

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции
110/10кВ «Мусорка»

Студент

И. А. Шумилкин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Аннотация

В выпускной квалификационной работе проведена реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка».

Приведена краткая характеристика электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка».

Осуществлена реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка», включающая выполнение следующих исследований: расчёт электрических нагрузок, выбор и проверка силовых трансформаторов, выбор сечения проводников, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, выбор шин, выбор изоляторов, реконструкция релейной защиты и автоматики, расчет уставок микропроцессорных защит трансформаторов и линий, выбор автоматики и сигнализации.

Разработаны мероприятия по безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности.

Рассчитан контур заземления понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка».

Работа состоит из 68 страниц, 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика объекта проектирования	6
1.1 Техническая характеристика ПС-110/10 кВ «Мусорка».....	6
1.2 Характеристика потребителей ПС-110/10 кВ «Мусорка»	8
1.3 Обоснование необходимости проведения реконструкции	9
2 Реконструкция системы электроснабжения ПС-110/10 кВ «Мусорка	11
2.1 Реконструкция схемы ПС-110/10 кВ «Мусорка»	11
2.2 Расчёт электрических нагрузок	12
2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов	15
2.4 Выбор сечения проводников.....	16
2.5 Расчёт токов короткого замыкания	20
2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов	27
2.7 Определение максимального рабочего тока и коэффициента трансформации трансформатора тока.....	37
2.8 Расчет уставок микропроцессорных защит трансформаторов.....	41
2.9 Расчет уставок микропроцессорных защит линий	44
2.10 Выбор автоматики и сигнализации	52
3 Мероприятия по технике безопасности и охране труда	55
3.1 Мероприятия по технике безопасности и пожарной безопасности ПС-110/10 кВ	55
3.2. Расчёт контура заземления ПС-110/10 кВ «Мусорка».....	60
Заключение	65
Список используемых источников.....	67

Введение

Целью работы является реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка».

Актуальность работы обусловлена необходимостью реконструкции и модернизации станций и подстанций всех типов и классов напряжения для обеспечения качественного, надёжного, безопасного, экономичного электроснабжения потребителей согласно требованиям [1].

Объектом исследования является электрическая часть понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка».

Предметом исследования является проводники, аппараты и электрооборудование электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка».

Работа состоит из трёх глав, в которых решаются основные задачи работы:

- в первой главе проводится характеристика понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка», а также приводится обоснование необходимости проведения реконструкции;

- во второй главе осуществляется реконструкция понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка», включающая выполнение следующих исследований: расчёт электрических нагрузок, выбор и проверка силовых трансформаторов, выбор сечения проводников, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, выбор шин, выбор изоляторов, реконструкция релейной защиты и автоматики, расчет уставок микропроцессорных защит трансформаторов, расчет уставок микропроцессорных защит линий, выбор автоматики и сигнализации;

- в третьей главе осуществляется разработка мероприятий по безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности; также проводится расчёт контура заземления понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка».

В графической части приведены следующие чертежи:

1. Однолинейная электрическая схема системы электроснабжения ПС-110/10 кВ «Мусорка» до проведения реконструкции.
2. Однолинейная электрическая схема системы электроснабжения ПС-110/10 кВ «Мусорка» в результате проведения реконструкции.
3. План расположения оборудования ПС-110/10 кВ «Мусорка».
4. Конструкция силового трансформатора ПС-110/10 кВ «Мусорка».
5. Карта уставок релейной защиты и автоматики ПС-110/10 кВ «Мусорка».
6. Конструкция контура заземления ПС-110/10 кВ «Мусорка».

Все исследования в работе выполняются с использованием рекомендованной литературы и нормативных документов.

1 Краткая характеристика объекта проектирования

1.1 Техническая характеристика ПС-110/10 кВ «Мусорка»

Рассматриваемая в работе ПС-110/10 кВ «Мусорка» расположена в сельском поселении Мусорка Ставропольского района Самарской области [2].

Электроснабжение двухтрансформаторной подстанции ПС-110/10 кВ «Мусорка» осуществляется от энергосистемы воздушной линией электропередачи напряжением 110 кВ «Мусорка» (ВЛ 110 кВ) [3].

ПС-110/10 кВ «Мусорка» состоит из следующих элементов [2]:

- распределительное устройство 110 кВ (ОРУ 110 кВ) – выполнено открытым без резервирования. Питание двух отходящих линий ОРУ 110 кВ к силовым трансформаторам осуществляется отпайками от одной ВЛ 110 кВ, что соответствует схеме для электроснабжения потребителей III категории надёжности согласно [1].

На двух отходящих линиях к силовым трансформаторам установлены разъединители типа РНДЗ-110/1000У1, разрядники типа РВС-110, короткозамыкатели КЗ-110/УХЛ, отделители ОД-110/УХЛ, трансформаторы напряжения типа НДКМ-110, трансформаторы тока типа ТВТ-110. В схеме используется параллельная работа фидеров 110 кВ:

- два силовых трансформатора типа ТДН-25000/110, обеспечивающие понижение высшего напряжения 110 кВ до напряжения 10 кВ, передаваемое потребителям в ЗРУ 10 кВ;

- распределительное устройство 10 кВ (РУ-10 кВ) – выполнено по радиальной схеме электроснабжения с применением секционированной системы сборных шин с резервированием, т.к. в схеме применяются два трансформатора.

Распределительное устройство 10 кВ выполнено комплектным с применением ячеек типа КРУ серии К-105, поэтому видимый разрыв

обеспечивается без применения разъединителей. Электрические аппараты находятся в ячейках на выкатных элементах, что обеспечивает удобство эксплуатации, монтажа и ремонта, а также электробезопасность.

От сборных шин РУ-10 кВ отходят линии, обеспечивающие питанием потребителей подстанции с последующей трансформацией напряжения 10 кВ до напряжения 0,4 кВ и непосредственного распределения его потребителям.

Для защиты и коммутации всех отходящих линиях 10 кВ установлены устаревшие масляные выключатели высокого напряжения типа ВМГ-133. Также от шин 10 кВ получают питание трансформаторы напряжения типа НАМИ-10, защищённые предохранителями ПК-10 и трансформаторы тока типа ТЛО-10, установленные на каждой отходящей линии и выполненные по схеме полной звезды.

Для обеспечения собственных нужд в схеме ПС-110/10 кВ «Мусорка» предусмотрены два трансформатора собственных нужд (ТСН) марки ТМ-250/10, которые применяются для питания вторичных цепей (автоматика, сигнализация, релейная защита и автоматика, освещение и т.д.).

Все устройства РЗиА ПС-110/10 кВ «Мусорка» выполнены на базе устаревших релейных устройств с использованием реле типа РТ-40, РТ-80, РТВ, РТМ и ДЗТ.

На ПС-110/10 кВ «Мусорка» применяются следующие основные типы релейной защиты и автоматики:

- для защиты силовых трансформаторов: максимальная токовая защита, дифференциальная токовая защита, защита от однофазных КЗ, газовая защита;
- для защит линий: максимальная токовая защита, токовая отсечка, защита от однофазных замыканий на землю;
- автоматика: автоматическое повторное включение;
- сигнализация.

Схема электрических соединений ПС-110/10 кВ «Мусорка» до проведения реконструкции представлена на графическом листе 1.

1.2 Характеристика потребителей ПС-110/10 кВ «Мусорка»

От сборных шин РУ-10 кВ отходят линии, обеспечивающие питанием потребителей подстанции ПС-110/10 кВ «Мусорка». Характеристика потребителей ПС-110/10 кВ «Мусорка» приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Характеристика потребителей ПС-110/10 кВ «Мусорка»

№ секции 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	Активная нагрузка потребителя, $P_{уст}$, кВт
1СШ 1Т	1	Водозабор	574
	2	РП-4/1	540
	3	ТП-66/1	166
	4	Олимп-1	490
	5	РП-13/1	325
	6	Резерв	-
	7	Аэропорт-2	374
	8	РП-5/2	824
	9	Амикан-2	1200
	10	СТПС-2	166
	11	ТП-100/2	166
	12	Резерв	-
2СШ 2Т	1	Амикан-1	300
	2	ТП-100/1	258
	3	СТПС-1	116
	4	РП-5/1	850
	5	Аэропорт-1	166
	6	Авиатор	216
	7	Резерв	-
	8	РП-4/2	408
	9	РП-1	550
	10	Олимп-2	424
	11	РП-13/2	424
	12	ТП-66/2	100
	13	РП-5/3	565
	14	Резерв	-
Всего нагрузки потребителей	26	-	9202
ТСН	-	-	500
Всего по ПС-110/10 кВ	-	-	9702

Как видно из таблицы 1.1, на каждой секции шин 10 кВ предусмотрены по две ячейки резерва (всего – четыре).

Кроме того, одним из заданий работы является обеспечения подключения новых потребителей к системе электроснабжения ПС-110/10 кВ «Мусорка», а именно - крупного мусороперерабатывающего завода (МПЗ), в системе электроснабжения которого предусмотрены две двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами марки ТМ-1600/10, т.к. указанный МПЗ относится ко II категории надёжности.

1.3 Обоснование необходимости проведения реконструкции

Как было указано ранее, схема электроснабжения ПС-110/10 кВ «Мусорка» не соответствует установленным нормам и требованиям [1] по надёжности электроснабжения потребителей.

Схема данной ПС рассчитана на электроснабжение III категории потребителей, а большинство существующих потребителей (включая новые потребители МПС), относятся ко II категории надёжности, согласно требованиям [1], требует в своей схеме электроснабжения наличия двух независимых источников питания.

В связи с этим в работе проводятся следующие мероприятия по реконструкции:

1) реконструкция схемы ОРУ 110 кВ – необходимо применение схемы, обеспечивающей два независимых источника питания силовых трансформаторов согласно [1].

Также желательна замена блока отделитель – короткозамыкатель на выключатель высокого напряжения в связи с рекомендациями [1], предлагается к установке элегазовый выключатель;

2) реконструкция схемы РУ 10 кВ – необходимо провести мероприятия по непосредственному подключению новых потребителей (МПЗ) в ячейки РУ 10 кВ, а также обеспечить применение схемы, обеспечивающей два независимых источника питания потребителей 10 кВ согласно [1];

3) реконструкция устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) ПС-110/10 кВ «Мусорка» с заменой устаревших релейных устройств с использованием реле типа РТ-40, РТ-80, РТВ, РТМ и ДЗТ на современные микропроцессорные устройства РЗА;

4) предлагается на стороне 110 кВ принять схему 4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии) согласно [1] в которой предусмотрены ремонтные перемычки с установленными в них секционными разъединителями, которые в нормальном режиме отключены.

5) модернизация оборудования в реконструированной схеме с заменой устаревшего оборудования на новые модификации.

Указанные мероприятия по реконструкции схемы и оборудования ПС-110/10 кВ значительно повысят надёжность системы электроснабжения потребителей.

Указанные мероприятия осуществляются в работе далее.

2 Реконструкция системы электроснабжения ПС-110/10 кВ «Мусорка»

2.1 Реконструкция схемы ПС-110/10 кВ «Мусорка»

Учитывая необходимость и целесообразность проведения мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений и оборудования ПС-110/10 кВ «Мусорка», в работе выбраны следующие мероприятия по указанной реконструкции:

1) в реконструированной схеме ОРУ 110 кВ применена схема 4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии) согласно [1]. Данная схема также предусматривает применение ремонтной перемычки, в которой установлены секционные разъединители [1]. Данные разъединители в нормальном режиме отключены. Также произведена замена блока отделитель – короткозамыкатель на выключатель высокого напряжения в связи с рекомендациями [1];

2) на незадействованные в схеме ячейки резерва в РУ 10 кВ осуществляется подключение крупного мусороперерабатывающего завода (МПЗ), в системе электроснабжения которого предусмотрены две двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами марки ТМ-1600/10, т.к. указанный МПЗ относится ко II категории надёжности, и, согласно нормам [1], требует в своей схеме электроснабжения наличия двух независимых источников питания. При этом в схеме электроснабжения МПЗ предусматривается необходимый уровень резервирования: трансформаторы ТП-1 и ТП-2 напряжением 10/0,4 кВ МПЗ питаются от разных секций сборных шин напряжением 10 кВ ПС-110/10 кВ «Мусорка»;

3) в реконструированной схеме РУ 10 кВ необходимо обеспечить отдельную работу секций сборных шин 10 кВ, для чего секционный выключатель высокого напряжения в нормальном режиме работы должен быть отключён и включаться под действием автоматического включения резерва (АВР) при исчезновении напряжения на одной из секций сборных

шин 10 кВ, обеспечивая тем самым питание потребителей этой секции, оставшейся без напряжения;

4) в реконструированной схеме необходимо заменить электрические аппараты на новые, более современные, что повысит надёжность системы электроснабжения, а также снизит затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования и всей схемы в целом. В связи с данным аспектом, в работе планируется заменить устаревшие разрядники (РВС-110) и разъединители (РНДЗ-110) в ОРУ-110 кВ, а также выключатели высокого напряжения (ВМГ-133) и разрядники (РВС-10) в РУ 10 кВ на новые модели соответствующего оборудования.

Схема электрических соединений ПС-110/10 кВ «Мусорка» в результате проведения описанных мероприятий по реконструкции представлена на графическом листе 2.

2.2 Расчёт электрических нагрузок

Для выбора сечения проводников и электрических аппаратов ПС-110/10 кВ «Мусорка» необходимо провести расчёт электрических нагрузок присоединений сборных шин 10 кВ в максимальном режиме для указанной ПС, с учётом подключения новых потребителей, изначально не предусмотренных в проекте, по следующим формулам [1,6,8]:

$$Q_{\text{присоед}} = P_{\text{присоед}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{номр}}, \quad (2.1)$$

$$S_{\text{присоед}} = \sqrt{P_{\text{присоед}}^2 + Q_{\text{присоед}}^2} \quad (2.2)$$

где $P_{\text{присоед}}$, $Q_{\text{присоед}}$, $S_{\text{присоед}}$ – соответственно активная, реактивная и полная нагрузка присоединений сборных шин 10 кВ ПС-110/10 кВ «Мусорка»;

$\text{tg}\varphi_{\text{номр}}$ – коэффициент реактивной мощности потребителей.

Далее, зная расчётные нагрузки всех потребителей ПС-110/10 кВ «Мусорка», находится расчётная нагрузка всей указанной ПС как сумма нагрузок всех присоединений с учётом коэффициента одновременности [6,8].

Расчётная активная нагрузка

$$P_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{присоед}, \quad (2.3)$$

где K_0 – значение коэффициента одновременности нагрузки (принимается значение $K_0=0,9$ при числе ТП ≤ 2 [5]).

Расчётная реактивная нагрузка

$$Q_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{присоед}, \quad (2.4)$$

Расчётная полная нагрузка

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}, \quad (2.5)$$

Проводится расчёт нагрузок потребителей на примере первого присоединения первой секции сборных шин Т1 10 кВ ПС-110/10 кВ «Мусорка»

$$Q_{присоед} = 574 \cdot 0,54 = 310 \text{ (квар)},$$

$$S_{присоед} = \sqrt{574^2 + 310^2} = 652,3 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проведён расчёт нагрузок потребителей остальных присоединений секций сборных шин СШ1 10 кВ ПС-110/10 кВ «Мусорка» и результаты приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчёт нагрузок потребителей 10 кВ ПС-110/10 кВ

№ секции 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	$P_{присоед}$, кВт	$Q_{присоед}$, квар	$S_{присоед}$, кВА
СШ1 10 кВ	1	Водозабор	574	310	652,3
	2	РП-4/1	540	291,6	613,7
	3	ТП-66/1	166	89,6	188,7

Продолжение таблицы 2.1

	4	Олимп-1	490	264,6	556,9
	5	РП-13/1	325	175,5	369,4
	6	НПС-1	1600	864	1818,4
	7	Аэропорт-2	374	202	425
	8	РП-5/2	824	445	936,5
	9	Амикан-2	1200	648	1363,8
	10	СТПС-2	166	89,6	188,7
	11	ТП-100/2	166	89,6	188,7
	12	НПС-2	1600	864	1818,4
СШ2 10 кВ	1	Амикан-1	300	162	341
	2	ТП-100/1	258	139,3	293,2
	3	СТПС-1	116	62,6	131,8
	4	РП-5/1	850	459	966
	5	Аэропорт-1	166	89,6	188,7
	6	Авиатор	216	116,6	245,5
	7	НПС-3	1600	864	1818,4
	8	РП-4/2	408	220,3	463,7
	9	РП-1	550	297	625,1
	10	Олимп-2	424	229	481,7
	11	РП-13/2	424	229	481,7
	12	ТП-66/2	100	54	113,6
	13	РП-5/3	565	305,1	642,1
	14	НПС-4	1600	864	1818,4
ТСН	-	-	500	270	568,2
Всего по ПС-110/10 кВ «Мусорка»	-	-	16105	8695	18302,3

Расчётная нагрузка ПС-110/10 кВ «Мусорка» по (2.3) – (2.5):

$$P_{ПС} = 0,9 \cdot 16105 = 14494,5 (\text{кВт}),$$

$$Q_{ПС} = 0,9 \cdot 8695 = 7825,5 (\text{квар}),$$

$$S_{ПС} = \sqrt{14494,5^2 + 7825,5^2} = 16472,1 (\text{кВА}).$$

2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов

В связи с подключением новых потребителей, проводится проверка силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ «Мусорка» в нормальном и послеаварийном режимах работы согласно требованиям и нормам [1,7].

На ПС-110/10 кВ «Мусорка» установлены 2 силовых трансформатора типа ТДН-25000/110.

Для трансформаторных подстанций, на которых устанавливаются два силовых трансформатора, мощность каждого силового трансформатора выбирается согласно требованиям [7]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4}, \quad (2.6)$$

Выбранный силовой трансформатор должен быть проверен в нормальном режиме работы, согласно положений [5]

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot S_{ТП}}{S_{ном.т}}, \quad (2.7)$$

Также выбранный трансформатор в послеаварийном режиме работы должен удовлетворять условиям согласно [7]

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{S_{ТП}}{S_{ном.т}}, \quad (2.8)$$

Согласно условию (2.6)

$$S_{ном.т} \geq \frac{16472,1}{1,4} = 11765,8 (\text{кВА}),$$

Из результатов выбора по (2.6) можно сделать предварительный вывод, что силовой трансформатор ТДН-25000/110 [3], установленным на ПС-110/10 кВ «Мусорка», не требует замены в связи с подключением новых

потребителей.

Согласно условию (2.7)

$$K_3 = \frac{0,5 \cdot 16472,1}{25000} = 0,33 < 0,7.$$

Согласно условию (2.8)

$$K_3 = \frac{16472,1}{25000} = 0,66 < 1,4.$$

В результате выполненных проверочных расчётов установлено, что силовые трансформаторы ТДН-25000/110, установленные в данный момент на ПС-110/10 кВ «Мусорка», целиком и полностью в достаточной мере обеспечат надёжную работу системы электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах работы при условии подключения новых потребителей.

2.4 Выбор сечения проводников

Согласно требованиям [1], сечения проводов воздушных линий электропередач выбираются непосредственно по экономической плотности тока таким образом:

$$F_3 = \frac{I_{\max}}{j_3}, \quad (2.9)$$

где I_{\max} – максимальный расчётный ток ВЛ-110 кВ в нормальном режиме работы сети, А;

j_3 – плотность тока, А/мм².

Кроме того, согласно требованиям [1], по условию механической прочности минимальное сечение проводов напряжением 110 кВ для данного района по стенке гололёда и по ветровому давлению, а также по условиям короны, составляет не менее 70 мм².

Максимальный расчётный ток линии в нормальном режиме работы сети в связи с отсутствием графика нагрузки для проектируемой ПС-110/10

кВ «Мусорка», определить по номинальному току силового трансформатора [1]:

$$I_n = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (2.10)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная полная мощность силового трансформатора, кВА;
 $U_{ном.}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Так как в схеме применяется двухтрансформаторная подстанция, ток послеаварийного режима с учётом резервирования [1]

$$I_a = 1,4 \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (2.11)$$

Выбранное сечение необходимо проверить по условию нагрева максимальным током в послеаварийном режиме работы [1]:

$$I_{дон} \geq I_a. \quad (2.12)$$

где $I_{дон}$ – длительно – допустимый ток выбранного провода [1];

I_a – максимальный расчётный ток линии (ток послеаварийного режима).

Проверка по условию короны (не менее 70 мм² [1])

$$F_{ст} \geq F_{мин}. \quad (2.13)$$

Проводятся расчёты и выбор сечения провода ВЛ-110 кВ.

$$I_n = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 131,2 \text{ (А)}.$$

$$I_a = 1,4 \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ (А)}.$$

Сечение проводника F_9 , по условию экономической плотности тока [1-3]

$$F_9 = \frac{131,2}{1,1} = 119,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Принимается провод со стандартным сечением $F_{ст} = 120 \text{ мм}^2$.

Выбирается провод марки АС-120/19 с $I_{дон} = 390 \text{ А}$ ([1], табл.1.3.29).

Проверка по току послеаварийного режима выполняется

$$390 > 183,7(\text{А}).$$

Проверка по условиям короны и механической прочности выполняется

$$120 > 70(\text{мм}^2).$$

Окончательно принимается на ВЛ-110 кВ провод АС-120/19 с $I_{дон} = 390$ А.

Выбор сечения воздушных линий 10 кВ для питания потребителей ПС-110/10 кВ «Мусорка», проводится аналогично выбору сечения ВЛ-110 кВ по условиям (2.9) – (2.13).

Согласно [1], по условиям механической прочности минимальное сечение проводов воздушных линий напряжением 10 кВ для данных условий и района по стенке гололёда и по ветровому давлению составляет не менее 25 мм². Указанные требования нормативных документов по минимальному сечению проводников выбираемых отходящих линий должны быть непосредственно учтены при выборе указанных проводников ВЛ-10 кВ.

Проводится выбор провода по (2.6) – (2.8) на примере первого присоединения первой секции сборных шин 10 кВ ПС-110/10 кВ «Мусорка» (потребитель – «Водозабор»).

Расчётное значение максимального тока первого присоединения первой секции сборных шин 10 кВ по (2.10)

$$I_{\max} = \frac{652,3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 62,8 \text{ А}.$$

По условию (2.6):

$$F_{э,р} = \frac{62,8}{1,1} = 57,1(\text{мм}^2),$$

Выбирается провод ближайшего меньшего стандартного сечения марки АС-50/8 ($F_{ст} = 50 \text{ мм}^2$, $I_{дон} = 210$ [1]).

Проверка по допустимому перегреву выполняется

$$210 \text{ А} > 62,8 \text{ А},$$

Окончательно принимается для потребителя «Водозабор» (первое присоединения первой секции сборных шин 10 кВ), провод марки АС-50/8.

Аналогично проведён выбор проводов ВЛ-10 кВ остальных присоединений секций сборных шин 10 кВ ПС-110/10 кВ «Мусорка» и результаты приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Выбор сечения воздушных линий 10 кВ ПС-110/10 кВ

№ секции 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	$S_{присоед},$ кВА	$I_{max},$ А	$F_{э},$ мм ²	Марка провода	$I_{дон},$ А
СШ1 10 кВ	1	Водозабор	652,3	62,8	50	АС-50/8	210
	2	РП-4/1	613,7	59,1	50	АС-50/8	210
	3	ТП-66/1	188,7	18,2	25	АС-25/4,2	142
	4	Олимп-1	556,9	53,6	50	АС-50/8	210
	5	РП-13/1	369,4	35,5	35	АС-35/6,2	175
	6	НПС-1	1818,4	175	150	АС-150/19	450
	7	Аэропорт-2	425	40,9	35	АС-35/6,2	175
	8	РП-5/2	936,5	90,1	70	АС-70/11	265
	9	Амикан-2	1363,8	131,2	120	АС-120/19	390
	10	СТПС-2	188,7	18,2	25	АС-25/4,2	142
	11	ТП-100/2	188,7	18,2	25	АС-25/4,2	142
	12	НПС-2	1818,4	175	150	АС-150/19	450
СШ2 10 кВ	1	Амикан-1	341	32,8	25	АС-25/4,2	142
	2	ТП-100/1	293,2	28,2	25	АС-25/4,2	142
	3	СТПС-1	131,8	12,7	25	АС-25/4,2	142
	4	РП-5/1	966	93	70	АС-70/11	265
	5	Аэропорт-1	188,7	18,2	25	АС-25/4,2	142
	6	Авиатор	245,5	23,6	25	АС-25/4,2	142
СШ2 10кВ	7	НПС-3	1818,4	172	150	АС-150/19	450
	8	РП-4/2	463,7	44,6	35	АС-35/6,2	175
	9	РП-1	625,1	60,2	50	АС-50/8	210
	10	Олимп-2	481,7	46,4	35	АС-35/6,2	175
	11	РП-13/2	481,7	46,4	35	АС-35/6,2	175
	12	ТП-66/2	113,6	10,9	25	АС-25/4,2	142
	13	РП-5/3	642,1	61,8	50	АС-50/8	210
14	НПС-4	1818,4	175	150	АС-150/19	450	
ТСН	-	-	284,1	27,3	25	АС-25/4,2	142

2.5 Расчёт токов короткого замыкания

Задачей расчёта токов короткого замыкания (КЗ) является определение расчётного максимального значения тока трёхфазного КЗ в определённых точках системы электроснабжения.

Результаты, полученные в результате расчёта токов КЗ, используются далее в работе для проверки электрических аппаратов на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ.

Для решения поставленной задачи определяются значения токов КЗ в следующих расчётных точках:

- К1 – на выводах 110 кВ силового трансформатора;
- К2 – на выводах 10 кВ силового трансформатора.

Расчетная схема выбора точек КЗ представлена на рисунке 2.1.

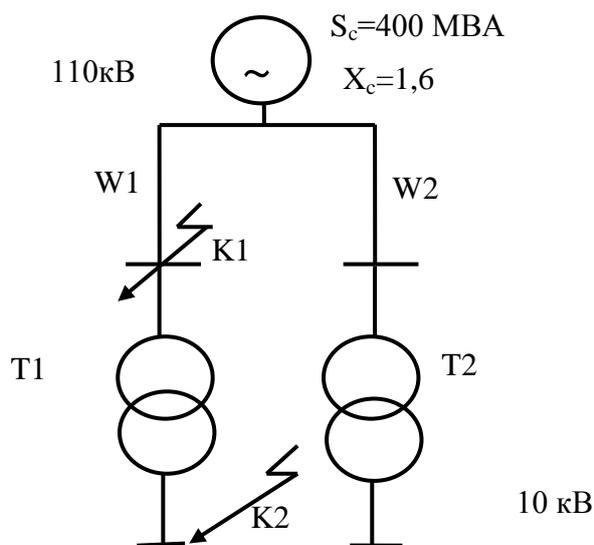


Рисунок 2.1 – Расчетная схема выбора точек короткого замыкания

Схема замещения, разработанная исходя из расчётной схемы выбора точек короткого замыкания (рисунок 2.1), представлена на рисунке 2.2.

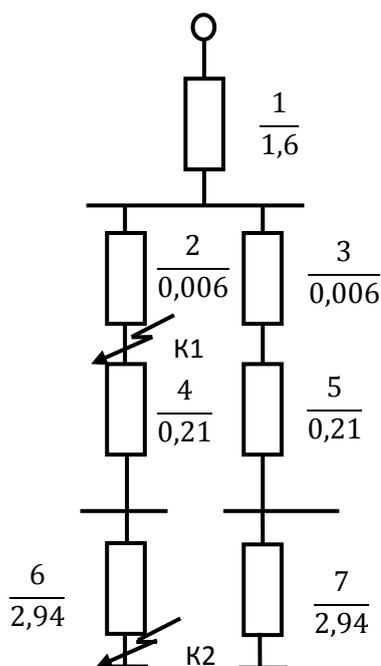


Рисунок 2.2 – Исходная схема замещения для расчета токов КЗ

За базисную мощность принимается мощность энергосистемы

$$S_c = S_{\sigma} = 400(\text{MBA}).$$

Базисное расчетное напряжение

а) Первая ступень (110 кВ)

$$U_{\sigma} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 110 = 115 \text{ кВ}.$$

б) Вторая ступень (10 кВ)

$$U_{\sigma} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базисный ток

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}}. \quad (2.14)$$

а) Первая ступень (110 кВ)

$$I_{\sigma} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2(\text{кА}).$$

б) Вторая ступень (10 кВ)

$$I_{\sigma} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22(\text{кА}).$$

Сопротивление энергосистемы

$$X_1 = X_c \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\bar{\sigma}c}}. \quad (2.15)$$

$$X_1 = 1,6 \cdot \frac{400}{400} = 1,6 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ

$$X_{wl;} = X_2 = X_3 = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp.cm}^2}, \quad (2.16)$$

где X_0 - удельное сопротивление (Ом/км), $X_0 = 0,4$ Ом/км;

L - длина линии (км), $L=0,5$ км;

U_{cp} - среднее номинальное напряжение линии, $U_{cp} = 115$ кВ.

$$X_{wl;} = 0,4 \cdot 0,5 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,006 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление обмотки высшего напряжения (110 кВ) трансформатора

$$X_{\epsilon} = \frac{0,125 \cdot U_{квн\%} S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{н.т.}}. \quad (2.17)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{0,125 \cdot 10,5 \cdot 400}{100 \cdot 25} = 0,21 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивления обмоток низшего напряжения (10 кВ) трансформатора

$$X_{н1} = X_{н2} = \frac{1,75 \cdot U_{квн\%} S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{н.т.}}. \quad (2.18)$$

$$X_{\epsilon} = X_7 = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 400}{100 \cdot 25} = 2,94 \text{ (Ом)}.$$

Схема замещения, преобразованная для расчетов токов КЗ в точке К1, представлена на рисунке 2.3.

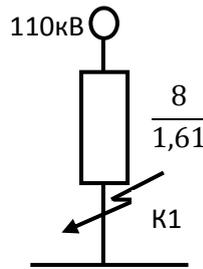


Рисунок 2.3 – Схема замещения, преобразованная для расчетов токов КЗ в точке К1

Результирующее сопротивление от системы до точки К1

$$X_8 = X_1 + X_2. \quad (2.19)$$

$$X_8 = 1,6 + 0,006 = 1,606 \approx 1,61(\text{Ом}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ в К1

$$I_{\text{пол}} = \frac{E}{X_8} \cdot I_{\sigma}, \quad (2.20)$$

где E_c - сверхпереходная ЭДС энергосистемы. Принимается следующее значение: $E_c=1$.

$$I_{\text{пол}} = \frac{1}{1,61} \cdot 2 = 1,24(\text{кА}).$$

Находим номинальный ток источника питания

$$I_{\text{ном.ист.}} = \frac{S_{\text{ном.ист.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}. \quad (2.21)$$

$$I_{\text{ном.ист.}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2(\text{кА}).$$

Находится соотношение

$$a = \frac{I_{\text{по}}}{I_{\text{ном.ист.}}}. \quad (2.22)$$

$$a = \frac{1,24}{2} = 0,62.$$

Находится величина γ , так как соотношение

$$a = \frac{I_{\text{по}}}{I_{\text{ном.ист.}}} = 0,62 \leq 4,5.$$

Следовательно, принимается $\gamma=1$ и, следовательно, величина токов КЗ в любой момент времени $I_{\text{нт}}$ равна начальному действующему значению периодической составляющей токов КЗ.

То есть, должно выполняться условие

$$I_{\text{нт}} = I_{\text{по1}} = 1,24(\text{кА}).$$

Схема замещения для расчетов токов КЗ в точке К2 приведена на рисунке 2.4.

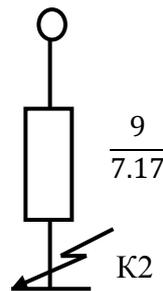


Рисунок 2.4 – Схема замещения для расчетов токов КЗ в точке К2

Резльтирующее сопротивление от системы до точки КЗ в К2

$$X_9 = X_8 + X_4 + X_6. \quad (2.23)$$

$$X_9 = 1,61 + 0,21 + 2,94 = 4,76(\text{Ом}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей токов КЗ в точке К2

$$I_{\text{по2}} = (E / X_9) \cdot I_\phi. \quad (2.24)$$

$$I_{\text{по2}} = \frac{1}{4,76} \cdot 22 = 4,62(\text{кА}).$$

Расчетное время, для которого необходимо определить ток КЗ $\tau, \text{с}$

$$t = (t_{PЗ} + t_{c.v.откл.}), \quad (2.25)$$

где $t_{PЗ}$ - минимальное время действия релейной защиты, $t_{PЗ} = 0,01$ с;

$t_{c.v.откл.}$ - собственное время отключения выключателя.

Предварительно предполагается установка высоковольтного выключателя, собственное время отключения которого $t_{c.v.откл.} = 0,025$ с.

$$t = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ (с)}.$$

Значение постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, T_a , с.

Принято по [1] значение $T_a = 0,02$ с.

Ударный коэффициент тока к.з. для точки К1 $k_{y\partial}$ принят по [4] $k_{y\partial} = 1,7$.

Ударный ток КЗ в точке К1

$$i_{уд1} = \sqrt{2} k_{уд} \cdot I_{но1}, \quad (2.26)$$

где $I_{но1}$ - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 1,24 = 2,98 \text{ (кА)}.$$

Ударный ток КЗ в точке К2

$$i_{уд2} = \sqrt{2} k_{уд} \cdot I_{но2}, \quad (2.27)$$

где $I_{но2}$ - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К2;

$k_{y\partial}$ - ударный коэффициент тока к.з. в точке К2. Значение $k_{y\partial} = 1,4$ [4].

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 4,62 = 9,15 \text{ (кА)}.$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ для момента начала расхождения контактов выключателя

$$i_{at}^{(1)} = \sqrt{2} I_{но1} \cdot e^{-t/T_a}. \quad (2.28)$$

$$i_{at1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,24 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,02}} = 0,42 \text{ (кА)}.$$

$$i_{at}^{(2)} = \sqrt{2} I_{но2} \cdot e^{-t/T_a}. \quad (2.29)$$

$$i_{at2}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 4,62 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,1}} = 4,83(\text{кА}).$$

Для проверки чувствительности релейной защиты необходимо знать минимальные значения токов КЗ (принимаются токи двухфазного КЗ).

Соотношение между двухфазным и трёхфазным токами КЗ согласно [5]

$$I_{no(\min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{no} \quad (2.30)$$

Для точки К1

$$I_{no(\min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,24 = 1,07(\text{кА}).$$

Для точки К2

$$I_{no(\min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,62 = 4,0(\text{кА}).$$

Результаты расчетов токов КЗ сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчетов токов КЗ

Параметр	Расчетная точка тока короткого замыкания	
	К1	К2
I_{no} , кА	1,24	4,62
$I_{no(\min)}$, кА	1,07	4,00
$i_{y\partial}$, кА	2,98	9,15
$i_{at}^{(n)}$, кА	0,42	4,83

2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов

Для защиты и коммутации оборудования ПС-110/10 кВ «Мусорка» в ОРУ 110 кВ и ячейках РУ10 кВ устанавливаются высоковольтные выключатели.

Выбор выключателей производится [6-8]:

- по напряжению

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (2.31)$$

- по длительному току

$$I_{раб.макс.} \leq I_n; \quad (2.32)$$

- проверка выключателя на симметричный ток отключения

$$I_{nt} \leq I_{откл.} \quad (2.33)$$

где $I_{пт}$ – периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов, кА;

$I_{откл.н}$ – номинальный ток отключения выбранного выключателя, кА;

- проверка выключателя на отключение асимметричного тока КЗ [7]

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n), \quad (2.34)$$

где $i_{ат}$ – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов, кА;

β_n – значение аperiodической составляющей в отключаемом токе короткого замыкания, о.е.;

τ – минимальное время от момента начала короткого замыкания до момента непосредственного расхождения контактов:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (2.35)$$

где $t_{з.мин}$ – наименьшее время непосредственного действия релейной защиты участка, с;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения высоковольтного выключателя;

- на электродинамическую устойчивость выбранный выключатель проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ [6-8]:

$$i_y \leq i_{np.c}, \quad (2.36)$$

где $i_{np.c}$ – предельный сквозной ток короткого замыкания;

i_y – ударный ток короткого замыкания;

- на термическую стойкость по значению теплового импульса [6-8]

$$B_k \leq I_T^2 t_T; \quad (2.37)$$

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a), \quad (2.38)$$

где B_k – значение теплового импульса;

I_T – значение предельного тока термической устойчивости;

t_T – время протекания тока термической устойчивости, с.

Предварительно выбирается выключатель для установки в ОРУ 110 кВ типа ЛТВ-145D1/В-31,5/2000 [8] и производится его проверка.

По номинальному напряжению:

$$U_{ном} = 110 = U_{сети} = 110 \text{ (кВ)}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном} = 1000 > I_{расч} = 183,7 \text{ (А)}.$$

По току отключения:

$$I_{откл} = 20 > I_{к1} = 1,24 \text{ (кА)}.$$

По величине ударного тока короткого замыкания в сети:

$$i_{np.скв} = 52 > i_{ук1} = 2,98 \text{ (кА)}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_k^2 t = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с} > I_k^2 (t_{откл} + T_a) = 1,24^2 \cdot (5 + 0,02) = 7,71 \text{ (кА}^2 \text{ с)}.$$

Проверка на способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_k (1 + \beta_{ном} / 100) = \sqrt{2} \cdot 20 (1 + 0,25) = 35 > \sqrt{2} \cdot 2,98 \cdot (1 + e^{-\frac{(0,05 + 0,1)}{0,007}}) = 14,8 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Окончательно выбирается выключатель для установки в ОРУ-110 кВ типа ЛТВ-145D1/В-31,5/2000.

Выбор высоковольтных выключателей в КРУ-10 кВ выполняется аналогично.

Расчётный ток на вводе 10 кВ рассчитывается по формуле (2.7)

$$I_{\text{раб.макс.в}} = 1,4 \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3367,9 \approx 3368 (\text{А}).$$

Выбор высоковольтных выключателей в РУ10 кВ выполняется аналогично и результаты выбора представлены в таблице 2.4.

Проводится выбор вводного, секционного и линейных высоковольтных выключателей в РУ 10 кВ.

Таблица 2.4 – Выбор высоковольтных выключателей в РУ 10 кВ

Место установки	Тип выключателя	Условие выбора	Расчётные данные цепи	Каталожные данные аппарата
Вводной	ВВ/TEL-10-20/3600-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{раб.макс}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.макс}} = 3368 \text{ А}$	$I_n = 3600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{\text{нр.с}}$	$i_y = 9,15 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 1,24 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
Секционный	ВВ/TEL-10-20/3600-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{раб.макс}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.макс}} = 3368 \text{ А}$	$I_n = 3600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{\text{нр.с}}$	$i_y = 9,15 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 1,24 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
Отходящие линии	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{раб.макс}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.макс}} = 62,8 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{\text{нр.с}}$	$i_y = 9,15 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 1,24 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$

В результате проведения расчёта, на всех отходящих линиях 10 кВ устанавливаются выключатели высокого напряжения марки ВВ/TEL-10-20/630-У2-48.

Выбор разъединителей производится по следующим условиям согласно [8]:

- по условию (2.32);
- по условию (2.33);
- по конструкции, исполнению, роду установки;
- по условию (2.35);
- по условию (2.37).

Выбор разъединителя осуществляется только для ОРУ 110 кВ ПС-110/10 кВ «Мусорка», т.к. в РУ 10 кВ применяется ячейки комплектных распределительных устройств (КРУ), в которых в качестве разъединителя используются втычные контакты.

Предварительно выбирается разъединитель типа РГ-110/1000У1, который удовлетворяет условиям выбора.

Проводятся проверки для данного разъединителя.

Результаты выбора и проверки разъединителей напряжением 110 кВ для обеспечения видимого разрыва на ВЛ-110 кВ сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 - Выбор разъединителя 110 кВ

Условие выбора и проверки	Расчётные данные цепи	Каталожные данные аппарата
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_n = 110$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 183,7$ А	$I_n = 1000$ А
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 2,98$ кА	$i_{пр.с} = 20$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 7,71$ кА ² с	$I_T^2 t_T = 2000$ кА ² с

Разъединители не проверяются на коммутационную способность при КЗ согласно [4,5].

Окончательно выбирается разъединитель типа РГ-110/1000У1.

Трансформаторы тока и напряжения (измерительные трансформаторы) являются важным звеном, обеспечивая питание вторичных цепей (релейная защита, автоматика, сигнализация, измерения и т.д.).

Производится выбор трансформатора тока для установки на стороне напряжением 110 кВ по [8].

Предварительно выбирается трансформатор тока для установки в ОРУ 110 кВ марки ТВТ-110 (таблица 2.6).

Таблица 2.6 - Выбор трансформатора тока 110 кВ

Условие выбора и проверки	Расчётные данные цепи	Каталожные данные аппарата
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 183,7 \text{ А}$	$I_n = 300 \text{ А}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 2,98 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 62 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 7,71 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 2000 \text{ кА}^2\text{с}$

Производится выбор трансформатора тока для установки на стороне напряжением 10 кВ по [8].

Предварительно выбирается трансформатор тока для установки в РУ 10 кВ марки ТЛЮ-10 (таблица 2.7).

Таблица 2.7 - Выбор трансформатора тока 10 кВ

Условие выбора и проверки	Расчётные данные цепи	Каталожные данные аппарата
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 235 \text{ А}$	$I_n = 300 \text{ А}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 9,15 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 40 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 2000 \text{ кА}^2\text{с}$

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке проводится после выбора средств контроля и учёта электроэнергии, осуществляемой в работе далее.

Приборы учёта и контроля электроэнергии, подключённые к трансформаторам тока на сторонах 110 кВ и 10 кВ, приведены в таблице 2.8.

Для проверки измерительных трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь каталожными данными приборов, определяется его нагрузка (таблица 2.8).

Таблица 2.8 – Приборы учёта и контроля электроэнергии, подключённые к трансформаторам тока

Прибор	Нагрузка, ВА		
	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	1,5	-	1,5
Варметр	2,5	-	2,5
Счётчик активной электроэнергии	2,5	2,5	2,5
Счётчик реактивной электроэнергии	2,5	2,5	2,5
РЗиА	5	5	5
Итого	14,1	10,1	14,1

Проводится необходимая проверка по вторичной нагрузке выбранных трансформаторов тока ТВТ-110 [8].

Общее сопротивление приборов для наиболее загруженной фазы [10]

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}. \quad (2.39)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{14,1}{5} = 0,564 (\text{Ом})$$

Сопротивление проводов [10]

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (2.40)$$

$$r_{np} = 0,8 - 0,564 - 0,1 = 0,136(\text{Ом}).$$

Значение вторичной номинальной нагрузки ТТ в классе точности 0,5 составляет $r_2 = 0,8 \text{ Ом}$.

Проверка ТТ по нагрузке вторичных цепей [8]

$$r_2 \geq r_{приб} + r_{np}. \quad (2.41)$$

$$0,8 \text{ Ом} > 0,364 + 0,136 = 0,5(\text{Ом}).$$

Проверка по вторичной нагрузке трансформаторов тока ТВТ-110 выполняется.

Окончательно выбирается данный трансформатор тока.

Аналогично проверены ранее выбранные трансформаторы тока марки ТЛО-10, установленные на стороне 10 кВ.

Условия проверки для них также выполняются.

Производится выбор трансформатора напряжения для установки на стороне напряжением 110 кВ по [8].

Предварительно выбирается трансформатор напряжения для установки в ОРУ 110 кВ марки НДКМ-110 (таблица 2.9).

Таблица 2.9 - Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Условие выбора и проверки	Расчётные данные цепи	Каталожные данные аппарата
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 183,7 \text{ А}$	$I_n = 400 \text{ А}$
$i_y \leq i_{np.c}$	$i_y = 2,98 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 7,71 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 2000 \text{ кА}^2\text{с}$

Производится выбор трансформатора напряжения для установки на стороне 10 кВ по [8].

Предварительно выбирается трансформатор напряжения для установки в КРУ 10 кВ марки НАМИ-10 (таблица 2.10).

При этом сравниваются расчётные и каталожные данные для выбора трансформатора напряжения.

При этом расчётные данные цепи должны быть больше или равны соответствующим каталожным данным выбранного электрического аппарата согласно[8].

Результаты выбора трансформатора напряжения 10 кВ приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 - Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Условие выбора и проверки	Расчётные данные цепи	Каталожные данные аппарата
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 235 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 9,15 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 60 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

Проверка трансформаторов напряжения по вторичной нагрузке проводится после выбора средств контроля и учёта электроэнергии, осуществляемой в работе далее.

Проверка трансформаторов напряжения и измерительных приборов, подключённых к ним на сторонах 110 кВ и 10 кВ, осуществляется по вторичной нагрузке, подключённой к трансформатору напряжения (в выбранном классе точности)

$$S_{2\Sigma} \leq S_n, \quad (2.42)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора напряжения (в выбранном классе точности);

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов вторичных цепей, присоединённых к данному трансформатору напряжения, ВА

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (2.43)$$

Для установки в ОРУ 110 кВ выбран трансформатор напряжения типа НДКМ-110 [18].

Проводится проверка выбранного трансформатора напряжения по вторичной нагрузке.

Приборы учёта и контроля электроэнергии, подключённые к трансформатору напряжения, приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Приборы учёта и контроля электроэнергии, подключённые к трансформатору напряжения

Прибор	Мощность, ВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Кол-во, шт	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	0,1	1	0	3	0,3
Ваттметр	1,5	1	0	2	3
Варметр	2,5	0,38	0,925	2	5
Счётчик активной электроэнергии	2,5	0,38	0,925	3	7,5
Счётчик реактивной электроэнергии	2,5	0,38	0,925	3	7,5
РзиА	5	1	0	-	5

Проверка выбранного трансформатора напряжения по условию (2.42):

$$400 \text{ ВА} > \sqrt{(0,3 \cdot 1 + 3 \cdot 1 + 5 \cdot 0,38 + 7,5 \cdot 0,38 \cdot 2 + 5 \cdot 1)^2 + (5 + 7,5 + 7,5)^2 \cdot 0,925^2} = 25,6 \text{ (ВА)}.$$

$$S_{\text{ном}} = 400 > S_2 = 25,6 \text{ (ВА)}.$$

Таким образом, выбранные трансформаторы напряжения марки НДКМ-110 будут работать в требуемом классе точности без перегрузки.

Аналогично проверены ранее выбранные трансформаторы напряжения марки НАМИ-10, установленные на стороне 10 кВ. Условия проверки для них также выполняются.

Выбор ограничителей перенапряжений. В современной электроэнергетике, в частности, на подстанциях энергосистемы, для защиты от атмосферных перенапряжений устанавливают ограничители перенапряжений (ОПН) вместо разрядников.

Особенностью ограничители перенапряжений является непосредственное отсутствие искровых промежутков (в отличии от разрядников), что делает их гораздо надёжнее последних.

Кроме того, ограничители перенапряжений, помимо атмосферных перенапряжений, эффективно справляются с коммутационными и резонансными перенапряжениями.

Поскольку на ОРУ 110 кВ требуется ОПН внешней установки, выбираются для защиты ВЛ-110 кВ ограничители перенапряжений типа ОПН-У/TEL-110/84-УХЛ1.

На стороне 10 кВ используются ОПН внутренней установки типа ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1, которые устанавливаются в шкафах КРУ 10 кВ совместно с ранее выбранными вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителей ПК-10, устанавливаемых на стороне 10 кВ, выбирается согласно [5].

В РУ10 кВ установлены трансформаторы напряжения марки НАМИ-10. Для данных трансформаторов напряжения марки НАМИ-10 номинальный токплавкой вставки составляет 16 А согласно [5].

Условие соблюдения селективности согласно [5]

$$t_g \geq \frac{t_{c.з.} + \Delta t}{K_n} \quad (2.44)$$

где $K_n = 0,9$ - коэффициент приведения плавления вставки ко времени ее разогрева [5].

Полное время срабатывания выключателя с учетом разброса его характеристики $t_{c.з.} = 0,03$ с, степень селективности примем $\Delta t = 0,5$ с [5].

Тогда

$$t_g = \frac{0,03 + 0,5}{0,9} = 0,59(\text{с}).$$

По амперсекундным характеристикам плавких вставок предохранителей ПК-10 для плавкой вставки с $I_n = 16$ А при номинальном токе трансформатора напряжения время плавления составляет 0,5 с и $t_b > 0,5\text{с}$ [5].

Следовательно, для выбранных ранее ТН марки НАМИ-10 селективность защиты будет обеспечена.

Плавкая вставка также должна быть проверена по условию [5]

$$t_g \leq t_k \leq 5(\text{с}). \quad (2.45)$$

$det_k = 900/k^2$ - допустимое время протекания тока КЗ в трансформаторе напряжения по условию термической стойкости, с [5].

При $U_k = 4,7\%$ $k = 22,3$ значение [5]

$$t_k = \frac{900}{22,3} = 1,8(\text{с}).$$

Условие (2.45) выполняется

$$0,59(\text{с}) \leq 1,8(\text{с}) \leq 5(\text{с}).$$

2.7 Определение максимального рабочего тока и коэффициента трансформации трансформатора тока

Рабочий максимальный ток - это длительный ток с учетом вероятности дополнительного подключения нагрузки с учётом условий резервирования в схеме.

В схеме на стороне 110 кВ и 10 кВ предусмотрено взаимное резервирование всех линий и трансформаторов.

Для линий и трансформаторов с резервированием [1,18,19]:

$$I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{раб.макс}(н)} + I_{\text{раб.макс}(д)} \quad (2.46)$$

где $I_{\text{раб.макс.}(н)}$ - рабочий максимальный ток нормального режима, А;
 $I_{\text{раб.макс.}(д)}$ - рабочий максимальный ток дополнительной нагрузки, А.

При этом [18,19]

$$I_{\text{раб.макс}(н)} = K_o \cdot K_з I_{\text{max}} \quad (2.47)$$

где I_{max} - максимальный расчётный ток в нормальном режиме работы (рассчитан в работе ранее);

K_o и $K_з$ - соответственно коэффициент одновременности и коэффициент загрузки.

Принимается для всех элементов с учётом резервирования [1,18,19] значение максимального рабочего тока

$$I_{\text{раб.макс}(д)} = I_{\text{раб.макс}(н)} \quad (2.48)$$

Проводится определение максимального рабочего тока ВЛ-110 кВ.

По выражению (2.47)

$$I_{\text{раб.макс}(н)} = 0,9 \cdot 0,8 \cdot 183,7 = 132,3(\text{А})$$

По выражению (2.48) с учётом подключения дополнительной нагрузки по условию резервирования

$$I_{\text{раб.макс}(д)} = I_{\text{раб.макс}(н)} = 132,3(\text{А})$$

По выражению (2.46)

$$I_{\text{раб.макс}} = 132,3 + 132,3 = 264,6(\text{А})$$

Аналогично определяется значение максимального рабочего тока остальных элементов ПС-110/10 кВ «Мусорка» и результаты приводятся в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Расчёт максимального рабочего тока ПС-110/10 кВ

№ секции 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	$I_{\text{max}}, \text{А}$	$I_{\text{раб.макс.}(н)}, \text{А}$	$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$
Силовой трансформатор ТРДН-25000/110					
-	-	Сторона 110 кВ (сторона ВН)	183,7	132,3	264,6
-	-	Сторона 10 кВ (сторона НН)	3368	2425	4850

Продолжение таблицы 2.12

Сеть 10 кВ					
СШ1 10 кВ	1	Водозабор	62,8	45,2	90,4
	2	РП-4/1	59,1	42,6	85,2
	3	ТП-66/1	18,2	13,1	26,2
	4	Олимп-1	53,6	38,6	77,2
	5	РП-13/1	35,5	25,6	51,2
	6	НПС-1	175	126	252
	7	Аэропорт-2	40,9	29,5	59
	8	РП-5/2	90,1	64,9	129,8
	9	Амикан-2	131,2	94,5	189
	10	СТПС-2	18,2	13,1	26,2
	11	ТП-100/2	18,2	13,1	26,2
	12	НПС-2	175	126	252
СШ2 10 кВ	1	Амикан-1	32,8	23,6	47,2
	2	ТП-100/1	28,2	20,3	40,6
	3	СТПС-1	12,7	9,1	18,2
	4	РП-5/1	93	67	134
	5	Аэропорт-1	18,2	13,1	26,2
	6	Авиатор	23,6	17	34
	7	НПС-3	172	126	252
	8	РП-4/2	44,6	32,1	64,2
	9	РП-1	60,2	43,3	86,6
	10	Олимп-2	46,4	33,4	66,8
	11	РП-13/2	46,4	33,4	66,8
	12	ТП-66/2	10,9	7,8	15,6
	13	РП-5/3	61,8	45	90
	14	НПС-4	175	126	252
ТСН	-	-	27,3	19,7	39,4

Номинальный ток ТТ выбирается по значению максимального рабочего тока.

При этом принимается ближайшее большее значение по стандартной шкале номинальных токов ТТ (таблица 2.13).

Вторичный ток ТТ принимается равным $I_{ном.ТТ2} = 5А$.

Таблица 2.13 – Выбор коэффициента трансформации ПС-110/10 кВ

№ секции 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	$I_{раб.макс}, А$	$I_{ном.ТТ1}, А$	K_T
Силовой трансформатор ТРДН-25000/110					
-	-	Сторона 110 кВ (ВН)	264,6	300	60
-	-	Сторона 10 кВ (НН)	4850	5000	1000
Сеть 10 кВ					
СШ1 10 кВ	1	Водозабор	90,4	100	20
	2	РП-4/1	85,2	100	20
	3	ТП-66/1	26,2	30	6
	4	Олимп-1	77,2	80	16
	5	РП-13/1	51,2	75	15
	6	НПС-1	252	300	60
	7	Аэропорт-2	59	75	15
	8	РП-5/2	129,8	150	30
	9	Амикан-2	189	200	40
	10	СТПС-2	26,2	30	6
	11	ТП-100/2	26,2	30	6
	12	НПС-2	252	300	60
СШ2 10 кВ	1	Амикан-1	47,2	50	10
	2	ТП-100/1	40,6	50	10
	3	СТПС-1	18,2	20	4
	4	РП-5/1	134	150	30
	5	Аэропорт-1	26,2	30	6
	6	Авиатор	34	40	8
	7	НПС-3	252	300	60
	8	РП-4/2	64,2	75	15
	9	РП-1	86,6	100	20
	10	Олимп-2	66,8	75	15
	11	РП-13/2	66,8	75	15
	12	ТП-66/2	15,6	20	4
	13	РП-5/3	90	100	20

Продолжение таблицы 2.13

	14	НПС-4	252	300	60
ТСН	-	-	39,4	40	8

2.8 Расчет уставок микропроцессорных защит трансформаторов

Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ должен удовлетворять условиям [1,18,19]:

1 условие:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}}{K_{в}}, \quad (2.49)$$

где $I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток;

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки реле;

$K_{сзн}$ - коэффициент самозапуска;

$K_{в}$ - коэффициент возврата, $K_{в} = 0,8$.

При этом ток срабатывания реле определяется [18,19]

$$I_{с.р} \geq \frac{K_{сх}^{(3)}}{K_{т}} \cdot I_{с.з} \quad (2.50)$$

где $K_{сх}^{(3)}$ - коэффициент схемы, для данной схемы соединения ТТ и реле

$$K_{сх}^{(3)} = 1$$

2 условие - защита не должен срабатывать в момент подключения дополнительной нагрузки

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot (I_{раб.макс(н)} + K_{сзн} \cdot I_{раб.макс(д)}) \quad (2.51)$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле [1,18,19]

$$K_{ч} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{с.з}} \quad (2.52)$$

где $I_{к.мин}^{(к)}$ - минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии в минимальном режиме работы;

$K_{сх}^{(3)}$ - коэффициент схемы соединения ТТ и реле;

$K_{сх}^{(к)}$ - коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ, при $I_{к\text{ мин}}^{(к)}$;

$I_{с.з}$ - ток срабатывания защиты.

Согласно [1], коэффициент чувствительности для рассчитываемой МТЗ силового трансформатора должен быть не менее 1,2.

По условию (2.51)

$$I_{с.з} \geq \frac{1,1 \cdot 1,62 \cdot 264,6}{0,8} = 589,4(\text{А})$$

При этом ток срабатывания реле по (2.50) равен

$$I_{с.р} \geq \frac{1}{60} \cdot 589,4 = 9,8(\text{А})$$

Выбирается уставка реле УЗА-10 $I_{с.р} = 10 \text{ А}$.

Однако проверка по условию (2.49) не выполняется

$$589,4(\text{А}) < 1,3 \cdot (264,6 + 1,5 \cdot 264,6) = 860(\text{А})$$

Принимается по условию (2.49) $I_{с.з} = 860 \text{ А}$.

При этом ток срабатывания реле по (2.50) равен

$$I_{с.р} \geq \frac{1}{60} \cdot 860 = 14,3(\text{А})$$

Выбирается уставка реле УЗА-10 $I_{с.р} = 14,5 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности по (2.52) удовлетворяет требованиям

[1]

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{1070}{860} = 1,25 > 1,2.$$

Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора $I_{с.з} = 860 \text{ А}$, $I_{с.р} = 14,5 \text{ А}$.

Время срабатывания с учётом селективности – 1,0 с.

Дифференциальная токовая защита.

В качестве защиты трансформатора от межфазных КЗ используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью [1,18,19].

Ток срабатывания этой защиты определяется

$$I_{c.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_n \cdot I_{раб.макс}}{K_b} \quad (2.53)$$

где $I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток;

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки реле;

K_n - коэффициент небаланса, $K_n = 1-4$;

K_b - коэффициент возврата, $K_b = 0,8$.

Принимается время срабатывания дифференциальной токовой защиты

$$t_{c.з} = 0,4 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты

$$K_q = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{c.з}} \geq 2 \quad (2.54)$$

По условию (2.53)

$$I_{c.з} \geq \frac{1,1 \cdot 1 \cdot 264,6}{0,8} = 363,8 \text{ (А)}$$

При этом ток срабатывания реле по (2.50) равен

$$I_{c.р} \geq \frac{1}{60} \cdot 363,8 = 6,1 \text{ (А)}$$

Выбирается уставка реле УЗА-10 $I_{c.р} = 6,5 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности по (2.54) удовлетворяет требованиям

[1]

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{1070}{363,8} = 2,9 > 2$$

Окончательно принимается для ДЗ силового трансформатора $I_{c.з} = 363,8 \text{ А}$, $I_{c.р} = 6,5 \text{ А}$.

Защита от однофазных КЗ.

Защита от однофазных КЗ на землю выполняется на базе реле УЗА-10. Независимо от мощности трансформатора принимается [1,18,19]

$$I_{c.z.303} = 100(\text{A})$$

Время срабатывания защиты от однофазных КЗ на землю принимаются

$$t_{c.z.303} = 1,0(\text{с}).$$

2.9 Расчет уставок микропроцессорных защит линий

Максимальная токовая защита.

Для защиты линий 10 кВ, как было указано ранее, выбран блок микропроцессорной защиты типа УЗА-10РС15 [1,18,19].

Для защиты указанных линий использована двухступенчатая токовая защита – максимальная токовая защита с выдержкой времени и токовая отсечка без выдержки времени, рекомендованная [1].

Релейная защита и автоматика ВЛ-110 кВ установлена на питающем РП-110 кВ энергосистемы и в работе не рассчитывается в виду отсутствия точных данных.

Расчёт МТЗ линий выполняется по выражениям (2.49) – (2.52).

Проводится расчёт МТЗ на примере ВЛ-10 кВ ячейки «Водозабор»ПС-110/10 кВ «Мусорка».

По условию (2.49) определяется ток срабатывания релейной защиты (МТЗ)

$$I_{c.z} \geq \frac{1,1 \cdot 1,62 \cdot 90,4}{0,8} = 201,4(\text{A})$$

При этом ток срабатывания реле по (2.50) равен

$$I_{c.p} \geq \frac{1}{20} \cdot 201,4 = 9,8(\text{A})$$

Выбирается уставка реле УЗА-10 $I_{c.p} = 10 \text{ A}$.

Проверка условию (2.51) выполняется, при этом при расчёте МТЗ для линий принимаются коэффициенты, отличные от тех, которые были приняты при расчёте МТЗ для силовых трансформаторов [1].

$$201,4(A) > 1,1 \cdot (90,4 + 1 \cdot 90,4) = 182,4(A)$$

Коэффициент чувствительности по (2.52) удовлетворяет [1]

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{1070}{201,4} = 19,9 > 1,5$$

Окончательно принимается для МТЗ ВЛ-10 кВ ячейки «Водозабор»ПС-110/10 кВ «Мусорка», $I_{\text{с.з}} = 589,4 \text{ А}$, $I_{\text{с.р}} = 10 \text{ А}$.

Принимается время срабатывания защиты с учётом условий селективности $t_{\text{с.з}} = 0,5 \text{ с}$.

Расчёт МТЗ остальных линий выполнен аналогично и результаты приведены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Расчёт МТЗ линий ПС-110/10 кВ «Мусорка»

№ секции 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_{\text{с.з}}$, А	$I_{\text{с.р}}$, А	$K_{\text{ч}}$	$t_{\text{с.з}}$, с
Сеть 10 кВ							
-	-	Вводной в-ль	4850	10803,4	10,5	0,4	1,0
-	-	Секционный в-ль	4850	10803,4	10,5	0,4	1,0
СП2 10кВ	1	Водозабор	90,4	201,4	10,0	19,9	1,5
	2	РП-4/1	85,2	189,8	9,5	21,1	1,5
	3	ТП-66/1	26,2	58,4	10,0	68,5	1,5
	4	Олимп-1	77,2	171,9	10,5	23,3	1,5
	5	РП-13/1	51,2	114,1	7,5	35,1	1,5
	6	НПС-1	252	561,3	9,5	7,1	1,5
	7	Аэропорт-2	59	131,4	8,5	30,4	1,5
	8	РП-5/2	129,8	289,1	9,5	13,8	1,5
	9	Амикан-2	189	421	10,5	9,5	1,5
	10	СТПС-2	26,2	58,4	9,5	68,5	1,5
	11	ТП-100/2	26,2	58,4	9,5	68,5	1,5
	12	НПС-2	252	561,3	9,5	7,1	1,5

Продолжение таблицы 2.14

СШ2 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	$I_{\text{раб. макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.р}}, \text{ А}$	$K_{\text{ч}}$	$t_{\text{с.з}}, \text{ с}$
	1	Амикан-1	47,2	105,1	10,5	38,1	1,5
	2	ТП-100/1	40,6	90,4	9,0	44,2	1,5
	3	СТПС-1	18,2	40,5	10,0	98,8	1,5
	4	РП-5/1	134	298,5	10,0	13,4	1,5
	5	Аэропорт-1	26,2	58,4	9,5	68,5	1,5
	6	Авиатор	34	75,7	9,5	52,8	1,5
	7	НПС-3	252	561,3	9,5	7,1	1,5
	8	РП-4/2	64,2	143	9,5	28,0	1,5
	9	РП-1	86,6	192,9	9,5	20,7	1,5
	10	Олимп-2	66,8	148,8	10,0	26,9	1,5
	11	РП-13/2	66,8	148,8	10,0	26,9	1,5
	12	ТП-66/2	15,6	34,7	8,5	115,3	1,5
	13	РП-5/3	90	200,5	10,0	19,9	1,5
	14	НПС-4	252	561,3	9,5	7,1	1,5
ТСН	-	-	39,4	87,8	10,5	45,6	1,5

На всех линиях, за исключением вводного и секционного выключателей, коэффициент чувствительности соответствует требованиям [18]: $K_{\text{ч}} > 1,5$. Поэтому на данных линиях МТЗ для их защиты устанавливается (кроме вводного и секционного выключателей 10 кВ).

Токовая отсечка.

Согласно [1], ТО устанавливается на всех линиях с односторонним питанием, если она соответствует требованиям чувствительности, в качестве реле тока выбирают УЗА-10.

Ток срабатывания ТО для линий с односторонним питанием выбирается по двум условиям [1,18,19]:

1 условие - отстройка от максимальных внешних токов КЗ

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{к. макс}} \quad (2.55)$$

где $I_{\text{к. макс}}$ - максимальный ток внешнего КЗ (ток трёхфазного КЗ в максимальном режиме);

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки.

2 условие - отстройка от броска тока намагничивания всех трансформаторов, питающихся от данной линии.

$$I_{с.з} = K'_{отс} \cdot \sum I_{т.ном} \quad (2.56)$$

В качестве тока срабатывания выбирается наибольшее значение.

Ток срабатывания реле определяется:

$$I_{с.р} \geq \frac{K_{сх}^{(3)}}{K_t} \cdot I_{с.з} \quad (2.57)$$

Коэффициент чувствительности ТО

$$K_{\chi} = \frac{K_{сх}^{(\kappa)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\kappa.нач.макс}}{I_{с.з}} \quad (2.58)$$

где $I_{\kappa}^{(\kappa)}$ нач.макс - ток при КЗ в начале защищенной линии в максимальном режиме.

При этом, согласно требованиям [1], для всех ТО линий значение коэффициента чувствительности должен удовлетворять условию $K_{\chi} \geq 1,2$.

В случае, если коэффициент чувствительности недостаточный, значит, на этой линии ТО не устанавливается, а вместо неё устанавливается дифференциальная защита.

Для ВЛ-10 кВ ячейки «Водозабор»ПС-110/10 кВ «Мусорка», с использованием реле УЗА-10:

- ток срабатывания ТО по (2.55)

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 4,62 \approx 6(\text{кА})$$

- ток срабатывания ТО по (2.56)

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 90,4 = 117,5(\text{А})$$

Принимается наибольшее значение $I_{с.з} = 6$ кА.

Ток срабатывания реле по (2.57)

$$I_{с.р} = \frac{1}{20} \cdot 6000 = 300(\text{А})$$

Принимается значение $I_{с.р} = 300$ А.

Коэффициент чувствительности ТО по (2.58)

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{1070}{6000} = 0,67 < 1,2.$$

ТО на ВЛ-10 кВ ячейки «Водозабор»ПС-110/10 кВ «Мусорка», не устанавливается, т.к. коэффициент чувствительности недостаточный.

Аналогично производится определение токов срабатывания ТО и реле, а также коэффициента чувствительности для линий ПС-110/10 кВ «Мусорка» и результаты расчетов приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Расчёт ТО линий ПС-110/10 кВ «Мусорка»

№ секции 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	$I_{\text{с.з}}$, А	$I_{\text{с.р}}$, А	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} \geq 1,2$
Сеть 10 кВ						
-	-	Вводной выключатель	6006	6,0	0,67	нет
-	-	Секционный выключатель	6006	6,0	0,67	нет
Линии к потребителям 10 кВ						
СШ1 10 кВ	1	Водозабор	6006	300,0	0,67	нет
	2	РП-4/1	6006	300,0	0,67	нет
	3	ТП-66/1	6006	1000,0	0,67	нет
	4	Олимп-1	6006	375,0	0,67	нет
	5	РП-13/1	6006	400,0	0,67	нет
	6	НПС-1	6006	100,0	0,67	нет
	7	Аэропорт-2	6006	400,0	0,67	нет
	8	РП-5/2	6006	200,0	0,67	нет
	9	Амикан-2	6006	150,0	0,67	нет
	10	СТПС-2	6006	1001,0	0,67	нет
	11	ТП-100/2	6006	1001,0	0,67	нет
	12	НПС-2	6006	100,0	0,67	нет
СШ2 10кВ	1	Амикан-1	6006	600,0	0,67	нет
	2	ТП-100/1	6006	600,0	0,67	нет
	3	СТПС-1	6006	1500,0	0,67	нет

Продолжение таблицы 2.15

	4	РП-5/1	6006	200,0	0,67	нет
	5	Аэропорт-1	6006	1000,0	0,67	нет
	6	Авиатор	6006	750,0	0,67	нет
	7	НПС-3	6006	100,0	0,67	нет
	8	РП-4/2	6006	400,0	0,67	нет
	9	РП-1	6006	300,0	0,67	нет
	10	Олимп-2	6006	400,0	0,67	нет
	11	РП-13/2	6006	400,0	0,67	нет
	12	ТП-66/2	6006	1500,0	0,67	нет
	13	РП-5/3	6006	400,0	0,67	нет
	14	НПС-4	6006	100,0	0,67	нет
ТСН	-	-	6006	750,0	0,67	нет

Для всех ТО линий коэффициент чувствительности недостаточный $K_\psi < 1,2$, значит, ТО не устанавливается на всех линиях. При этом, согласно [1], для защиты линий в качестве основной защиты используется продольная дифференциальная токовая защита линий с абсолютной селективностью, ток которой принимается равный рассчитанному току срабатывания ТО.

В качестве резервной защиты принимается МТЗ линий, рассчитанная в работе ранее.

Защита от однофазных замыканий на землю. Согласно [1,18,19], необходимо определить необходимость компенсации емкостных токов на ПС-110/10 кВ «Мусорка».

Определяется ток замыкания на землю

$$I_{с.з} = 3I_{сум}^{(c)} = 0,1U_{ном} \cdot l_{к.сум} \quad (2.59)$$

где $I_{сум}^{(c)}$ - суммарный природный фазный емкостный ток;

$l_{к.сум}$ - суммарная длина линий.

$$l_{к.сум} = 2(l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8)$$

$$l_{к.сум} = 2(0,1 + 0,1 + 0,06 + 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,15) = 1,22 \text{ (км)}$$

$$I_з = 0,1 \cdot 10 \cdot 1,22 = 1,22 \text{ (А)}$$

$$I_3 < 30(\text{A})$$

Поскольку $I_3 < 30 \text{ A}$, то необходимости в компенсации нет. В качестве защиты линий от однофазных замыканий на землю применяется защита нулевой последовательности с использованием ТТ нулевой последовательности и реле УЗА-10.

Ток срабатывания защиты выбирается по двум условиям:

1 условие - защита не должна срабатывать при внешних замыканиях от собственного емкостного тока:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot K_k \cdot 3I^{(c)} \quad (2.60)$$

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

K_k - коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока, для защиты с выдержкой времени $K_k = 2$.

Значение собственного емкостного тока линии определяется

$$I^{(c)} = \frac{U_{ном} \cdot I_k}{30}$$

2 условие - ток срабатывания защиты должен быть не меньше минимального тока срабатывания избранного комплекта защиты:

$$I_{c.з} \geq I_{c.з.мин} \quad (2.61)$$

Определение коэффициента чувствительности

$$K_q = \frac{3I_{сум}^{(c)} - 3I^{(c)}}{I_{c.з}} \quad (2.62)$$

Проводится расчет токов срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю на примере ВЛ-10 кВ ячейки «Водозабор» ПС-110/10 кВ «Мусорка» по выражениям (2.59) – (2.62).

$$I^{(c)} = \frac{6 \cdot 0,05}{30} = 0,05(\text{A})$$

$$I_{c.з} = 1,1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 0,204 = 1,34(\text{A})$$

$$K_q = \frac{1,22 - 3 \cdot 0,05}{0,5} = 2,14 > 1,25$$

Коэффициент чувствительности достаточен, чтобы обеспечить заданную чувствительность, поэтому необходимо применять направленную защиту нулевой последовательности типа на базе реле УЗА-10 с током срабатывания 0,5 А. Аналогично рассчитывается защита от однофазных замыканий на землю других линий и результаты расчетов приводятся в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Расчёт защиты от однофазных КЗ на землю линий ПС-110/10 кВ

№ секции 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	$I_{с.з.}$ А	Тип реле	K_q	$K_q \geq 1,5$
Сеть 10 кВ						
-	-	Вводной в-ль	0,5	УЗА-10	4,52	да
-	-	Секционный в-ль	0,5	УЗА-10	4,52	да
СШ1 10 кВ	1	Водозабор	0,5	УЗА-10	4,52	да
	2	РП-4/1	0,5	УЗА-10	4,52	да
	3	ТП-66/1	0,5	УЗА-10	4,52	да
	4	Олимп-1	0,5	УЗА-10	4,52	да
	5	РП-13/1	0,5	УЗА-10	4,52	Да
	6	НПС-1	0,5	УЗА-10	4,52	да
	7	Аэропорт-2	0,5	УЗА-10	4,52	да
	8	РП-5/2	0,5	УЗА-10	4,52	да
	9	Амикан-2	0,5	УЗА-10	4,52	да
	10	СТПС-2	0,5	УЗА-10	4,52	да
	11	ТП-100/2	0,5	УЗА-10	4,52	да
	12	НПС-2	0,5	УЗА-10	4,52	да
СШ2 10 кВ	1	Амикан-1	0,5	УЗА-10	4,52	да
	2	ТП-100/1	0,5	УЗА-10	4,52	да
	3	СТПС-1	0,5	УЗА-10	4,52	да
	4	РП-5/1	0,5	УЗА-10	4,52	да
	5	Аэропорт-1	0,5	УЗА-10	4,52	да
	6	Авиатор	0,5	УЗА-10	4,52	да
	7	НПС-3	0,5	УЗА-10	4,52	да
	8	РП-4/2	0,5	УЗА-10	4,52	да
	9	РП-1	0,5	УЗА-10	4,52	да
	10	Олимп-2	0,5	УЗА-10	4,52	да
	11	РП-13/2	0,5	УЗА-10	4,52	да
	12	ТП-66/2	0,5	УЗА-10	4,52	да
	13	РП-5/3	0,5	УЗА-10	4,52	да
	14	НПС-4	0,5	УЗА-10	4,52	да
ТСН	-	-	0,5	УЗА-10	4,52	да

2.10 Выбор автоматики и сигнализации

Автоматическое повторное включение.

Для сокращения перерыва в электроснабжении используют АПВ [1,18,19].

Время срабатывания устройства однократного АПВ линий с односторонним питанием определяется так:

$$t_{ПАПВ} \geq t_{г.н} + t_{зан} = (0,5 \div 0,8) \text{ с}, \quad (2.63)$$

где $t_{г.н}$ - время готовности привода к работе, $t_{г.н} = 0,25$ с;

$t_{зан}$ - время запаса, с.

Время автоматического возврата однократного АПВ в состояние готовности к новому действию после успешного включения в работу принимается

$$t_{АПВ} = 0,25 + 0,5 = 0,75 \text{ (с)}$$

Благодаря этому исключается вероятность многократного включения выключателя на неликвидированные КЗ, а также обеспечивается готовность АПВ к действию не раньше, чем это допускается после успешного включения его в работу устройством АПВ.

Время АПВ (с момента КЗ до момента подачи команды на включение)

$$t_{АПВ} = t_{с.з} + t_{о.в} + t_{АПВ}. \quad (2.64)$$

$$t_{АПВ} = 0,1 + 0,15 + 0,6 = 0,85 \text{ (с)}.$$

Для АПВ используется реле УЗА-10.

Автоматическое включение резерва.

Напряжение срабатывания пускового органа напряжения устройства АВР (ПАВР) определяется по условию его несрабатывания при снижении напряжения до величины в случаях КЗ за трансформаторами, которые получают питание от сборных шин резервируемой секции и от шин питающей подстанции, а также при самозапуске двигателей напряжением

выше 1 кВ, когда напряжение снижается до величины напряжения самозапуска.

В работе устройство АВР устанавливается на секционном выключателе в РУ 10 кВ.

Должно выполняться следующее условие

$$U_{c.p} \leq \frac{U_{ост.к}}{K_{отс} \cdot K_U} \quad (2.65)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки;

K_U - коэффициент трансформации ТН.

Значение остаточного напряжения на шинах при КЗ за трансформатором, который питается от шин определяется по формуле

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot X_m \cdot I_{к}^{(3)} \quad (2.66)$$

где $I_{к}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ за трансформатором, кА;

X_T - сопротивление трансформатора, Ом.

$$X_m = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{т.ном}} \quad (2.67)$$

где $U_{к}$ - напряжение КЗ трансформатора.

Для АВР на шинах РУ 10 кВ

$$X_m = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{25} = 0,17 \text{ (Ом)}$$

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot 0,17 \cdot 4,62 = 1,33 \text{ (кВ)}$$

Напряжение срабатывания пускового органа напряжения определяется

$$U_{c.p} = \frac{0,25U_{ном}}{K_U} \quad (2.68)$$

$$U_{c.p} = \frac{0,25 \cdot 10,5}{27} = 0,038 \text{ (кВ)}$$

Для АВР на шинах РУ 10 кВ проверка по условию (2.65) выполняется

$$0,038 < \frac{1,33}{1,2 \cdot 27} = 0,041(\text{А})$$

Время срабатывания АВР выбирается по условию отстройки от максимального времени срабатывания защит отходящих линий от подстанции или от резервируемой секции

$$t_{АПВ} > t_{с.з.макс} + \Delta t \quad (2.69)$$

$$t_{АПВ} > 1,5 + 0,5 = 2(\text{с})$$

Напряжение срабатывания реле контроля напряжения резервной сети АВР

$$U_{с.р} \leq \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс} \cdot K_U \cdot K_B} \quad (2.70)$$

$$U_{раб.мин} = 0,4 - 0,6U_{ном} = 0,4 \cdot 10,5 = 3,78(\text{кВ})$$

$$U_{с.р} \leq \frac{3,78}{1,2 \cdot 27 \cdot 0,8} = 0,146(\text{кВ})$$

Сигнализация.

Сигнализация выполняется на базе блока управления и защиты УВР-10-НГК-УХЛ5.

В РУ 10 кВ предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения выключателей;
- аварийная сигнализация - реагирует на аварийное отключение коммутационного аппарата;
- предупредительная сигнализация - сигнализация ненормального режима работы элементов оборудования;
- сигнализация действия защит;
- командная сигнализация - для передачи важных распоряжений;
- сигнализация срабатывания блокировочных устройств.

3 Мероприятия по технике безопасности и охране труда

3.1 Мероприятия по технике безопасности и пожарной безопасностина ПС-110/10 кВ

В соответствии с [20] общее руководство и ответственность за организацию и проведение работ по охране труда возложены на руководителя хозяйства, а в подразделениях – непосредственно на руководителей этих подразделений.

К организационным мероприятиям по безопасности труда относятся [20] мероприятия, которые предполагают наличие медицинских и технических осмотров, повышения квалификации, предупреждение несчастных случаев, контроль за выполнением гарантий.

Все работники организации, в том числе и её руководитель, обязаны проходить обучение по охране труда и проверку знаний.

Для всех поступающих на работу лиц, работодатель обязан проводить инструктаж по охране труда, организовать обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказания первой помощи пострадавшим.

Работы в электроустановках выше 1000 В под наведенным напряжением на подстанциях и линиях электропередач относятся к категории наиболее сложных и опасных и должны выполняться по наряду с назначением руководителя работ из руководителей или специалистов, обслуживающих эту электроустановку и имеющие группу по электробезопасности V.

Все члены бригады, за исключением водителей автотранспортных машин и механизмов, выполняющих работы в электроустановках, должны иметь не ниже III группы по электробезопасности.

Перечень электроустановок выше 1000 В, которые находятся в зоне действия наведенного напряжения, утверждается главным инженером и

пересматривается ежегодно, а в случае изменения режима или схемы сети и введении новых ВЛ - немедленно.

При этом у дежурного оперативно – технического персонала (диспетчера) должны быть все принятые и утверждённые схемы заземления электрооборудования трансформаторной подстанции для работ в зоне сильного действия наведенного напряжения согласно оперативной подчиненности оборудования. Режим заземления ВЛ необходимо указывать в заявке на вывод в ремонт электрооборудования.

Опыт эксплуатации показывает, что при работах в электроустановках под наведенным напряжением имеет место потеря персоналом ощущение опасности, так как в нормальном режиме уровне наведенного напряжения, как правило, незначительны. Надо помнить, что в аварийном режиме, а также при выполнении работ, связанных с прикосновением к незаземленному проводу, значение наведенного напряжения может достигать нескольких киловольт, и безопасность работ может быть обеспечена только при условии строгого соблюдения приведенных мероприятий безопасности.

При работах под наведенным напряжением необходимо использовать спецобувь и рабочую спецодежду. Работник должен соблюдать требования личной гигиены при выполнении работ.

Работы в электроустановках, находящихся под наведенным напряжением, необходимо выполнять с указанием мероприятий по снижению уровня наведенного напряжения до безопасного, а также других мероприятий, обеспечивающих безопасность работ.

Перед началом работы необходимо проверить соответствие условий выполнения работ требованиям [20]. Запрещается приступать к работам во время грозы или ее приближении, при скорости ветра более 10 м/с, а также в темное время суток или снижении видимости до предельных значений. При недостаточной видимости рабочие места, проезды и подходы к ним необходимо освещать.

До начала работ необходимо выполнить следующие подготовительные операции [20]:

- получить разрешение на подготовку рабочего места и допуск к работе;
- проверить в действии выдвигную и подъемную части телескопической вышки за пределами РУ;
- подготовить рабочее место;
- провести инструктаж и допуск бригады к работе.

При необходимости предварительно должны быть проведены измерения уровней наведенного напряжения на отключенных ВЛ. Если такие данные отсутствуют, руководителю работ следует провести необходимые измерения с оформлением протокола. При этом в строке наряда «Отдельные указания» следует указать, кому поручается эта работа.

Работы на линейном оборудовании (линейный и обходной разъединители, конденсаторы связи и т.д.), необходимо начинать только при постановке переносного заземления или включения заземляющих ножей, если таковые предусмотрены.

Кроме того, необходимо выровнять потенциалы на всех машинах и механизмах в случае, если они будут использоваться в работе в электроустановках. Для этого необходимо сначала присоединить канаты к машинам (механизмам), затем выровнять их потенциалы заземлением на общий с проводом заземлитель и только после этого крепить к проводу. При использовании тягового механизма разрешается заземлять его через металлический монтажный канат, а после подачи на канат тяжести, через отводящий блок.

Исключение составляют отдельные виды неотложных и аварийных работ, необходимость и возможность безопасного выполнения которых в каждом случае определяет главный инженер предприятия.

Совмещение работ на линейном оборудовании подстанций, ограничивающие ВЛ под наведенным напряжением, разрешается во всех случаях [20].

После окончания монтажных работ подключения ВЛ, находящихся в зоне сильного действия наведенного напряжения, следует выполнять по очереди с предыдущим заземлением токоведущих частей на базовый заземлитель, устанавливается на конечной опоре.

При работах под наведенным напряжением необходимо обеспечить устойчивую связь бригады с диспетчером.

Для проверки готовности персонала к работе в аварийных ситуациях при допуске бригады необходимо отработать их действия при возникновении аварий и ситуаций, которые могут привести к авариям и несчастным случаям, а также средства оказания первой помощи пострадавшему.

При аварийных ситуациях (отключение влияющей ВЛ с неуспешным АПВ, возникновение режима, требует изменения схемы сети путем проведения переключений на влияющих ВЛ и т.п.), работы следует приостановить, а бригаду вывести из зоны проведения работ.

Работы в электроустановках под наведенным напряжением во время выполнения аварийных переключений на влияющих ВЛ запрещается.

Перерыв в работе, вызванной аварийной ситуацией, должен быть оформлен в наряде. Повторный допуск на подготовленное рабочее место выполняется руководителем работ после получения разрешения дежурного диспетчера. Перед возобновлением работ необходимо убедиться в надежности установленных заземлений, а также в наличии и целостности плакатов и ограждений, после чего провести инструктаж и допуск бригады к работе.

При инструктаже следует объяснить причины, вызвавшие аварийную ситуацию, а также указать дополнительные меры, которые необходимо принять для безопасного выполнения работ.

Разбирать схему следует в обратном порядке, соблюдая такой последовательности операций [20]:

- демонтировать инвентарную перемычку, которая соединяет рабочую площадку телескопической вышки с проводом;
- снять с провода переносное заземление;
- провести демонтаж схемы и приспособлений;
- оформить окончания работ.

Демонтаж базового заземления следует выполнять в последнюю очередь - после полного окончания работ и снятия всех рабочих заземлений.

Работы по демонтажу базового заземления могут выполняться только после получения разрешения диспетчера на выполнение этих работ с оформлением его в оперативном журнале и наряде.

После демонтажа базового заземления приближаться к незаземленным токоведущим частям на расстояние, менее чем установлено [20], запрещается.

Помещения, здания и сооружения трансформаторных подстанций необходимо обеспечивать первичными средствами пожаротушения.

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них и с учетом положений. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

При определении видов и количества первичных средств пожаротушения следует учитывать физико-химические и пожароопасные свойства горючих веществ, их отношение к огнетушащим веществам, а также площадь производственных помещений, открытых площадок и установок.

Комплектование помещений РУ трансформаторных подстанций огнетушителями осуществляется согласно требованиям технических условий (паспортов) на это оборудование или соответствующим правилам пожарной безопасности.

Выбор типа и расчет необходимого количества огнетушителей в защищаемом помещении или на объекте следует производить в зависимости

от их огнетушащей способности, предельной площади, а также класса пожара горючих веществ и материалов.

Каждый огнетушитель, установленный на объекте, должен иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской. На него заводят паспорт по установленной форме. Асбестовое полотно, а также войлок, рекомендуется хранить в металлических футлярах с крышками, периодически (не реже 1 раза в три месяца) просушивать и очищать от пыли.

Трансформаторная подстанция ПС-110/10 кВ «Мусорка» относится ко второй степени огнестойкости и оборудовано внутренним противопожарным водопроводом с двумя пожарными кранами с расходом 2,5 л/с. Каждый пожарный кран снабжен пожарным рукавом одинакового с ним диаметра длиной 10,15 или 20 м и пожарным стволом.

Испытательная установка является участком повышенной пожарной опасности, связанной с проведением испытаний масляных трансформаторов. Поэтому на испытательной установке должны строго соблюдаться действующие правила, нормы и инструкции по обеспечению пожарной безопасности. На испытательной установке вывешиваются плакаты с основными требованиями и правилами пожарной безопасности. Испытательная установка и производственные помещения базы обеспечиваются углекислотными огнетушителями, песком, лопатами, баграми, пожарными кранами со шлангами. Ответственным за пожарную безопасность ремонтно-эксплуатационной базы является ее начальник, или лицо, его замещающее.

3.2. Расчёт контура заземления ПС-110/10 кВ «Мусорка»

Конструктивно заземляющее устройство ПС-110/10 кВ «Мусорка» предполагается выполнить в виде сетки из вертикальных стержневых заземлителей из круглой стали диаметром 12 мм и длиной 5 метров.

Соединенных стальной полосой 40×4мм на глубине 0,5м от поверхности земли.

Верхний слой – супесь, нижний слой – глина. Климатическая зона 1. Толщина верхнего слоя 2 метра. Глубина заложения заземлителя 0,5 метра.

Ток, стекающий с заземлителей подстанции при однофазном КЗ, на рассматриваемой подстанции: $I_3=1,9$ А. Естественных заземлителей нет.

Расчетная длительность воздействия однофазного тока замыкания на землю при протекании его через человека. τ_6 , с

$$\tau_6 = t_{pz} + t_{откл}, \quad (3.1)$$

где t_{pz} – время действия релейной защиты, $t_{pz}=0,01$ с;

$t_{откл}$ – собственное время отключения выключателя, $t_{откл}=0,025$ с.

$$\tau_6 = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с.}$$

Расчетное удельное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей определено по [1]

$$\rho_{расч} = K_c \rho, \quad (3.2)$$

где K_c – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхания грунта.

Для 1 климатической зоны [1]:

- для вертикальных заземлителей $K_c=1,9$;

- для горизонтальных заземлителей $K_c=5,8$;

- удельное сопротивление грунта: для верхнего слоя грунта толщиной 2 м супеси $\rho = 300$ Ом·м; для нижнего слоя глины $\rho = 40$ Ом·м.

Для верхнего слоя грунта расчетное удельное сопротивление [1]:

а) для вертикальных заземлителей

$$\rho_{расч} = 1,9 \cdot 300 = 570 \text{ Ом·м;}$$

б) для горизонтальных заземлителей

$$\rho_{расч} = 5,8 \cdot 40 = 232 \text{ Ом·м.}$$

Для нижнего слоя грунта для вертикальных заземлителей

$$\rho = 1,9 \cdot 40 = 76 \text{ Ом·м.}$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{n.дон.} = 500$ В [2]

Коэффициент прикосновения [2]

$$K_{\Pi} = M\beta / (l_{\text{в}} l_{\Gamma} / a\sqrt{S}), (3.3)$$

где $l_{\text{в}}$ - длина вертикальных заземлителей, м; $l_{\text{в}}=5\text{м}$;

l_{Γ} - длина горизонтальных заземлителей, м; $l_{\Gamma}=170\text{м}$;

a - расстояние между вертикальными заземлителями, м; $a = 5\text{м}$;

S - площадь заземляющего устройства; $S=360\text{ м}^2$;

M - параметр, зависящий от $\rho_1/\rho_2=300/40=7,5$; $M=0,795$ [2];

β - коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_u и сопротивлению растекания тока от ступней R_c .

$$K_{\Pi} = 0,795 \cdot 0,53 / (5 \cdot 170) / (5 \cdot \sqrt{360}) = 0,15.$$

$$\beta = R_u / (R_u + R_c), (3.4)$$

где R_u - сопротивление тела человека, Ом; $R_u = 1000$ Ом;

R_c - сопротивление растекания тока от ступней, Ом.

$$R_c = 1,5 \rho. (3.5)$$

$$R_c = 1,5 \cdot 570 = 855 \text{ Ом}.$$

$$\beta = 1000 / 1855 = 0,53.$$

Потенциал на заземлителе [2]

$$U_3 = U_{\text{нр.дон}} / K_{\Pi}. (3.6)$$

$$U_3 = 500 / 0,15 = 3333 \text{ В}.$$

Полученное значение находится в пределах допустимого:

$$3,3 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}.$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_{3\text{дон}}$, Ом

$$R_{3\text{дон}} = U_3 / I_3, \text{ Ом}, (3.7)$$

где I_3 - значение тока, стекающего с заземлителя при однофазном КЗ, А

$$I_3 = 2000 \text{ А}.$$

$$R_{3\text{дон}} = 3333 / 2000 = 1,6 \text{ Ом}.$$

Преобразованный план заземляющего устройства в расчетную квадратную модель со стороной

$$\sqrt{S} = \sqrt{18 \cdot 20} = 19 \text{ м}.$$

Число ячеек заземляющего устройства по стороне квадрата

$$m = \frac{l_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1. (3.8)$$

$$m = \frac{170}{37,9} - 1 = 3,5 \text{ м.}$$

Длина полос в расчетной модели

$$L_2 = 2\sqrt{S}(m+1). (3.9)$$

$$L_2 = 38 (3,5+1) = 171 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки квадрата заземляющего устройства

$$B = \frac{\sqrt{S}}{m}, (3.10)$$

$$B = 19/3,5 = 5,4 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура, $a/l_e=1$

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{l_B}. (3.11)$$

$$n_e = (19 \cdot 4) / 5 = 15,2.$$

Принимается ближайшее большее целое значение $n_e=16$.

Исходя из полученного числа вертикальных заземлителей, предусматривается расположение данных вертикальных электродов в заземляющем устройстве в форме сетки (по периметру квадрата - 4x4 вертикальных электрода).

Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_e = l_e n_e. (3.12)$$

$$L_e = 5 \cdot 15 = 75 \text{ м.}$$

Относительная глубина

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{19} = 0,28 > 0,1. (3.13)$$

Тогда

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot (l_B + t) / \sqrt{S}. (3.14)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{5 + 0,5}{19} = 0,315.$$

По [12] для $\rho_1/\rho_2=7,5$; $a/l_0=1$.

$$(h_1 - t)/l_B = (2-0,5)/5 = 0,3.$$

Определяем $\rho_3/\rho_2=1,4$, тогда $\rho_2=1,4$.

$$\rho_2=1,4 \cdot 76=106,4 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя, R_3 , Ом

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_2}{l_\Gamma + l_B}. \quad (3.15)$$

$$R_3 = 0,315 \cdot \frac{106,4}{19} + \frac{106,4}{171+75} = 2,2 \text{ Ом}.$$

Полученный результат больше допустимого $R_{3,доп}=1,6$ Ом.

Напряжение прикосновения

$$U_{np} = K_n \cdot I_3 \cdot R_3. \quad (3.16)$$

$$U_{np} = 0,15 \cdot 1900 \cdot 2,2 = 627 \text{ В}.$$

Полученный результат больше допустимого значения 500 В.

Для уменьшения напряжения прикосновения применяется подсыпка слоем гравия толщиной 0,2 м.

Удельное сопротивление верхнего слоя (гравия) в этом случае будет равно 3000 Ом·м

$$\beta = 1000(1000+1,5 \cdot 3000) = 0,18.$$

$$K_n = 0,795 \cdot 0,18(5 \cdot 170/5\sqrt{360}) = 0,093.$$

Подсыпка гравием не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, так как глубина заложения заземлителей 0,5 м больше толщины гравия, поэтому соотношение ρ_1/ρ_2 и значение M остаются неизменным.

$$U_3 = 500 / 0,093 = 5434 \text{ В} < 6000 \text{ В}. R_{3,доп} = 5434/1900 = 2,9 \text{ Ом}.$$

Таким образом, $R_3=2,2$ Ом $< R_{3,доп}=2,9$ Ом.

Напряжение прикосновения

$$U_{np} = I_3 R_3. \quad (3.17)$$

$$U_{np} = 0,093 \cdot 1900 \cdot 2,2 = 388,7 \text{ В}.$$

Полученный результат меньше $U_{доп}=500$ В.

Все условия выбора и проверки выполняются.

Заключение

В результате выполнения работы разработан проект реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка».

Для достижения поставленной цели в работе решены следующие основные задачи:

- проведена характеристика понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка», а также приводится обоснование необходимости проведения реконструкции;

- осуществлена непосредственная реконструкция понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка», включающая выполнение следующих исследований: расчёт электрических нагрузок, выбор и проверка силовых трансформаторов, выбор сечения проводников, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, выбор шин, выбор изоляторов, реконструкция релейной защиты и автоматики, расчет уставок микропроцессорных защит трансформаторов, расчет уставок микропроцессорных защит линий, выбор автоматики и сигнализации;

- осуществлена разработка мероприятий по безопасности жизнедеятельности, проведён расчёт контура заземления понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка».

В работе предложены и разработаны следующие мероприятия по реконструкции понизительной подстанции 110/10 кВ «Мусорка»:

- 1) в реконструированной схеме ОРУ 110 кВ применена схема 4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии) согласно [1]. Данная схема также предусматривает применение ремонтной перемычки, в которой установлены секционные разъединители, которые в нормальном режиме отключены [1]. Произведена замена блока отделитель – короткозамыкатель на выключатель высокого напряжения в связи с рекомендациями [1];

2) на незадействованные в схеме ячейки резерва в РУ 10 кВ осуществлено подключение крупного мусороперерабатывающего завода (МПЗ), в системе электроснабжения которого предусмотрены две двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами марки ТМ-1600/10, т.к. указанный МПЗ относится ко II категории надёжности, и, согласно нормам [1], требует в своей схеме электроснабжения наличия двух независимых источников питания. При этом в схеме электроснабжения МПЗ предусматривается необходимый уровень резервирования: трансформаторы ТП-1 и ТП-2 напряжением 10/0,4 кВ МПЗ питаются от разных секций сборных шин напряжением 10 кВ ПС-110/10 кВ «Мусорка»;

3) в реконструированной схеме РУ 10 кВ обеспечена отдельная работа секций сборных шин 10 кВ, для чего секционный выключатель высокого напряжения в нормальном режиме работы должен быть отключён и включаться под действием автоматического включения резерва (АВР) при исчезновении напряжения на одной из секций сборных шин 10 кВ, обеспечивая тем самым питание потребителей этой секции, оставшейся без напряжения;

4) в реконструированной схеме ПС-110/10 кВ «Мусорка» заменены электрические аппараты на новые, более современные, что повысит надёжность системы электроснабжения, а также снизит затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования и всей схемы в целом. В работе непосредственно заменены устаревшие разрядники (РВС-110) и разъединители (РНДЗ-110) в ОРУ-110 кВ, а также выключатели высокого напряжения (ВМГ-133) и разрядники (РВС-10) в РУ 10 кВ на новые модели соответствующего оборудования.

Реконструированная система электрических соединений ПС-110/10 кВ обеспечивает надёжное питание потребителей с учётом условий электробезопасности и экономичности.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / 7-е изд-е. М.: Альвис, 2018. 632 с.
2. Подстанции: Самарская область. Режим доступа: <https://frexosm.ru/power/validator/sam-substation.html>. Дата обращения: 03.03.2020 г.
3. Линия 110 кВ «Мусорка». Режим доступа: <https://www.openstreetmap.org/way/579848302>. Дата обращения: 03.03.2020 г.
4. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Учебник для вузов.-М.:Издательский центр «Академия», 2004.448 с.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2012. 608 с.
6. Алиев И.И. Электрические аппараты: учебное пособие для сред. проф. образования. М.: РадиоСофт, 2011. 214 с.
7. Чунихин А.А. Электрические аппараты: Общий курс. Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2008. 720 с.
8. Кадомская К.П. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения / К.П. Кадомская, Ю.А. Лавров. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
9. Электрические системы и сети: Учебник/Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычѳв - Мн.: УП «Технопринт», 2004. 253 с.
10. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование: Справочник: Учебное пособие для вузов / И.И. Алиев. - М.: Высш. шк., 2015. 1199 с.
11. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС.,2018. 312 с.
12. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П.

Шелякин. М.: Лань, 2015. 480 с.

13. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.

14. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. М.: Дрофа, 2015. 288 с.

15. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. М.: Форум, Инфра-М, 2015. 136 с.

16. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. Часть 1, часть 2. М.: Энергоиздат, 2016. 640 с.

17. Каталог микропроцессорных устройств защиты, автоматики и управления присоединений 6-110 кВ серии УЗА-10РС. – ЕМВ, 2016. 32 с.

18. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2008. 256 с.

19. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. М.: Медиа, 2011. 797 с.

20. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.