защитами сторон НН и СН и имеет наибольшую выдержку времени.

Ток срабатывания защиты на стороне ВН:

$$I_{c.з.} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,8} \cdot 0,21 = 0,346 \text{ кА}; \quad (165)$$

$$I_{c.р.В} = \frac{I_{c.зВ} \cdot K_{cx}}{n_{ТА}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,346}{400/1} = 1,5 \text{ А}. \quad (166)$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\chi} = \frac{I_{\text{минВН}}^{(2)}}{I_{cзВ}} = \frac{15,823}{0,346} = 45,67 > 1,5. \quad (167)$$

Ток срабатывания защиты на стороне НН:

$$I_{c.з.} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,8} \cdot 2309 = 3,81 \text{ кА};$$

$$I_{c.р.Н} = \frac{I_{c.зН} \cdot K_{cx}}{n_{ТА}} = \frac{1 \cdot 3,81}{1500/5} = 13 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\chi} = \frac{I_{\text{минНН}}^{(2)}}{I_{cзН}} = \frac{0,56 \cdot (115/10,5)}{3,81} = 1,61 > 1,5. \quad (168)$$

Выдержка времени защиты выбирается по условиям согласования с временем действия чувствительных защит резервируемых элементов $\Delta t = 0,5$ с.

$$t_m = t_{нрmax} + \Delta t. \quad (169)$$

1.7.2.3 Защита от перегрузки

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

Первичный ток срабатывания реле тока защиты от перегрузки:

$$I_{СЗ} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{в}}; \quad (170)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток обмотки трансформатора с учётом регулирования напряжения, на стороне которой установлено рассматриваемое реле;

$K_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{ном} = 210 \text{ А};$$

$$I_{C3} = I_{ном} \cdot \frac{K_{омс}}{K_{\epsilon}} = 210 \cdot \frac{1,05}{0,8} = 275,55 \text{ А.} \quad (171)$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{ном} = 1155 \text{ А;}$$

$$I_{C3} = I_{ном} \cdot \frac{K_{омс}}{K_{\epsilon}} = 1155 \cdot \frac{1,05}{0,8} = 1516 \text{ А.} \quad (172)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{K_{сх}}{K_I} = 275,55 \cdot \frac{\sqrt{3}}{400/1} = 1,193 \text{ А.} \quad (173)$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{K_{сх}}{K_I} = 1516 \cdot \frac{1}{1500/5} = 8,75 \text{ А.} \quad (174)$$

1.7.2.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита (ГЗ) – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ корпус

трансформатора устанавливается с наклоном от 1,5 % до 2 % в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в рассечку трубопровода от корпуса трансформатора к расширителю. Газовая защита абсолютно селективна и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита трансформатора выполняется двухступенчатой.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Образующиеся при местном перегреве или при дуговом замыкании внутри бака трансформатора газы выталкивают масло из трубопровода и газового реле, а затем прорываются в расширитель, заполняя по пути газовое реле. При незначительном выделении газа, он через трубу заполняет верхнюю часть газового реле, а излишек проходит в расширитель. Таким образом, в газовом реле скапливается газ, который можно выпустить через кран, или набрать в специальную емкость и направить на анализ. Внутри объема, где скапливается газ, находится поплавок, который при появлении газа опускается и замыкает контакты, действующие на сигнал (сигнальный элемент газового реле).

Инструкциями запрещается отбор газа на трансформаторе, находящемся под напряжением, из соображений безопасности – незначительное вначале повреждение может перерасти в большое повреждение с разрывом бака и пожаром, вследствие чего пострадает персонал, отбирающий пробу газа. Вторым элементом (поплавком) газового реле расположен внутри реле прямо на пути потока масла из трубы в расширитель, он может опуститься под давлением масла при его выбросе или при заполнении реле газом. Для четкой

работы при выбросе масла в современных реле поплавков дополнительно соединяется со специальной заслонкой.

Сверху на корпусе реле находятся кран для отбора проб газа и выпуска воздуха, и под защитным колпачком, - кнопка опробования исправности газового реле. Нажатие кнопки на половину хода вызывает срабатывание сигнального контакта реле. Нажатие кнопки опробования до упора вызывает срабатывание отключающего контакта газового реле. Возврат реле происходит автоматически после освобождения кнопки опробования. Кнопку опробования ГЗ удобно использовать при опробовании работы короткозамыкателя и отделителя.

Выброс масла или выделение сразу большого объема газа происходит при серьезном повреждении внутри бака, поэтому, вторая ступень ГЗ действует на отключение без выдержки времени. Отключающий элемент срабатывает также при отсутствии масла в газовом реле. Обычно это происходит при течи из бака, когда масло целиком ушло из расширителя и газового реле. Но существует и другая возможность: между газовым реле и расширителем имеется кран, перекрывающий выход масла из расширителя.

Если этот кран оставить в закрытом состоянии, то при понижении температуры масла в трансформаторе уровень его понизится и масло уйдет из газового реле. Трансформатор отключится. Поэтому оперативный персонал обязан проверить положение крана перед включением трансформатора.

2 СРОК ОКУПАЕМОСТИ ПРОЕКТА

В данной части бакалаврской работы приведён расчёт капиталовложений, издержек, себестоимости передачи электроэнергии по предприятию, расчёт чистого дисконтированного дохода (ЧДД). По результатам ЧДД определяется целесообразность вложений в проект новой подстанции.

2.1 Расчёт капиталовложений

Расчет капиталовложений в защищаемое оборудование необходим для оценки возможного ущерба электроэнергетической сети. Для линий электропередач капиталовложения определяем по стоимости провода длины всей линии:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot L \cdot (1 + \alpha) \cdot \alpha_{усл} \cdot K_{переоц} + K_{осв.уд} \cdot S \cdot L \cdot K_{переоц}; \quad (175)$$

где K_0 - стоимость одного километра провода, тыс. руб./км;

L - протяжённость трассы ВЛ, км;

α - коэффициент, учитывающий условия строительства ВЛ(район по гололёду);

$\alpha_{усл}$ - коэффициент для учёта усложняющих условий строительства(напор ветра, заболоченность и т.д.);

$K_{переоц}$ - коэффициент переоценки;

$K_{осв.уд}$ - удельное значение стоимости освоения новых земель;

S - площадь отвода земли под опоры, м²/км.

Линии электропередач выполнены на проводах марки АСО-300.

При пересчёте на 2022 год $K_{переоц} = 68,43$

Суммарное капиталовложение в ЛЭП:

$$K_{ВЛ} = 101,8 \cdot 0,4 \cdot (1 + 0,9) \cdot 1,16 \cdot 68,43 + 25 \cdot 32 \cdot 0,4 \cdot 68,43 = \\ = 2,804 \cdot 10^4 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в строительство ПС вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{пост}) \cdot K_{переоц} + K_{осв.уд} \cdot S \cdot K_{переоц}; \quad (176)$$

где $K_{ОРУ}$ - укрупненные показатели стоимости ОРУ, тыс. руб.;

$K_{тр}$ - укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс. руб.;

$K_{пост}$ - постоянные затраты на строительство подстанций, тыс. руб.;

$K_{переоц}$ - коэффициент переоценки;

$K_{осв.уд}$ - удельная стоимость освоения земель под строительство;

S - площадь подстанции, тыс.м².

В стоимость ОРУ включена стоимость установленного оборудования (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, разрядники).

Подстанция «Белогорье» 110/35/10, ОРУ ПС выполнено по одна рабочая секционированная выключателем система шин. В состав данной ПС входят два трансформатора ТРДН–63000/110.

$$K_{ПС} = ((235 + 95 \cdot 3) + 292 + 240) \cdot 68,43 + 25 \cdot 12 \cdot 68,43 = 9,765 \cdot 10^4 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем капиталовложения для устройств релейной защиты, выполненных на базе электромеханических реле.

На ПС "Белогорье" установлен терминал защиты Сириус – ТЗ. Стоимость данного терминала составляет 126 тыс. руб [20].

Рассчитываем суммарные капиталовложения в сооружение ПС:

$$K_{ПС\Sigma} = K_{ПС} + K_{МПРЗ}; \quad (177)$$

$$K_{ПС\Sigma} = 9,765 \cdot 10^4 + 126 = 9,78 \cdot 10^4 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарное капиталовложение по сети в целом:

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛ} + K_{ПС\Sigma}; \quad (178)$$

$$K_{\Sigma} = 2,804 \cdot 10^4 + 9,78 \cdot 10^4 = 1,258 \cdot 10^5 \text{ тыс. руб.}$$

2.2 Расчёт издержек на эксплуатацию

Ежегодные затраты на капитальный и текущий ремонты, а также техническое обслуживание оборудования отражаются через эксплуатационные издержки. Издержки на эксплуатацию определяются следующим образом:

$$И_{\text{экс}} = \sum_{i=1}^n (\alpha_{\text{экс}i} \cdot K_i); \quad (179)$$

где $\alpha_{\text{экс}i}$ - норма ежегодных отчислений на эксплуатацию элемента [15];

K_i - капитальные вложения в элемент, тыс. руб.

$$I_{\text{экс}} = 2,804 \cdot 10^4 \cdot 0,0025 + 9,78 \cdot 10^4 \cdot 0,0121 = 1253 \text{ тыс. руб.}$$

3.3 Расчёт амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости капиталовложений на производимые с их помощью продукт или работу.

Издержки на амортизацию определяются из отношения капиталовложений к сроку службы данного оборудования:

$$I_{\text{ам}} = \sum_{i=1}^n (\alpha_{\text{ами}} \cdot K_i); \quad (180)$$

где $\alpha_{\text{ами}}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию, о.е. [15];

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}; \quad (181)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы, год.

$$I_{\text{ам}} = 2,804 \cdot 10^4 \cdot \frac{1}{15} + 9,78 \cdot 10^4 \cdot \frac{1}{20} = 6759 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость суммарных потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\text{уд}}; \quad (182)$$

где ΔW_{Σ} - суммарные потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\text{уд}}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 1,63 руб/кВт·ч [16].

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{Л} + \Delta W_{тр} \cdot \quad (183)$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(S \cdot \cos \varphi)^2 + (S \cdot \sin \varphi)^2}{U_{ном}^2} \cdot R \cdot T + \Delta W_{кор} \cdot T ; \quad (184)$$

где R – активное сопротивление линии, Ом;

T – число часов в году;

$\Delta W_{кор}$ – потери на корону, МВт.

Активное сопротивление линии определяется через удельное сопротивление r_0 и длину трассы с учетом числа цепей n :

$$R = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l_{ТР} \cdot \quad (185)$$

Потери на корону определяются через удельные потери длину трассы с учетом числа цепей n :

$$\Delta W_{кор} = n \cdot \Delta P_{уд} \cdot l_{ТР} ; \quad (186)$$

$$\Delta W_{кор} = 2 \cdot 1,35 \cdot 0,4 = 0,0011 \text{ МВт.}$$

Для ВЛ 110 кВ $\Delta P_{уд} = 1,35$ кВт/км.

Удельное активное сопротивление провода:

АСО–300: $r_0 = 0,098 \text{ Ом/км}$.

Сопротивление линии:

$$R = 0,098 \cdot 0,4 = 0,039 \text{ Ом}.$$

Потери в линии:

$$\Delta W_{Л} = \frac{(40 \cdot 0,85)^2 + (40 \cdot 0,527)^2}{110^2} \cdot 0,039 \cdot 8760 + 0,0011 \cdot 8760 =$$

$$= 54,878 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \sum \frac{(S \cdot \cos \varphi)^2 + (S \cdot \sin \varphi)^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{1}{n} R_{TP} \cdot T + n \cdot \Delta P_{XX} \cdot T, \quad (187)$$

где R_{TP} – активное сопротивление трансформатора, Ом;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, МВт;

n – количество трансформаторов на подстанции.

Сопротивления и потери холостого хода трансформаторов:

$$\text{ТРДН–63000/110: } R_{TP} = 1,8 \text{ Ом}, \Delta P_{XX} = 0,034 \text{ МВт}.$$

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \frac{(40 \cdot 0,85)^2 + (40 \cdot 0,527)^2}{110^2} \cdot \frac{1}{2} 1,8 \cdot 8760 + 2 \cdot 0,034 \cdot 8760 =$$

$$= 1638 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 54,878 + 1638 = 1693 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_{\Delta W} = 1,693 \cdot 10^3 \cdot 1,63 = 2760 \text{ тыс. руб.}$$

2.4 Себестоимость передачи электроэнергии

Планирование себестоимости передачи и распределения электроэнергии необходимо проводить в соответствии со схемой электроснабжения. Расчет себестоимости проводится по статьям калькуляции. Суммарные затраты включают в себя все эксплуатационные расходы, а также плату энергосистеме за потребленную электроэнергию.

Оплата за потребленную электроэнергию определяется, тыс. руб./год:

$$I_9 = T_9 \cdot W_{год}; \quad (189)$$

где T_9 - тариф на транспорт электроэнергии (3,12 руб./кВт·ч) [16];

$W_{год}$ - количество потребленной электроэнергии в год, кВт·ч/год.

$$W_{год} = \Sigma(S_{нагр}) \cdot 8760 = 26600 \cdot 8760 = 233000 \text{ тыс. руб.}; \quad (190)$$

$$I_9 = 3,12 \cdot 233000 = 7,269 \cdot 10^5 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие расходы:

$$I_{IP} = 0,3 \cdot (I_{AM} + I_{ЭКС} + I_9 + I_W + \Phi ЗП_{год}) + 0,03 \cdot K; \quad (191)$$

$$\begin{aligned} I_{IP} &= 0,3 \cdot (1253 + 6759 + 2,749 \cdot 10^5 + 2760 + 3910) + 0,03 \cdot 1258 \cdot 10^5 = \\ &= 9,066 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб} \end{aligned}$$

Таблица 26 - Смета эксплуатационных расходов

Расходы	тыс. руб.
Отчисления на социальные нужды	1173
Текущий ремонт	3775
Амортизационные отчисления	6759
Прочие расходы	488,75
Итого	16105,75

Отчисления на социальные нужды берутся как 30 % от ФЗП в год. Текущий ремонт берут как 3 % от капиталовложений. Прочие расходы для промышленного предприятия берут как 12,5 % от ФЗП.

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{пол}}; \quad (192)$$

где I_{Σ} - годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_W + \PhiЗП_{год} + I_{пр}; \quad (193)$$

$$I_{\Sigma} = 1253 + 6759 + 4645 + 2760 + 9,066 \cdot 10^4 = 1,053 \cdot 10^5 \text{ тыс. руб.};$$

$W_{пол}$ - полезный расход электроэнергии, кВт·ч;

$$C = \frac{1,053 \cdot 10^5}{233000} = 0,452 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

2.5 Расчет чистой прибыли проекта.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ч}} = O - I - H \quad (194)$$

где O - доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс.руб;

I - издержки, тыс.руб;

H - налог на прибыль. На 2022 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{пер}} \quad (195)$$

где $W_{\text{ПО}}$ - полезный отпуск, тыс.кВт·ч;

$T_{\text{пер}}$ - средний тариф на передачу электроэнергии для Амурской области составляет 1900 руб./тыс.кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{ПО}} = \sum P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \quad (196)$$

$$W_{\text{ПО}} = 233000 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

Далее по формуле (195) находим доход от полезного отпуска электроэнергии, руб.:

$$O = 233000 \cdot 1900 = 442700 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - И); \quad (197)$$

$$H = 0,2 \cdot (442700 - 30222) = 82495 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль по формуле (194), тыс. руб.:

$$П_q = 442700 - 72690 - 82495 = 28751 \text{ тыс.руб.}$$

Теперь находим срок окупаемости по формуле, в годах:

$$T_{ок} = \frac{125800}{28751 + 6759} = 4 \text{ года};$$

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

4.1 Безопасность на подстанции

Безопасность – свойство системы «человек – среда обитания» сохранять условия взаимодействия с минимальной возможностью возникновения ущерба людским, природным и материальным ресурсам.

Перед тем, как получить допуск к работе, персонал монтажной организации должен пройти обучение и проверку знаний "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей"[15].

Персоналу необходимо пройти инструктаж по безопасности и схемам присоединений под руководством работников действующей электроустановки, о чем должна быть произведена соответствующая запись в журнале учета инструктажей, а также следует руководствоваться правилами безопасности, по которым эксплуатируются данные электроустановки [14].

Проведение земляных и буровых работ осуществляется согласно [14]. Земляные работы должны выполняться механизированным способом. Экскаваторы, бурильные и сваебойные установки во время работы должны устанавливаться на спланированной площадке, а машины на пневмоходу закрепляться инвентарными (переносными) упорами. В темное время суток место работ в опасных местах необходимо оборудовать дополнительными светильниками - сигналами отличными от светильников рабочего освещения.

Согласно РД 153-34.3-03.285-2002 все работы на опоре должны выполняться только с закреплением предохранительного пояса к опоре. При установке опор должна быть обеспечена ясная видимость сигналов. В исключительных случаях при необходимости ведения работ в условиях ограниченной видимости установка опор допускается только под личным руководством руководителя работ, который обязан выставить необходимое количество сигнальщиков.

При монтаже проводов запрещается находиться под гирляндами изоляторов, монтажными блоками, самими проводами, тросами и другими предметами во время их подъема, а также находиться или проходить под местом выполнения термитной сварки [14].

Согласно ГОСТ 12.1.030-81 при монтаже электрооборудования подстанции защитное заземление следует выполнять преднамеренным электрическим соединением металлических частей электроустановок с «землей» или ее эквивалентом.

В электроустановках напряжением 110 кВ в целях выравнивания потенциала на территории, занятой электрооборудованием, должны быть проложены продольные и поперечные горизонтальные элементы заземлителя и соединены сваркой между собой, а также с вертикальными элементами заземлителя [3].

При регулировке выключателей и разъединителей, соединенных с приводами дистанционного управления, должны быть приняты меры, предотвращающие возможность включения или отключения приводов. Не допускается одновременно производить регулировку, осмотр или присоединение разъединителей и выключателей независимо от того, расположены ли эти аппараты в одной камере с приводами или приводы вынесены за пределы камеры [14].

Согласно ГОСТ 12.3.009-76 разгрузка и перемещение трансформаторов должны производиться в соответствии с требованиями технологических карт перемещения с указанием мер безопасности и инструкций охраны труда (ИОТ). Не допускаются работы на грузоподъемной машине (кран, перегружатель кранового типа) при скорости ветра, превышающей значение, указанное в паспорте машины, а также при снегопаде, тумане, дожде, снижающих видимость в пределах рабочей зоны [4].

Сварочные работы непосредственно на трансформаторе должны производиться только после заливки его маслом до уровня от 200 до 250 мм выше места сварки во избежание воспламенения паров и масла [14].

4.2 Экологичность

Трансформаторы являются источниками физических, химических загрязнений (тепловых, электромагнитных и т.д.) для окружающей среды.

Электрическое поле, создаваемое трансформатором, оказывает неблагоприятное влияние на живые организмы. На изолированном от земли проводящем объемном теле наводится потенциал, зависящий от соотношения ёмкости тела на землю и на провода высоковольтных линий. Чем меньше ёмкость на землю (чем тоньше, например, подошва обуви), тем больше наведенный потенциал, который может составлять несколько киловольт и даже достигать 10 кВ. При приближении тела к заземленному пролету происходит искровой разряд, сопровождающийся звуковым эффектом (потрескивание) с протеканием импульса тока через тело. В этих условиях максимум импульса тока через человека может достигать 100-200 мА. Такие импульсы тока безопасны для здоровья человека, но могут привести к вторичным травмам вследствие испуга и непроизвольного движения.

Значительное шумовое воздействие на окружающую среду производят распределительные устройства (РУ). Основным источником шума в РУ являются силовые трансформаторы (постоянный шум) и воздушные выключатели (в процессе отключения раздается сильный хлопок). Уровень шума создаваемый трансформаторами увеличивается при увеличении массы магнитопровода. В связи с этим, при увеличении мощности трансформаторов создаваемый ими шум увеличивается.

В качестве изолятора в трансформаторах применяется трансформаторное масло, которое оказывает вредное воздействие на окружающую среду. Это минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил. Полихлорбифенил относится к ядовитым синтетическим органическим соединениям - это хлорированный углеводород.

При неправильной эксплуатации, а также в аварийных режимах при его контакте с высокими температурами, выделяется хлорорганическое

соединение с низкой температурой кипения. Происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы. Полихлорбифенил может усваиваться организмом и взаимодействовать с некоторыми ферментами и другими системами. Организм может оказаться неспособным разлагать их или включить в метаболизм иным путем, т.е. они небиodeградирующие. В результате они нарушают его функционирование. При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

При аварии на подстанции для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторе (реакторов) с массой масла более 1 т в единице (одном баке) и баковых выключателей 110 кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосорборники.

Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора [10].

Приведем расчет маслоприемника с отводом масла для автотрансформатора ТДТН-63000/110 подстанции «Белогорск», габариты которого следующие: длина трансформатора 6 м, ширина – 4,7 м, высота – 6,4 м. Масса трансформаторного масла 25 т.

Определяем размеры маслоприемника (рисунок 21).

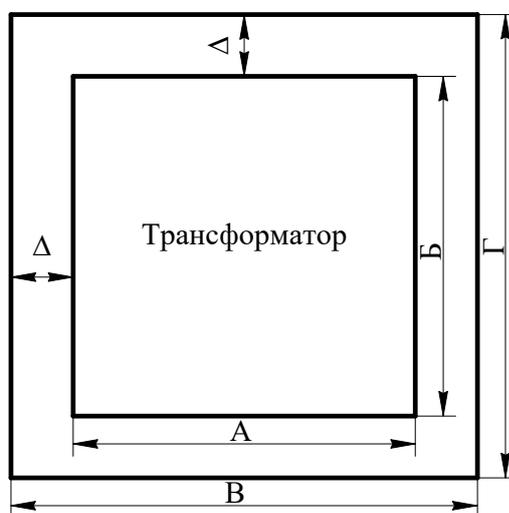


Рисунок 22 – Габариты маслоприемника

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \text{ м}; \quad (201)$$

где B – длина маслоприемника;

A – длина трансформатора ($A=6$ м);

Δ – выступ за габариты трансформатора, $\Delta = 1.5$ м (т.к. масса масла от 10 до 50 т.).

$$B = 6 + 2 \cdot 1,5 = 9 \text{ м};$$

$$\Gamma = B + 2 \cdot \Delta, \text{ м}; \quad (202)$$

где Γ – ширина маслоприемника;

B – ширина трансформатора ($B=4,7$ м).

$$\Gamma = 4,7 + 2 \cdot 1,5 = 7,7 \text{ м}.$$

$$S_{МП} = B \cdot \Gamma, \text{ м}^2; \quad (203)$$

где $S_{МП}$ – площадь маслоприемника.

$$S_{МП} = 9 \cdot 7,7 = 69,3 \text{ м}^2$$

Рассчитаем объем маслоприемника для приёма 100% объема масла, залитого в трансформатор.

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \text{ м}^3, \quad (204)$$

где V_{TM} – объем трансформаторного масла;

M_{TM} – масса трансформаторного масла;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла.

$$\rho_{TM} = 880 \text{ кг/м}^3 [8];$$

$$V_{TM} = \frac{25000}{880} = 28,41 \text{ м}^3;$$

$$V_{МП(TM)} = V_{TM} = 28,41 \text{ м}^3;$$

Определяем глубину маслоприемника.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике.

$$h_{МП} = h_{TM} + h_{Г} + h_{B} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} + h_{Г} + h_{B}, \text{ м}; \quad (205)$$

где $h_{МП}$ – глубина маслоприемника;

$h_{Г}$ – толщина щебня;

h_{B} – воздушный зазор

$$h_{МП} = \frac{28,41}{69,3} + 0,25 + 0,075 = 0,7 \text{ м.}$$

Через маслоотвод трансформаторное масло уходит в маслосборник.

Рассчитаем объем маслосборника.

Так как маслосборник должен вмещать полный объем масла автотрансформатора, а также 80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \text{ м}^3; \quad (206)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с [2];

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2$ л/с · м² [2];

$S_{БПТ}$ - площадь боковых поверхностей трансформатора, определяется по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (6 + 4,7) \cdot 6,4 = 136,96 \text{ м}^2; \quad (207)$$

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot (69,3 + 136,96) = 74253,6 \text{ л} = 74,253 \text{ м}^3;$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3; \quad (208)$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 28,41 + 0,8 \cdot 74,253 = 87,81, \text{ м}^3.$$

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: длина – 9 м; ширина – 7,7 м; площадь – 69,3 м²; объём масла – 28,41 м³; глубина – 0,7 м; объём – 28,41 м³. Объём маслосборника - 87,81 м³.

4.3 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность электроустановок – состояние электрооборудования, при котором с определённой вероятностью исключается возможность возникновения и развития пожара. Согласно статистическим данным доля пожаров, связанных с возгоранием электрооборудования, составляет более 20% от всех зарегистрированных пожаров.

При аварийных режимах работы изделий или их неправильной эксплуатации возникают источники зажигания, что может привести к перегреву и воспламенению отдельных элементов, к образованию высоковольтных и сильноточных дуг, а также высоких температур в контактных соединениях и т.п. При горении электроизделий выделяются токсичные продукты. В случае протяжённых кабельных линий происходит быстрое распространение горения внутри зданий и сооружений.

К основным причинам загораний электродвигателей, генераторов и трансформаторов следует отнести:

1. Перегрев от коротких замыканий в обмотках в результате межвиткового пробоя электроизоляции:

- при повышении напряжения;
- в месте образования микротрещин из-за заводского дефекта;
- от старения;
- от воздействия влаги или агрессивной среды;
- от воздействия локального внешнего или внутреннего перегрева;
- от механического повреждения.

2. Перегрев от коротких замыканий на корпус в результате пробоя электроизоляции обмоток:

- при повышении напряжения;
- от старения электроизоляции;
- при механическом повреждении электроизоляции;
- от воздействия влаги или агрессивной среды;
- от внешнего или внутреннего перегрева.

3. Перегрев от токовой перегрузки обмоток в результате:

- завышения механической нагрузки на валу;
- работы трехфазного двигателя на двух фазах;
- торможения ротора в подшипниках от механического износа и отсутствия смазки;
- повышенного напряжения питания;
- длительной непрерывной работы под максимальной нагрузкой;
- нарушения вентиляции (охлаждения);
- завышенной частоты включения под нагрузку и выключения;
- завышенной частоты реверсирования электродвигателей;
- нарушения режима пуска (отсутствие пусковых гасящих сопротивлений).

4. Перегрев от искрения в контактных кольцах и коллекторе в результате:

- износа контактных колец, коллектора и щеток, приводящего к ослаблению контактного давления;
- загрязнения, окисления контактных колец, коллектора;
- механического повреждения контактных колец, коллектора и щеток;
- нарушения мест установки токосъемных элементов на коллекторе;
- перегрузки на валу (для электродвигателей);
- токовой перегрузки в цепи генератора;
- замыкания пластин коллектора из-за образования токопроводящих мостиков на угольной и медной пыли.

Согласно ФЗ-123 "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" должно предусматриваться применение электрооборудования, соответствующего классу пожароопасной и (или) взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси.

Необходимо наличие быстродействующих средств защитного отключения электроустановок и других устройств, приводящих к появлению источников зажигания. Должны быть установлены устройства молниезащиты зданий, сооружений, строений и оборудования [19].

Сооружение должно быть обеспечено первичными средствами пожаротушения, а также автоматическими установками пожаротушения в случаях, когда обслуживающий персонал находится в защищаемом сооружении некруглосуточно [19].

Согласно РД 153-34.0-03.301-00 помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны содержаться в чистоте. Электротехническое оборудование ЗРУ необходимо чистить по утвержденному графику с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий по безопасности труда.

Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий.

Первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропях обхода территории ОРУ [13].

Маслоприемные устройства под трансформаторами, маслоотводы (или специальные дренажи) должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемника

гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже 1 раза в год промываться [13].

Производственные здания и сооружения должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара следует устанавливать специальные знаки на видных местах внутри и вне помещений. Огнетушители, имеющие полную массу менее 15 кг, должны быть установлены таким образом, чтобы их верхняя часть располагалась на высоте не более 1,5 м от пола: огнетушители, имеющие полную массу 15 кг и более, должны устанавливаться на высоте не более 1,0 м от пола. Они могут устанавливаться на полу, с обязательной фиксацией от возможного падения при случайном воздействии. Огнетушители не должны создавать препятствий при перемещении людей в помещениях.

Запорная арматура (краны, рычажные клапаны, крышки горловин) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

Асбестовое полотно, войлок, кошма должны размещаться только в тех местах, где их необходимо применять для защиты отдельного оборудования от огня или изоляции от искр и очагов загорания при аварийной ситуации [13].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте проведена реконструкция подстанции "Белогорск". Рассчитана токи короткого замыкания на линии и на подстанции. Выполнен выбор оборудования.

Произведена оценка надёжности подстанции в нормальном и послеаварийном режиме работы. Выполнена оценка надёжности с учётом АВР.

Рассчитана релейная защита линии "Симферопольская ТЭЦ – ПС "Нижегородская", а также релейная защита трансформаторов ПС "Белогорск".

Проведен расчет экономического обоснования реконструкции ПС Белогорск". Срок окупаемости проекта составил 4 года, что является положительным показателем.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности и экологичности. Произведён расчёт маслоприёмника.

1 Банк России [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.02.2001. – Режим доступа: [http:// www.cbr.ru](http://www.cbr.ru) – 07.04.2022.

2 Булгаков А.Б. Электроэнергетика и охрана окружающей среды: УМКД. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2020. – 82 с.

3 ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – Москва, 1981. – 10 с.

4 ГОСТ 12.3.009-76. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. – Москва, 1977. – 7 с.

5 ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования. – Москва, 1992. – 15 с.

6 Инжиниринговый центр КВК-электро [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 14.02.2003. – Режим доступа: [http:// www.kwk-electro.ru](http://www.kwk-electro.ru) – 07.04.2022.

7 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с.

8 Королёв Е.П. Расчёты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты / Е.П. Королёв, Э.М. Либерзон. – М.: Энергия, 1980. – 208 с.

9 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачёва. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006. – 189 с.

10 ОАО " Михневский ремонтно-механический завод" [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 10.05.2004. – Режим доступа: [http:// www.mrmz.ru](http://www.mrmz.ru) – 07.04.2022.

11 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание: офиц. текст. – М.: Эксмо, 2010. – 496 с.

12 Приказ Министерства регионального развития РФ в области сметного нормирования и ценообразования в сфере градостроительной деятельности от 03.12.2012 г.

13 РД 153.34.0.03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – Москва, 2000. – 96 с.

14 РД 153-34.3-03.285-2002. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ. – Москва, 2003. – 104 с.

15 СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. – Москва, 2001. – 48 с.

16 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. пособие – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006. – 189 с.

17 Черкасов В. Н. Пожарная безопасность электроустановок: учебник / В. Н. Черкасов, В. И. Зыков ; под общ. ред. В. Н. Черкасова. – 5-е изд. перераб. и доп. – М. : Академия ГПС МЧС России, 2012. – 391 с.

18 Тарифы [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 25.05.2002. – Режим доступа: [http:// www.newtariffs.ru](http://www.newtariffs.ru) – 07.04.2022.

19 Федеральная служба гос. статистики [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 10.02.2002. – Режим доступа: [http:// www.amurstat.gks.ru](http://www.amurstat.gks.ru) – 07.04.2022.

20 ФЗ-123. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. – Москва, 2008. – 99 с.

21 Энергетика. Оборудование. Документация [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 11.03.2001. – Режим доступа: [http:// www.forca.ru](http://www.forca.ru) – 07.04.2022.

22 АВВ [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 25.08.2001. – Режим доступа: [http:// www.abb.ru](http://www.abb.ru) – 07.04.2022.

