

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  
« 26 » 06 \_\_\_\_\_ 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической подстанции 220/110/35/10 кВ Светлая города Зея для повышения надежности электроснабжения потребителей

Исполнитель  
студент группы 642 об 1

  
\_\_\_\_\_ 16.06.2020  
(подпись, дата)


В.В. Вдовин

Руководитель  
доцент

  
\_\_\_\_\_ 22.06.2020  
(подпись, дата)

П.П. Проценко

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

  
\_\_\_\_\_ 22.06.2020  
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель


  
\_\_\_\_\_ 26.06.2020  
(подпись, дата)

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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  
  
« 24 » 03 2020 г. Н.В. Савина

### ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Вдовина Владимира Валерьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрической подстанции 220/110/35/10 кВ Светлая города Зея для повышения надежности электроснабжения потребителей

(утверждено приказом от 22.03.2020г. № 637-зх.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 22.06.2020г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Анализ питания проектируемой подстанции. 3. Нагрузка проектируемой подстанции. 4. Выбор силовых трансформаторов. 5. Составление упрощенной принципиальной схемы ПС. 6. Расчет токов КЗ. 7. Выбор основного оборудования. 8. Расчет заземления ПС. 9. Расчет молниезащиты. 10. Компонировка оборудования. 11. Релейная защита ПС. 12. Безопасность и экологичность. 13. Экономическая эффективность. Заключение
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Главная схема ПС. 2. Молниезащита ПС. 3. План ПС Светлая. 4. Разрезы ПС. 5. Релейная защита ПС. 6. Схема замещения
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков
7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент 

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

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г.  
(подпись студента) 

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 с., 17 рисунков, 46 таблиц, источников 33.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Цель работы – реконструкция электрической подстанции.

Проведена реконструкция электрической подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая» г. Зея Зейского района Амурской области.

В процессе работы были рассчитаны нагрузки подстанции, рассчитаны токи короткого замыкания, рассчитан ударный ток, тепловой импульс. Выбрано основное высоковольтное оборудование, рассчитано заземление станции, рассчитана молниезащита.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2007. Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена в программе Microsoft Office Visio 2007.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	
Введение	6
1. Характеристика района проектирования. Обоснование необходимости реконструкции ПС	8
2. Анализ питания проектируемой подстанции	11
3. Нагрузка проектируемой подстанции	12
4 Выбор силовых трансформаторов	15
5 Составление упрощенной принципиальной схемы ПС	18
6 Расчет токов КЗ	20
6.1 Нахождение ударного тока и теплового импульса	29
7 Выбор основного высоковольтного оборудования	35
7.1 Выбор разъединителей	35
7.2 Выбор выключателей	37
7.3 Выбор шин и изоляторов	40
7.4 Выбор трансформаторов тока	50
7.5 Выбор трансформаторов напряжения	55
7.6 Выбор трансформаторов собственных нужд и составление упрощенной схемы собственных нужд	60
8 Расчет заземления ПС	67
9 Расчет молниезащиты	71
10 Компоновка оборудования подстанции на территории	76
11 Релейная защита и автоматика	78
11.1 Газовая защита трансформатора	78
11.2 Дифференциальная защита трансформатора	80
11.3 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)	81
11.4 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-2)	82
11.5 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)	85

11.6 Максимальная токовая защита	85
11.7 Защита от перегрузки	88
11.8 Автоматика на ПС Светлая	89
11.8.1 Автоматическое повторное включение	89
11.8.2 Автоматическое включение резерва	91
11.8.3 Сигнализация, блокировка, оперативный ток	91
12 Безопасность и экологичность	96
12.1 Безопасность	96
12.2 Экологичность	103
12.3 Чрезвычайные ситуации. Возникновение пожаров	109
13 Экономическая часть	111
Заключение	118
Библиографический список	119

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АТ – автотрансформатор;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- КЗ – короткое замыкание;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ОЭС – объединённая энергетическая система;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- СН – среднее напряжение;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок
- КРУН – комплектные распределительные устройства наружной установки;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- СН – собственные нужды;
- АВР – автоматический ввод резерва питания;
- АПВ – Автоматическое повторное включение.

## ВВЕДЕНИЕ

Наиболее важной отраслью энергетики является электроэнергетика, что объясняется такими преимуществами электроэнергии, как относительная лёгкость передачи на огромные расстояния, распределения между потребителями, а также возможностью её преобразования в другие виды энергии (тепловую, механическую, световую, химическую и т.д).

Практическая одновременность генерирования и потребления, является отличительной чертой электрической энергии, т.к. электрический ток распространяется по сетям со скоростью, близкой к скорости света.

Главным назначением электрических сетей является передача электроэнергии от места ее выработки к месту потребления. Задача является достаточно сложной в связи с огромным количеством потребителей и значительной территорией, на которой они расположены.

Схема электрических сетей формируется в соответствии с географическими условиями, распределением нагрузок и размещением энергоисточников. Она должна быть достаточно гибкой, приспособляемой к разным режимам, возникающим в результате изменений нагрузок потребителей. Схему сети необходимо проектировать с максимальным охватом территорий для комплексного электроснабжения всех потребителей.

Основной задачей инженерной деятельности в области проектирования – это рациональное сочетание вопросов качества, надежности и экономичности. Проектирование электрической части станций и подстанций представляет собой процесс разработки схем соединений распределительных устройств различного класса напряжения, выбор электрооборудования и его размещение.

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации в разделе №1 Организация эксплуатации в пункте 1.1.19 энергосистемам предписывают осуществлять:

- эффективную работу электростанций и сетей путём снижения производственных затрат, повышения эффективности, повышения мощности установленного оборудования;

- обновление основных производственных фондов путём технического перевооружения и реконструкции электростанций и сетей и модернизацию оборудования;

- внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных методов ремонта.



## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ. ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПС

В выпускной квалификационной работе (ВКР) все расчеты производятся с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий. Город Зея расположен в Северной части Верхне-Зейской равнины. Климат на территории Зейского района резко континентальный, что определяется наличием горных массивов. Зима продолжительная и морозная.

Территория Зейского района относится к районам вечной мерзлоты. Годовое количество осадков - 584 - 560 мм. Вегетационный период на севере - 95 дней, безморозный - 79 дней, средняя высота снежного покрова - 27 см, сумма среднесуточных температур воздуха выше 10°C - 1420°C; на юге вегетационный период 146 дней, безморозный - 108 дней, средняя высота снежного покрова - 18 см.

Основные характеристики климатических условий г.Зея приведены в таблице 1 [27].

Таблица 1 - Климатические условия региона

Климатические условия	Расчетная величина
Низшая температура воздуха, °С	- 52
Среднегодовая температура воздуха, °С	- 0,8
Высшая температура воздуха, °С	+ 33
Число грозных часов в год	40
Средняя скорость ветра, м/с	1,6
Высота снежного покрова, см	22,5
Глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, баллы	6

Город Зея является районным центром Зейского района Амурской области. Электроснабжение потребителей города Зеи осуществляется от двух

подстанций 220 кВ («Энергия», «Светлая»), одной 110 кВ («Мехзавод») и четырех подстанций 35 кВ («Протока», «Исток», «Базовая», «Речная»). Для преобразования электрической энергии используется 145 трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ. Протяженность распределительных электрических сетей составляет 212 км [15].

Подстанция «Светлая» была построена и введена в эксплуатацию в 1972 году. Задача реконструкции подстанции «Светлая» заключается в том, чтобы после реконструкции ПС имела лучшие технико-экономические характеристики, то есть при малых затратах денежных средств, оборудования и материалов она обеспечивала необходимую надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей.

За последние годы благодаря техническому прогрессу в производстве оборудования для электроэнергетики появились новые типы высоковольтных выключателей, появились нелинейные ограничители перенапряжения, начался выпуск и внедрение новых микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики. В связи с появлением новой техники появляются новые требования, нормы и стандарты по обеспечению потребителей электроэнергией.

Новые условия более жестко ставят вопрос о повышении качества электроснабжения потребителей [3]. Энергетические компании вынуждены заниматься вопросами качества и сертификацией электроэнергии, т.к. потребитель имеют право через суд по договору об электроснабжении потребовать возмещение вреда и компенсацию из-за недопоставки электроэнергии и поставки некачественной энергии.

Внедрение нового оборудования, новых эффективных и безопасных методов эксплуатации позволяет повысить производительность труда и уровень обслуживания оборудования.

Решение вопросов по реконструкции энергетического оборудования является комплексной задачей, которая затрагивает все аспекты производственной деятельности на энергетическом объекте.

Реконструкция проводилась с использованием как общих директивных и нормативных документов (ПУЭ, ПТЭ и т.д.), так и со специально разработанными материалами.

Целью реконструкции является установка нового оборудования, отвечающего требованиям изменившегося режима работы. А именно: установка распределительного устройства более современной серии; выбор современного оборудования, а также замена морально и физически устаревших масляных выключателей на элегазовые.

Данная реконструкция подстанции позволяет повысить надежность электроснабжения и качество электроэнергии у потребителей, а так же снизить потери электроэнергии и как следствие затраты на эксплуатацию.

## 2 АНАЛИЗ ПИТАНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Подстанция 220/110/35/10 кВ «Светлая» подключена односторонним питанием распределительной сети 220кВ питаемой Зейская ГЭС-Светлая.

В ходе выполнения расчетов данной подстанции будет произведен выбор силовых трансформаторов 220/110/35/10 кВ, выбор силового оборудования, которое включает в себя:

- выбор выключателей;
- выбор разъединителей;
- выбор трансформаторов напряжения и тока;
- выбор ошиновки ОРУ подстанции.

Произведен расчет:

- токов короткого замыкания;
- релейной защиты оборудования от перенапряжения;
- заземления.

После проверки оборудования проведем компоновку данной подстанции на предмет замены маслонаполненного оборудования на современное оборудование, в частности замена:

- масляных выключателей 35-220кВ на элегазовые;
- трансформаторов тока и напряжения;
- установку КРУН-10 кВ с выкатными элементами;
- перевод оборудования ОРУ-220 на лежневой фундамент;
- перевод ОРУ-35 на КРУ-35;
- расчет планировки подстанции;
- расчет заземления и грозозащиты подстанции после компоновки.

### 3 НАГРУЗКА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Проектируемая подстанция распределяет питание по стороне 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. Исходя из этого, нагрузку подстанции составляют: одна линия 220 кВ, три линии 110 кВ, четыре линии 35 кВ и восемь фидеров 10 кВ, а также собственные нужды подстанции [16].

Собственные нужды подстанции включают в себя:

- обогрев помещений;
- обогрев оборудования;
- освещение территории подстанции;
- электропитание аппаратуры связи и телемеханики;
- вспомогательные устройства: насосы, дистилляторы, РПН, станки и приспособления и т.п..

На основании контрольных замеров нагрузки потребителей зима – лето 2019 года, произведем расчет мощности максимальной нагрузки подстанции по формулам:

$$\operatorname{tg} \phi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \phi}}{\cos \phi}, \quad (1)$$

Активная мощность фидера:

$$P_{\phi} = \sqrt{3} \cdot I_{\phi} \cdot U_{н\phi} \cdot \cos \phi, \quad (2)$$

Реактивная мощность фидера:

$$Q_{\phi} = P_{\phi} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (3)$$

Активная мощность нагрузки подстанции:

$$\sum P_{n..cm..} = P_{\phi 1} + P_{\phi 2} + \dots + P_{\phi n}, \quad (4)$$

Реактивная мощность нагрузки подстанции:

$$\sum Q_{n..cm..} = Q_{\phi 1} + Q_{\phi 2} + \dots + Q_{\phi n}, \quad (5)$$

Полная мощность нагрузки подстанции:

$$\sum S_{n..cm..} = \sqrt{\sum P_{n..cm..}^2 + \sum Q_{n..cm..}^2}, \quad (6)$$

Произведем расчет летней нагрузки ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая:

Нагрузка ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая составила  $I_{\max \text{ ВЛ220}} = 243,35 \text{ А}$ .

По формуле (1) находим  $\text{tg}\phi$ :

$$\text{tg}\phi = \frac{\sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} = 0,75$$

По формуле (2) находим активную мощность ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая:

$$P_{\text{ВЛ220}} = \sqrt{3} \cdot 243,35 \cdot 220 \cdot 0,8 = 74095,21 \text{ кВт}.$$

По формуле (3) находим реактивную мощность ВЛ 220 Светлая – Ключевая:

$$Q_{\text{ВЛ220}} = 74095,21 \cdot 0,75 = 55571,41 \text{ квар}.$$

Аналогичный расчет мощностей отходящих линий занесен в таблицу 2.

Таблица 2 – Нагрузка подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая»

Класс напряжения, кВ	Летняя нагрузка			Зимняя нагрузка		
	$I_{\max}, \text{ А}$	$P_{\phi}, \text{ кВт}$	$Q_{\phi}, \text{ квар}$	$I_{\max}, \text{ А}$	$P_{\phi}, \text{ кВт}$	$Q_{\phi}, \text{ квар}$

Продолжение таблицы 2

ВЛ 220 кВ Светлая - Ключевая	243,35	74095,2	55571,4	249	75815,5	56861,6
ВЛ 110 кВ Светлая – Горная	22,76	3464,9	2598,7	35,80	5450,2	4087,6
ВЛ 110 кВ Светлая – Мехзавод № 1	77,80	11844,2	8883,2	119,20	18147,1	13610,2
ВЛ 110 кВ Светлая – Мехзавод № 2	64,51	9821	7365,7	104,20	15863,4	11897,5
ВЛ 35 кВ Светлая – Энергия № 1	12	581,2	435,9	62,10	3008,1	2256,1
ВЛ 35 кВ Светлая – Энергия № 2	0,70	33,9	25,4	37,90	1835,8	1376,9
ВЛ 35 кВ Светлая – Овсянка № 1	12,42	601,6	451,2	18,20	881,6	661,2
ВЛ 35 кВ Светлая – Овсянка № 2	7	339,1	254,3	25,50	1235,2	926,4
Ф3 10 кВ КПД – 8, ПТУ	4,80	66,4	49,8	6,80	94,1	70,58
Ф7 10 кВ Аэропорт	9,81	135,7	101,8	29,20	404,1	303,1
Ф10 10 кВ РТС – 2	8,56	118,4	88,8	14,60	202,1	151,5
Ф19 10 кВ Орбита № 1	3,14	43,4	32,6	14,70	203,4	152,5
Ф23 10 кВ Резерв	0	0	0	0	0	0
Ф24 10 кВ Орбита – 2, РТС – 2	0	0	0	0	0	0
Ф26 10 кВ Сосновый бор	12,80	177,1	132,8	25,30	350,1	262,6
Ф36 10 кВ Гулик	4,40	60,9	45,6	12	166,08	124,56
		$\sum P_{п.ст.}$ = 101383	$\sum Q_{п.ст.}$ = 76037,6		$\sum P_{п.ст.}$ = 123656,9	$\sum Q_{п.ст.}$ = 92742,7
	$\sum S_{п.ст.} = 126729,41$ кВА			$\sum S_{п.ст.} = 154571,19$ кВА		

#### 4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Правильный технически и экономически обоснованный выбор числа и мощности силовых трансформаторов для понизительных подстанций имеет существенное значение для построения схемы электроснабжения потребителей.

Количество трансформаторов определяется требованиями надежности электроснабжения. Поэтому наилучшим вариантом является установка двух силовых трансформаторов, обеспечивающих практически бесперебойное электроснабжение потребителей.

На основании таблицы нагрузок принимаем к установки на подстанции четырех силовых трансформаторов. Два двухобмоточных автотрансформатора типа АДЦТН – 63000/220/110/35 и два трех обмоточных трансформатора типа ТДТНГУ – 20000/220/35/10, ТДТНГ – 20000/220/35/10 со следующими техническими характеристиками.

Таблица 3 – Техническая характеристика трансформаторов

Тип	U ном, кВ			Потери, кВт		Uк, %			ix.x, %
	ВН	СН	НН	Рхх	Ркз	В-С	В-Н	С-Н	
АДЦТН – 63000/220/ 110/35	230	121	38,5	36	192,3	11,3 7	36,2 8	23,45	0,56
ТДТНГУ – 20000/220/ 35/10	220	38,5	11	54,7	148,2	12,5	6,22	18,4	2,04
ТДТНГ – 20000/220/ 35/10	220	38,5	11	54,7	145,2	12,7	6,08	18,7	2,04

Коэффициент загрузки трансформатора рассчитаем по формуле (7):

$$\beta = \frac{S_n \cdot 100\%}{S_{н.тр.}}, \quad (7)$$



где  $S_H$  – полная мощность потребителей;

$S_{н.тр.}$  – номинальная мощность трансформатора.

При одновременной работе двух автотрансформаторов при летних нагрузках коэффициент загрузки двух трансформаторов составит:

$$\beta = \frac{S_H \cdot 100\%}{2 \cdot S_{н.тр.}} = \frac{31412,81}{2 \cdot 63000} = 0,2\%$$

При выводе одного автотрансформатора в ремонт или аварийном выходе из строя коэффициент загрузки будет:

$$\beta = \frac{S_H \cdot 100\%}{S_{н.тр.}} = \frac{31412,81}{63000} = 0,5\%$$

При одновременной работе двух автотрансформаторов при зимних нагрузках коэффициент загрузки двух трансформаторов составит:

$$\beta = \frac{S_H \cdot 100\%}{2 \cdot S_{н.тр.}} = \frac{49325,76}{2 \cdot 63000} = 0,4\%$$

При выводе одного автотрансформатора в ремонт или аварийном выходе из строя коэффициент загрузки будет:

$$\beta = \frac{S_H \cdot 100\%}{S_{н.тр.}} = \frac{49325,76}{63000} = 0,8\%$$

При одновременной работе двух трансформаторов при летних нагрузках коэффициент загрузки двух трансформаторов составит:

$$\beta = \frac{S_H \cdot 100\%}{2 \cdot S_{н.тр.}} = \frac{2697,58}{2 \cdot 20000} = 0,07\%$$

При выводе одного трансформатора в ремонт или аварийном выходе из строя коэффициент загрузки будет:

$$\beta = \frac{S_H \cdot 100\%}{S_{н.тр.}} = \frac{2697,58}{20000} = 0,1\%$$

При одновременной работе двух трансформаторов при зимних нагрузках коэффициент загрузки двух трансформаторов составит:

$$\beta = \frac{S_H \cdot 100\%}{2 \cdot S_{н.тр.}} = \frac{10473,63}{2 \cdot 20000} = 0,3\%$$

При выводе одного трансформатора в ремонт или аварийном выходе из строя коэффициент загрузки будет:

$$\beta = \frac{S_H \cdot 100\%}{S_{н.тр.}} = \frac{10473,63}{20000} = 0,5\%$$

Полученные результаты удовлетворяют требованиям ПЭТ и обеспечивают бесперебойное электроснабжение потребителей [14]. Возможен вывод в ремонт одного силового трансформатора в летний период работы без ограничения потребителей. Электроснабжение потребителей в летний период возможно по схеме один трансформатор в работе, второй в резерве. При аварийном выходе из строя в зимний период одного из трансформаторов так же обеспечивается электроснабжением потребителей без ограничения.

Составим структурную схему подстанции.

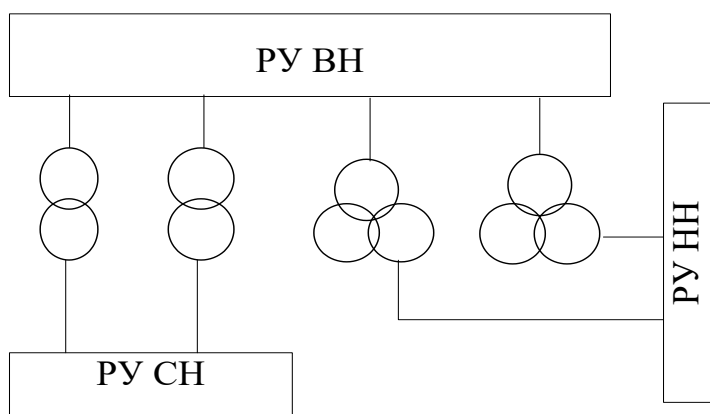


Рисунок 1 – Структурная схема подстанции

В структурную схему подстанции входят:

Распределительное устройство высокого напряжения 220 кВ.

Распределительное устройство среднего напряжения 110 кВ и 35 кВ.

Распределительное устройство низкого напряжения 10 кВ.

Четыре силовых трансформатора. Два двухобмоточных автотрансформатора и два трех обмоточных трансформатора.

## 5 СОСТАВЛЕНИЕ УПРОЩЕННОЙ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПС

Подача электроэнергии на подстанцию 220/110/35/10кВ «Светлая» осуществляется от энергосистемы 220 кВ, по воздушным линиям электропередач ВЛ-220 кВ «Зейская ГЭС» длиной 10,4 км. Конструкция ВЛ выполнена одноцепной и двухцепной на металлических и железобетонных опорах, по всей длине ВЛ защищена грозотросом.

Данная ПС относится к разряду транзитной подстанций. Поэтому на реконструируемой подстанции на вводах воздушных линий 220 кВ устанавливаем разъединители наружной установки и элегазовые выключатели. Реконструируемая подстанция с простой схемой, т.е. распределительное устройство высокого напряжения (220 кВ) состоит из первой системы шин (1СШ), второй системы шин (2СШ), поэтому предусматриваем установку двух секционных разъединителей наружной установки. 1СР со стороны 1СШ и 2СР со стороны 2СШ [30].

Напряжение 220 кВ на трансформаторы подаётся через элегазовый выключатель и разъединитель наружной установки. В качестве преобразователей напряжения устанавливаем два двух обмоточных автотрансформатора АДЦТН - 63000/220 кВ и два трех обмоточных трансформатора ТДТНГУ – 20000/220, ТДТНГ – 20000/220.

Распределительное устройство среднего напряжения (ОРУ – 110 кВ), состоит из первой системы шин (1СШ), второй системы шин (2СШ), поэтому предусматриваем установку разъединителей наружной установки, двух трансформаторных выключателей, секционного выключателя, трех линейных выключателя.

Распределительное устройство среднего напряжения (ОРУ-35 кВ), состоит из первой секции (1С), второй секции (2С), поэтому предусматриваем установку разъединителей наружной установки, двух трансформаторных выключателей, секционного выключателя, трех линейных выключателя.

Распределительное устройство низкого напряжения (КРУ-10 кВ) имеет комплект ячеек наружной установки с двумя трансформаторными вводами, секционным выключателем и отходящими фидерами потребителей.

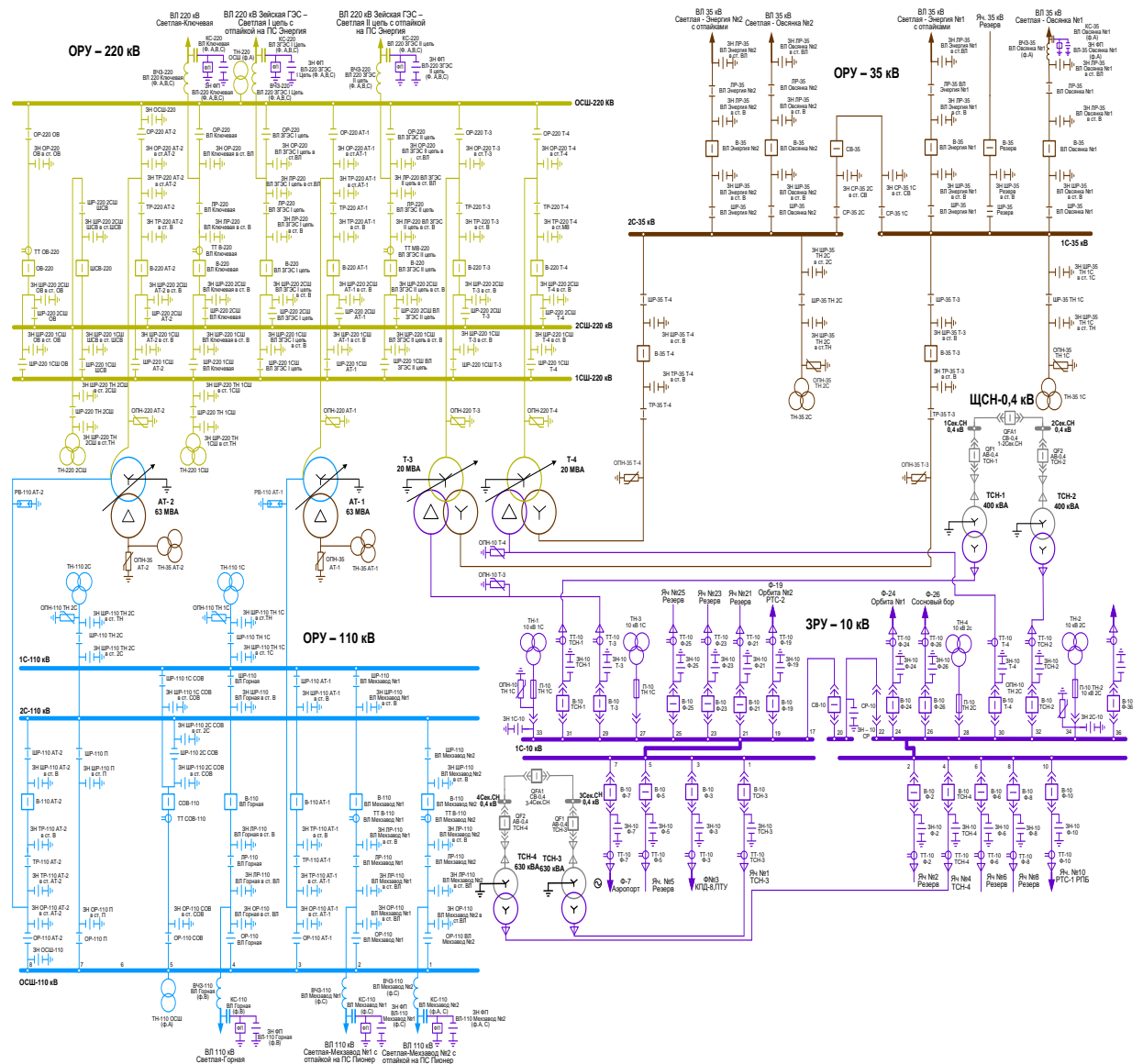


Рисунок 2 – Упрощенная принципиальная схема подстанции

## 6 РАСЧЁТ ТОКОВ КЗ

Расчёт токов короткого замыкания необходим для определения начального значения периодической составляющей полного тока трёхфазного КЗ, нахождение ударного тока, теплового импульса и для проверки электрооборудования на отключающую способность, а также термическую и электродинамическую устойчивость.

Расчёт начинается с вычерчивания расчётной схемы, это упрощённая однолинейная схема, в которую входят всё те же элементы, которые определяют величину тока КЗ (трансформатор, линия).

Далее вычерчивается схема замещения. Составление схемы замещения и расчет ее параметров выполняется в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98. Все элементы расчётной схемы заменяются индуктивными сопротивлениями, затем схема замещения упрощается относительно точки КЗ.

Расчёт будет проводиться в относительных единицах, поэтому принимаем базисную мощность  $S_б = 10000$  МВА и произведём расчёт сопротивлений схемы замещения по формулам [31]:

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_б}{S_{к.з}}, \quad (8)$$

где  $S_б$  – базисная мощность;

$S_{кз}$  – мощность короткого замыкания системы.

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{ВЛ} = 0,4 \cdot l_{(км)} \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (9)$$

где  $U_{cp}$  - среднее напряжение, на котором работает линия;

$l$  – протяженность линии.

Согласно п. 4.2.5.7. [21] при приближенных расчетах токов несимметричных КЗ для воздушных линий допускается рассчитывать сопротивление нулевой последовательности по упрощенным выражениям.

Сопротивление трансформатора:

$$x_T = \frac{x_T \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{H.T.}}, \quad (10)$$

где  $X_T\%$  - сопротивление обмоток трансформатора, %;

$S_{\delta}$  - базисная мощность;

$S_{H.T.}$  – номинальная мощность трансформатора.

Строим схему замещения:

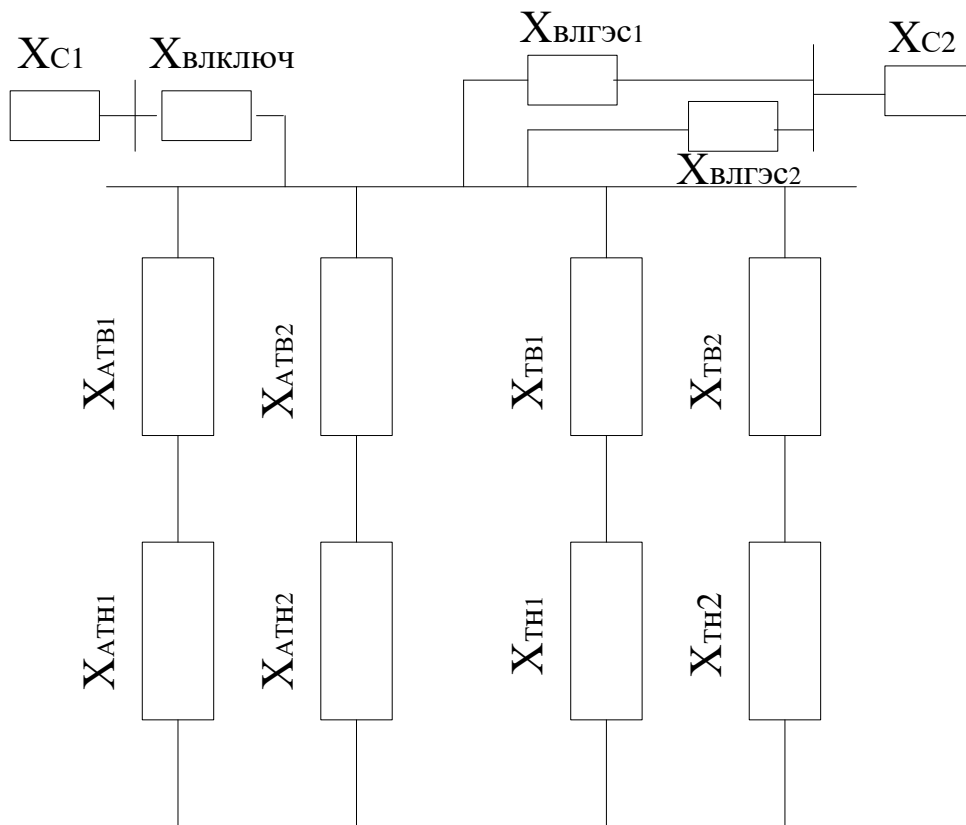


Рисунок 3 – Расчетная схема замещения подстанции

Определим сопротивление системы по формуле 8:

$$x_{c1,c2} = \frac{10000}{2100} = 4,8 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление ВЛ-220 кВ по формуле 9:

$$x_{ВЛКЛЮЧ} = 0,4 \cdot 110,2 \cdot \frac{10000}{230^2} = 8,38 \text{ о.е.}$$

$$x_{ВЛЗ.ГЭС1} = 0,4 \cdot 10,1 \cdot \frac{10000}{230^2} = 0,77 \text{ о.е.}$$

$$x_{ВЛЗ.ГЭС2} = 0,4 \cdot 10,4 \cdot \frac{10000}{230^2} = 0,79 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление трансформаторов для этого определим  $X\%$  обмоток по формуле:

$$\begin{aligned} x_B &= 0,5 \times (U_{KBC} \% + U_{KBH} \% - U_{KCH} \%) \\ x_C &= 0,5 \times (U_{KBC} \% + U_{KCH} \% - U_{KBH} \%), \\ x_H &= 0,5 \times (U_{KBH} \% + U_{KCH} \% - U_{KBC} \%) \end{aligned} \quad (11)$$

где  $U_{KBC} \%$ ;  $U_{KBH} \%$ ;  $U_{KCH} \%$  - паспортные данные трансформатора.

$$x_{ATB} = 0,5 \cdot (11,37\% + 36,28\% - 23,45\%) = 12,1\%$$

$$x_{ATC} = 0,5 \cdot (11,37\% + 23,45\% - 36,28\%) = 0\%$$

$$x_{ATH} = 0,5 \cdot (36,28\% + 23,45\% - 11,37\%) = 24,18\%$$

$$x_{T3B} = 0,5 \cdot (12,5\% + 6,22\% - 18,4\%) = 0,16\%$$

$$x_{T3C} = 0,5 \cdot (12,5\% + 18,4\% - 6,22\%) = 12,34\%$$

$$x_{T3H} = 0,5 \cdot (6,22\% + 18,4\% - 12,5\%) = 6,06\%$$

$$x_{T4B} = 0,5 \cdot (12,7\% + 6,08\% - 18,7\%) = 0,04\%$$

$$x_{T4C} = 0,5 \cdot (12,7\% + 18,7\% - 6,08\%) = 12,66\%$$

$$x_{T3H} = 0,5 \cdot (6,08\% + 18,7\% - 12,7\%) = 6,04\%$$

Далее по формуле 10 определим омическое сопротивление трансформаторов:

$$x_{ATB} = \frac{12,1\%}{100} \cdot \frac{10000}{63} = 19,21 \text{ о.е.}$$

$$x_{ATC} = 0$$

$$x_{ATH} = \frac{24,18\%}{100} \cdot \frac{10000}{63} = 38,38 \text{ о.е.}$$

$$x_{T3B} = \frac{0,16\%}{100} \cdot \frac{10000}{20} = 0,8 \text{ о.е.}$$

$$x_{T3C} = \frac{12,34\%}{100} \cdot \frac{10000}{20} = 61,7 \text{ о.е.}$$

$$x_{T3H} = \frac{6,06\%}{100} \cdot \frac{10000}{20} = 30,3 \text{ о.е.}$$

$$x_{T4B} = \frac{0,04\%}{100} \cdot \frac{10000}{20} = 0,2 \text{ о.е.}$$

$$x_{T4C} = \frac{12,66\%}{100} \cdot \frac{10000}{20} = 63,3 \text{ о.е.}$$

$$x_{T4H} = \frac{6,04\%}{100} \cdot \frac{10000}{20} = 30,2 \text{ о.е.}$$

Далее преобразуем схему замещения и расставим полученные расчетные данные.

Проведем развязку сопротивлений  $X_{C1}$ ;  $X_{ВЛ.КЛЮЧ}$  и приведем их к  $X_1$ .

$X_{C1}$  и  $X_{ВЛ.КЛЮЧ}$  соединены последовательно преобразуем в  $X_1$  по формуле:

$$X_1 = X_{C1} + X_{ВЛ.КЛЮЧ}, \quad (12)$$

$$X_1 = 8,38 + 4,8 = 13,18 \text{ о.е.}$$



Проведем развязку сопротивлений  $X_{ВЛ.ГЭС1}$ ;  $X_{ВЛ.ГЭС2}$  и приведем их к  $X_2$ .

$X_{ВЛ.ГЭС1}$  и  $X_{ВЛ.ГЭС2}$  соединены параллельно преобразуем в  $X_2$  по формуле :

$$X_2 = \frac{0,77 \times 0,79}{0,77 + 0,79} = 0,39 \text{ о.е.}$$

Проведем развязку сопротивлений  $X_{C2}$ ;  $X_2$  и приведем их к  $X_3$ .

$X_{C2}$  и  $X_2$  соединены последовательно преобразуем в  $X_3$  по формуле:

$$X_3 = X_2 + X_{C2}, \quad (13)$$

$$X_3 = 0,39 + 4,8 = 5,19 \text{ о.е.}$$

Проведем развязку сопротивлений  $X_{АТ1}$ ;  $X_{АТ2}$  и приведем их к  $X_4$ .

$X_{АТ1}$  и  $X_{АТ2}$  соединены параллельно преобразуем в  $X_4$  :

$$X_4 = \frac{12,1 \times 12,1}{12,1 + 12,1} = 6,05 \text{ о.е.}$$

Проведем развязку сопротивлений  $X_{АТН1}$ ;  $X_{АТН2}$  и приведем их к  $X_5$ .

$X_{АТН1}$  и  $X_{АТН2}$  соединены параллельно преобразуем в  $X_5$  :

$$X_5 = \frac{24,18 \times 24,18}{24,18 + 24,18} = 12,09 \text{ о.е.}$$

Проведем развязку сопротивлений  $X_{ТВ1}$ ;  $X_{ТВ2}$  и приведем их к  $X_6$ .

$X_{ТВ1}$  и  $X_{ТВ2}$  соединены параллельно преобразуем в  $X_6$  :

$$X_6 = \frac{0,16 \times 0,16}{0,16 + 0,16} = 0,08 \text{ о.е.}$$

Проведем развязку сопротивлений  $X_{ТН1}$ ;  $X_{ТН2}$  и приведем их к  $X_7$ .

$X_{ТН1}$  и  $X_{ТН2}$  соединены параллельно преобразуем в  $X_7$  :

$$X_7 = \frac{6,06 \times 6,06}{6,06 + 6,06} = 3,03 \text{ о.е.}$$

Проведем развязку сопротивлений  $X_4$ ;  $X_6$  и приведем их к  $X_8$ .

$X_4$  и  $X_6$  соединены параллельно преобразуем в  $X_8$  :

$$X_8 = \frac{6,05 \times 0,08}{6,05 + 0,08} = 0,08 \text{ о.е.}$$

Проведем развязку сопротивлений  $X_5$ ;  $X_7$  и приведем их к  $X_9$ .

$X_5$  и  $X_7$  соединены параллельно преобразуем в  $X_9$  :

$$X_9 = \frac{12,09 \times 3,03}{12,09 + 3,03} = 2,42 \text{ о.е.}$$

Далее преобразуем схему замещения и расставим полученные расчетные данные.

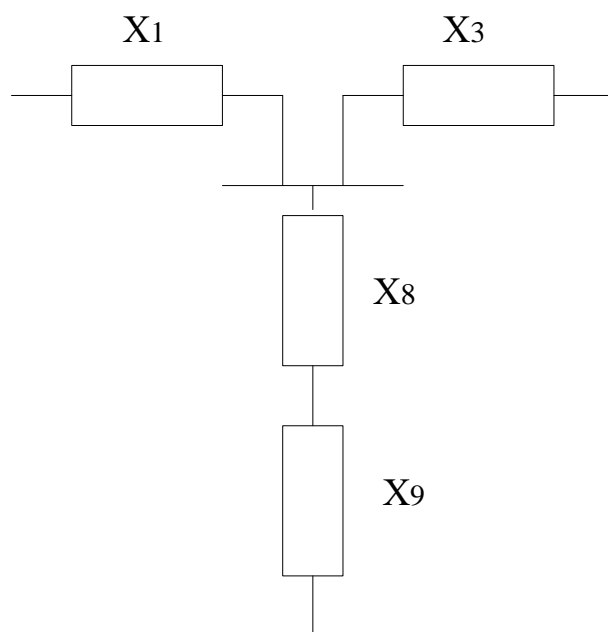


Рисунок 4 – Результаты преобразования

Произведем расчет тока короткого замыкания в точке  $K_1$  на шинах 220 кВ:

$$C_1 = \frac{X_{\text{эkv}}}{X_1}, \quad (14)$$

$$C_2 = \frac{X_{\text{эkv}}}{X_3}, \quad (15)$$

$$X_{10} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_1}, \quad (16)$$

$$X_{11} = \frac{X_{pez}}{C_2}, \quad (17)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}, \quad (18)$$

$$I_{\kappa 1.1} = \frac{1}{X_1} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (19)$$

$$I_{\kappa 1.2} = \frac{1}{X_3} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (20)$$

$$I_{\kappa 1} = I_{\kappa 1.1} + I_{\kappa 1.2}, \quad (21)$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{X_1 \cdot X_3}{X_1 + X_3}, \quad (22)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ кА}$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 25,1 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa 1.1} = \frac{1}{13,18} \cdot 25,1 = 1,9 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa 1.2} = \frac{1}{5,19} \cdot 25,1 = 4,8 \text{ кА}$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{13,18 \cdot 5,19}{13,18 + 5,19} = 3,72 \text{ о.е.}$$

$$X_{pez} = 3,72 + 5,19 = 8,91 \text{ о.е.}$$

$$C_1 = \frac{3,72}{13,18} = 0,28$$

$$C_2 = \frac{3,72}{5,19} = 0,72$$

$$X_{10} = \frac{8,91}{0,28} = 31,82 \text{ о.е.}$$

$$X_{11} = \frac{8,91}{0,72} = 12,38 \text{ о.е.}$$

Произведем расчет тока короткого замыкания в точке  $K_2$  на шинах 110 кВ по формуле (17):

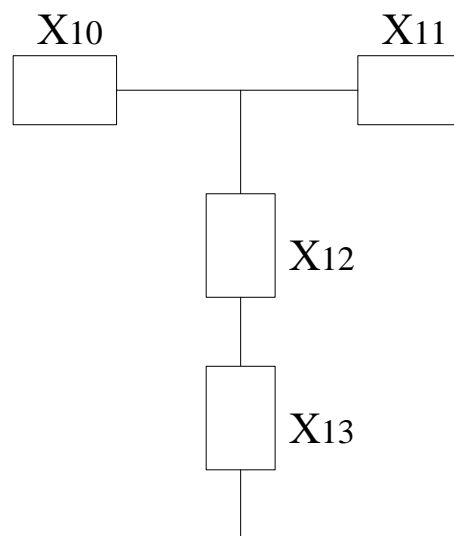


Рисунок 5 – Результат преобразования

$$I_{\bar{o}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ кА}$$

$$I_{к2.1} = \frac{1}{31,82} \cdot 50,2 = 1,58 \text{ кА}$$

$$I_{к2.2} = \frac{1}{12,38} \cdot 50,2 = 4,05 \text{ кА}$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{31,82 \cdot 12,38}{31,82 + 12,38} = 8,91 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{рез}} = 8,91 + 12,38 = 21,29 \text{ о.е.}$$

$$C_1 = \frac{8,91}{31,82} = 0,28$$

$$C_2 = \frac{8,91}{12,38} = 0,72$$

$$X_{12} = \frac{21,29}{0,28} = 76,04 \text{ о.е}$$

$$X_{13} = \frac{21,29}{0,72} = 29,57 \text{ о.е}$$

Произведем расчет тока короткого замыкания в точке К<sub>3</sub> на шинах 35 кВ по формуле 17:

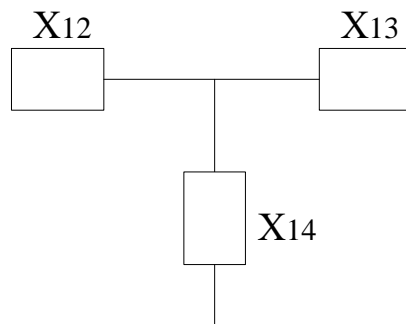


Рисунок 6 – Результат преобразования

$$I_{\sigma} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 149,96 \text{ кА}$$

$$I_{к3.1} = \frac{1}{76,04} \cdot 149,96 = 1,97 \text{ кА}$$

$$I_{к3.2} = \frac{1}{29,57} \cdot 149,96 = 5,07 \text{ кА}$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{78,89 \cdot 30,68}{78,89 + 30,68} = 22,09 \text{ о.е}$$

$$X_{\text{рез}} = 22,09 + 29,57 = 51,66 \text{ о.е}$$

$$C_1 = \frac{22,09}{78,89} = 0,28$$

$$C_2 = \frac{22,09}{30,68} = 0,72$$

$$X_{14} = \frac{51,66}{0,28} = 184,5 \text{ о.е}$$

$$X_{15} = \frac{51,66}{0,72} = 71,75 \text{ о.е}$$

Произведем расчет тока короткого замыкания в точке К<sub>4</sub> на шинах 10 кВ по формуле (17):

$$I_{\sigma} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524,86 \text{ кА}$$

$$I_{к4.1} = \frac{1}{184,5} \cdot 524,86 = 2,8 \text{ кА}$$

$$I_{к4.2} = \frac{1}{71,75} \cdot 524,86 = 7,3 \text{ кА}$$

$$I_{кз} = 2,8 + 7,3 = 10,1 \text{ кА}$$

Полученные результаты расчетов занесем в таблицу 4.

Таблица 4 – Токи короткого замыкания

Точка расчета	I <sub>кз</sub> кА
К1 шины 220 кВ	6,7
К2 шины 110 кВ	5,63
К3 шины 35 кВ	7,04
К4 шины 10 кВ	10,1

### 6.1 Нахождение ударного тока и теплового импульса

Определение токовых величин необходимо для дальнейшей проверки электрооборудования на электродинамическую и термическую устойчивость током короткого замыкания [24].

Ударный ток  $i_{уд}$  возникает через 0,01 с. После начала процесса короткого замыкания и является результатом нахождения периодической и аperiodической составляющих тока короткого замыкания. Под действием этого

тока происходят различные механические разрушения изоляторов, шин, аппаратов.

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз}, \quad (23)$$

где  $k_{уд}$  - ударный коэффициент, определяется исходя из элемента или части энергосистемы откуда приходит ток короткого замыкания. Принимается в соответствии с таб. 3.6 [21]

Определим ток ударный в расчетных точках короткого замыкания.

Ток ударный в точке  $K_1$  на шинах 220 кВ:

Для удобства расчета составим таблицу 5 с расчетными и справочными данными для 220 кВ.

Таблица 5 – Расчетные и справочные данные

Точка расчета	Расчетные данные	Справочные данные	
	$I_{кз}$ , кА	$k_{уд}$	$T_a$ , с
$K_1$ шины 220 кВ	6,7	1,608	0,02

$T_a$  – постоянная времени.

$$i_{уд1.1} = 1,41 \cdot 1,608 \cdot 1,9 = 4,31 \text{ кА}$$

$$i_{уд1.2} = 1,41 \cdot 1,608 \cdot 4,8 = 10,88 \text{ кА}$$

$$i_{уд1} = 4,31 + 10,88 = 15,19 \text{ кА}$$

Ток ударный в точке  $K_2$  на шинах 110 кВ.

Для удобства расчета составим таблицу 6 с расчетными и справочными данными для 110 кВ.

Таблица 6 – Расчетные и справочные данные

Точка расчета	Расчетные данные	Справочные данные	
	$I_{кз}, \text{кА}$	$K_{уд}$	$T_a, \text{с}$
$K_2$ шины 110 кВ	5,63	1,608	0,02

$$i_{уд2.1} = 1,41 \cdot 1,608 \cdot 1,58 = 3,58 \text{ кА}$$

$$i_{уд2.2} = 1,41 \cdot 1,608 \cdot 4,05 = 9,18 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} = 3,58 + 9,18 = 12,76 \text{ кА}$$

Ток ударный в точке  $K_3$  на шинах 35 кВ.

Для удобства расчета составим таблицу 7 с расчетными и справочными данными для 35 кВ.

Таблица 7 – Расчетные и справочные данные

Точка расчета	Расчетные данные	Справочные данные	
	$I_{кз}, \text{кА}$	$K_{уд}$	$T_a, \text{с}$
$K_3$ шины 35 кВ	7,04	1,82	0,05

$$i_{уд3.1} = 1,41 \cdot 1,82 \cdot 1,97 = 5,06 \text{ кА}$$

$$i_{уд3.2} = 1,41 \cdot 1,82 \cdot 5,07 = 13,01 \text{ кА}$$

$$i_{уд3} = 5,06 + 13,01 = 18,07 \text{ кА}$$

Ток ударный в точке  $K_4$  на шинах 10 кВ:

Таблица 8 – Расчетные и справочные данные

Точка расчета	Расчетные данные	Справочные данные	
	$I_{кз}, \text{кА}$	$K_{уд}$	$T_a, \text{с}$
$K_4$ шины 10 кВ	10,1	1,82	0,05



$$i_{y\partial 4.1} = 1,41 \cdot 1,82 \cdot 2,8 = 7,19 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 4.2} = 1,41 \cdot 1,82 \cdot 7,3 = 18,63 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 4} = 7,19 + 18,63 = 25,82 \text{ кА}$$

Критерием термической стойкости является разрешенная температура его нагрева токами короткого замыкания, поэтому проводник или аппарат следует считать термически стойкими, если их температура в процессе короткого замыкания не превышает допустимых величин.

Термическая стойкость оценивается при помощи величины пропорциональной количеству тепловой энергии, выделившейся из проводника при прохождении по нему тока – тепловым импульсом  $B_k$ , который определяется по формуле:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{рез} + t_{ов} + T_a), \quad (24)$$

где  $t_{рез}$  - время действия основной релейной защиты в данной цепи;

$t_{ов}$  - полное время отключения выключателя;

$T_a$  - принимается для большого  $I_{кз}$  из всех составляющих для данной точки.

Тепловой импульс в точке  $K_1$  на шинах 220 кВ:

Для удобства расчета составим таблицу 9 с расчетными и справочными данными для 220 кВ.

Таблица 9 – Расчетные и справочные данные

Точка расчета	Расчетные данные	Справочные данные		
		$I_{кз}$ кА	$t_{ов}$ с	$t_{рез}$ с
$K_1$ шины 220 кВ	6,7	0,08	2	0,02

$$I_{н.1} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (25)$$

$$I_{н.1} = \frac{20000 + 60000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 208,35 \text{ кА}$$

$$B_{к1} = 6,7^2 \cdot (2 + 0,08 + 0,02) = 94,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Тепловой импульс в точке К<sub>2</sub> на шинах 110 кВ:

Для удобства расчета составим таблицу 10 с расчетными и справочными данными для 110 кВ.

Таблица 10 – Расчетные и справочные данные

Точка расчета	Расчетные данные	Справочные данные		
	I <sub>кз</sub> кА	t <sub>ов</sub> с	t <sub>рез</sub> с	T <sub>а</sub> с
К <sub>2</sub> шины 110 кВ	5,63	0,08	2	0,02

$$I_{н.2} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 100,41 \text{ А}$$

$$B_{к2} = 5,63^2 \cdot (2 + 0,08 + 0,02) = 66,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Тепловой импульс в точке К<sub>3</sub> на шинах 35 кВ:

Для удобства расчета составим таблицу 11 с расчетными и справочными данными для 35 кВ.

Таблица 11 – Расчетные и справочные данные

Точка расчета	Расчетные данные	Справочные данные		
	I <sub>кз</sub> кА	t <sub>ов</sub> с	t <sub>рез</sub> с	T <sub>а</sub> с
К <sub>3</sub> шины 35 кВ	7,04	0,075	1,5	0,05

$$I_{н.3} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 944,75 \text{ А}$$

$$B_{к3} = 7,04^2 \cdot (1,5 + 0,075 + 0,05) = 80,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Тепловой импульс в точке К<sub>4</sub> на шинах 10 кВ:

Для удобства расчета составим таблицу 12 с расчетными и справочными данными для 10 кВ.

Таблица 12 – Расчетные и справочные данные

Точка расчета	Расчетные данные	Справочные данные		
		I <sub>кз</sub> , кА	t <sub>ов</sub> , с	t <sub>рез</sub> , с
К <sub>4</sub> шины 10 кВ	10,1	0,95	1	0,05

$$I_{н.4} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3306,6 \text{ А}$$

$$B_{к2} = 10,1^2 \cdot (1 + 0,05 + 0,95) = 204,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для удобства дальнейшего выбора силового оборудования результаты расчетов занесем в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов

Точка расчета	Результаты расчетов		
	I <sub>кз</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА	B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> с
К1 шины 220 кВ	6,7	15,19	94,27
К2 шины 110 кВ	5,63	12,76	66,56
К3 шины 35 кВ	7,4	18,07	80,54
К4 шины 10 кВ	10,1	25,82	204,02

## 7 ВЫБОР ОСНОВНОГО ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 7.1 Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат для размыкания цепей под напряжением без нагрузки. Предназначен для создания видимого разрыва цепи при выводе выключателя в ремонт.

Так же используется для переключений в схеме с двумя системами сборных шин.

Размыканию шин цепей производится при очень малых токах (ток холостого хода трансформатора, токи ТН), т.к. разъединители не имеют специальных дугогасительных устройств.

Существует большое разнообразие конструкций разъединителей: поворотного, подвесного, катящегося, понтографического, рубящего, тычного типа.

Выбор разъединителей производится:

- по конструкции;
- по роду установки;
- по напряжению  $U_{сети} \leq U_{н.р.}$ ;
- по току  $I_{раб.мах.} \leq I_{н.р.}$ ;
- по термической стойкости  $BK_{расч.} \leq BK_{доп.} (I_t^2 / t_T)$ ;
- по электродинамической стойкости  $i_{уд} \leq i_{дин.р.}$ .

Рассмотрим компоновку ОРУ – 220 кВ:

ОРУ-220 кВ состоит из первой, второй и обходной системы шин на которых устанавливаем три линейных, девятнадцать шинных, восемь обходных, четыре трансформаторных разъединителя наружной установки.

Рассмотрим компоновку ОРУ – 110.

ОРУ-110 кВ состоит из первой, второй и обходной системы шин на которых устанавливаем три линейных, десять шинных, семь обходных, два

трансформаторных разъединителя наружной установки.

На ОРУ-35 кВ устанавливаем четыре линейных разъединителя наружной установки.

Компоновка КРУ-35 установку разъединителей не требует, так как КРУ-35 кВ, выполнен ячейками серии К-359АТ имеющими выкатные элементы с контактами тычного типа.

Компоновка распределительного устройства 10 кВ установку разъединителей не требует, так как КРУ-10 кВ, выполнен ячейками серии К-59-ХЛ1 имеющими выкатные элементы с контактами тычного типа.

Токовая нагрузка цепи:

- трансформаторная цепь АТ<sub>1</sub>, АТ<sub>2</sub>, Т<sub>3</sub>, Т<sub>4</sub>, I<sub>н1</sub>

$$S_{п.ст.} (\text{лето}) = 126729,41 \text{ кВА};$$

$$S_{п.ст.} (\text{зима}) = 154571,19 \text{ кВА};$$

$$I_{сист.мах} = \frac{126729,41 + 154571,19}{\sqrt{3} \cdot 220} = 738,22 \text{ А}$$

Для всех цепей применяем разъединитель наружной установки и горизонтального поворотного типа с разъединительными ножами РН П – СЭЩ 220/1250 УХЛ1.

Таблица 14 – Выбор разъединителя РН П – СЭЩ 220/1000 УХЛ1

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	Вк, $кА^2 \cdot с$
Паспорт	220	1250	80	2976,8
Расчёт	220	738,22	15,19	94,27

Токовая нагрузка цепи:

- трансформаторная цепь АТ<sub>1</sub>, АТ<sub>2</sub>, I<sub>н2</sub>

$$S_{п.ст.} (\text{лето}) = 31412,81 \text{ кВА};$$

$$S_{п.ст.} (\text{зима}) = 49325,76 \text{ кВА};$$

$$I_{сист.мах} = \frac{31412,81 + 49325,76}{\sqrt{3} \cdot 110} = 423,77 \text{ А}$$

Для всех цепей применяем разъединитель наружной установки и горизонтального поворотного типа с разъединительными ножами РН П – СЭЩ 110/1250 УХЛ1.

Таблица 15 – Выбор разъединителя РН П – СЭЩ 110/1000 УХЛ1

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	Вк, $кА^2 \cdot с$
Паспорт	110	1250	80	2976,8
Расчёт	110	416,7	12,76	66,56

Выберем разъединитель РУ-35 кВ.

Токовая нагрузка цепей:

- трансформаторная цепь  $T_3, T_4, I_{н3}$

- линейные цепи

$S_{п.ст.} (лето) = 2697,58$  кВА;

$S_{п.ст.} (зима) = 10473,63$  кВА;

$$I_{сист.мах} = \frac{2697,58 + 10473,63}{\sqrt{3} \cdot 35} = 217,27 \text{ (А)}$$

Для всех цепей применяем разъединитель наружной установки и горизонтального поворотного типа с разъединительными ножами РГП – СЭЩ 35/1000 УХЛ1.

Таблица 16 – Выбор разъединителя РГП СЭЩ - 35/1000 УХЛ1

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	Вк, $кА^2 \cdot с$
Паспорт	35	1000	50	1200
Расчёт	35	12,44	18,07	80,54

## 7.2 Выбор выключателей

Выключатель является основным коммутационным аппаратом на подстанции. Он способен коммутировать цепи в любых режимах.

Наиболее ответственным является отключение тока короткого замыкания и включение на существующие короткое замыкание.

Существует большое многообразие типов выключателей, но всех их объединяет наличие дугогасительного устройства, привода, корпуса, изоляционные конструкции и токоведущие элементы.

По принципу гашения дуги выключатели делят:

- масляные баковые – МКП, У, С – 35;
- элегазовые – ВГГ, ВЭБ, ВГБМ;
- маломасляные – ВК, ВМП, ВМГ, ВПМ, МГ, ВМТ;
- воздушные – ВВГ, ВВБ, ВВН, ВНВ;
- вакуумные – ВВТЭ, ВВК;
- выключатели нагрузки ВН – 16, ВН – 18.

Расчетным видом короткого замыкания при проверке электрических аппаратов на коммутационную способность может быть как трехфазное, так и однофазное, в зависимости от того какой ток при этом имеет большее значение [13].

Выбор выключателей производится:

- по конструкции в системе дугогашения;
- по приводу;
- по напряжению  $U_{сети} \leq U_{н.в.}$  ;
- по току  $I_{р.мах} \leq I_{н.в.}$  ;
- по термической стойкости  $BK_{расч.} \leq BK_{дон} (I_T^2 \cdot t_T)$  ;
- по электродинамической стойкости  $i_{уд} \leq i_{дин.в.}$  ;
- по отключающей способности  $I_{кз.} \leq I_{н.откл.}$  .

Рассмотрим ОРУ-220 кВ.

Распределительное устройство 220 кВ включает в себя установку четырех (4) трансформаторных, трех (3) линейных, одного (1) шинного и одного (1) обходного выключателей.

Для проектируемой подстанции выбираем установку элегазовых выключателей наружной установки типа ВЭБ – 220 III – 50/2500 УХЛ1 с приводом ППВ.

Таблица 17 – Выбор выключателя ВЭБ – 220

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	Вк, $кА^2 \cdot с$	Откл. способн.
Паспорт	220	2000	50	7500	25
Расчёт	220	738,22	15,19	94,27	6,7

Рассмотрим ОРУ-110 кВ.

Распределительное устройство 110 кВ включает в себя установку двух (2) трансформаторных, трех (3) линейных, и одного (1) соединительно – обходного выключателей.

Для проектируемой подстанции выбираем установку элегазовых выключателей наружной установки типа ВГТ – 110 III – 40/3150 ХЛ1 с приводом ППрК – 2400С УХЛ1.

Таблица 18 – Выбор выключателя ВГТ – 110

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	Вк, $кА^2 \cdot с$	Отключающая способность
Паспорт	110	3150	40	4800	25
Расчёт	110	416,7	12,76	66,56	5,63

Рассмотрим КРУ-35 кВ.

Комплектное распределительное устройство типа К-359-ХЛ1 35 кВ включает в себя установку пять линейных, двух трансформаторных, одного секционного выключателей.

Для проектируемой подстанции выбираем установку вакуумных выключателей типа ВГБ-35/УХЛ1,Т1 с встроенным приводом.



Таблица 19 – Выбор выключателя ВГБ-35/630УХЛ1

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	Вк, $кА^2 \cdot с$	Отключающая способность
Паспорт	35	630	35	3675	12,5
Расчёт	35	12,44	18,07	80,54	7,04

Рассмотрим КРУ-10 кВ.

Комплектное распределительное устройство наружной установки типа К-59-ХЛ1 10 кВ включает в себя установку четырнадцати линейных, двух трансформаторных, одного секционного, четырех трансформаторов собственных нужд выключателей.

Для проектируемой подстанции выбираем установку вакуумных выключателей на выкатных тележках ячеек К-59 типа ВБУ ЭЗ – 10 – 20/1600/У2.

Исходя из полученных результатов токовой загрузки цепи 10 кВ принимаем к установке в присоединения трансформаторные, секционные и линейные выключатели ВБУ ЭЗ – 10 – 20/1600/У2 с максимальным током 1600 А.

Таблица 20 – Выбор выключателя ВБУ ЭЗ – 10

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	Вк, $кА^2 \cdot с$	Отключающая способность
Паспорт	10	1600	31,5	2976,75	20
Расчёт	10	330,6	26	204,02	10,1

### 7.3 Выбор шин и изоляторов

Основное электрооборудование электростанций и подстанций (генераторы, трансформаторы) и аппараты в этих целях (выключатели, разъединители, ТТ, ТН) соединяются между собой проводниками разного типа,

которые образуют токоведущие части электроустановки- шины.

По назначению шины делят на: сборные и соединительные.

По конструкции: жесткие, гибкие, пофазноэкранированные, шинные мосты.

Жесткие применяются в РУ с ограниченным объёмом – ЗРУ, КРУ, КРУН, ГРУ выполняются в виде полос прямоугольного сечения (алюминий, медь), полосы крепятся на фарфоровых опорных изоляторах.

Шина может находиться на изоляторе плашмя шин на ребро, в пакете может находиться две или три полосы. Изоляторы могут располагаться вертикально, горизонтально или в вершинах равностороннего прямоугольного треугольника.

Гибкие шины применяются в основном в ОРУ, выполняются проводом АС или АСО и крепятся посредством гирлянд подвесных изоляторов к линейным и шинным порталам.

На большие токи применяются шины коробчатого сечения два швеллера.

Соединительные шины выбираются по экономической плотности тока и проверяются:

- на нагрев  $I_{раб.мах} \leq I_{дл.доп.}$ ;
- на термическую устойчивость  $S_{min.мм^2} \leq S_{шины.мм^2} (сечение)$ ;
- на электродинамическую устойчивость (механический расчёт только для жестких шин);
- по условию коронирования (только для гибких шин напряжением 220 кВ и выше).

Сборные шины выбираются по нагреву, а проверяются аналогично.

Рассмотрим цепь ввода и сбора шины 10 кВ.

$$I_{ном1} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1049,72 \text{ (A)}$$

Принимаем алюминиевую шину коробчатого сечения:

$$2 \times (75 \times 35 \times 5,5)$$

$$S_{\text{сеч}} = 695 \text{ мм}^2$$

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дл.доп.}}$$

$$I_{\text{раб.мах.}} = 1,5 \cdot I_{\text{НОМ1}}, \quad (26)$$

$$I_{\text{раб.мах.}} = 1,5 \cdot 1049,72 = 1574,58 \text{ А}$$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 2670 \text{ А справочные данные}$$

Проверим шины на термическую устойчивость:

$$S_{\text{min.мм}^2} \leq S_{\text{шины.мм}^2}$$

$$S_{\text{min}} = \frac{1}{c} \cdot \sqrt{W_{\text{к3}} \cdot 10^6}, \quad (27)$$

где  $c = 88$  – справочные данные;

$W_{\text{к}} –$  тепловой импульс в точке  $K_4 = 204,02 \text{ (кА}^2\text{с)}$

$$S_{\text{min}} = \frac{1}{88} \cdot \sqrt{204,02 \cdot 10^6} = 162,31 \text{ мм}^2$$

$162,31 \text{ мм}^2 < 695 \text{ мм}^2$  – выбранные шины удовлетворяют.

Проверим на электродинамическую устойчивость:

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (28)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ток ударный в точке  $K_4 = 25,82 \text{ кА}$ ;

$a$  – справочные данные = 0,2.

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{25,82^2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 5773,55 \text{ Н / м}$$

Выбираем опорные изоляторы 10 кВ, ИОР 10 – 3,75 УХЛ Т2

$$F_{\text{расч.}} \leq F_{\text{доп}}$$

$$F_{\text{расч.}} = f \cdot l, \tag{29}$$

$$F_{\text{расч.}} = 5773,55 \cdot 1,6 = 9237,68 \text{ Н}$$

$$F_{\text{разр.}} = 3750 \text{ Н}$$

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр.}}, \tag{30}$$

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

$$F_{\text{расч.}} 9237,68 \leq F_{\text{доп}} 2250$$

Результаты проверки удовлетворяют требованиям, принимаем к установке опорные изоляторы ИОР 10 – 3,75 УХЛ Т2.

Выбираем проходные изоляторы 10кВ, ИП-10/1000-7,5УЗ.

$$F_{\text{расч.}} \leq F_{\text{доп}}$$

$$F_{\text{расч.}} = 0,5 \cdot f \cdot l, \tag{31}$$

$$F_{\text{расч.}} = 0,5 \cdot 5773,55 \cdot 1,2 = 577,36 \text{ Н}$$

$$F_{\text{разр.}} = 7500 \text{ Н}$$

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}$$

$$F_{\text{расч.}} 577,36 \leq F_{\text{доп}} 4500$$

Результаты проверки удовлетворяют требованиям, принимаем к установке проходные изоляторы ИП-10/1000-7,5УЗ.

Рассмотрим цепь ввода и сбора шины 35 кВ:

$$I_{\text{ном1}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 299,9 \text{ А}$$

Принимаем алюминиевую шину коробчатого сечения:

$$2 \times (75 \times 35 \times 5,5)$$

$$S_{\text{сеч}} = 4640 \text{ мм}^2$$

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дл.доп.}}$$

По формуле (26) найдем  $I_{\text{раб.мах.}}$

$$I_{\text{раб.мах.}} = 1,5 \cdot 299,9 = 449,88 \text{ А}$$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 2670 \text{ А} \text{ справочные данные}$$

Проверим шины на термическую устойчивость:

$$S_{\text{тпн.мм}^2} \leq S_{\text{шины.мм}^2}$$

По формуле (27) найдем  $S_{\text{min}}$

где  $c = 88$  – справочные данные;

$W_k$  – тепловой импульс в точке  $K_3 = 80,54 \text{ кА}^2\text{с}$

$$S_{\text{min}} = \frac{1}{88} \cdot \sqrt{80,54 \cdot 10^6} = 101,98 \text{ мм}^2$$

$101,98 \text{ мм}^2 < 695 \text{ мм}^2$  – выбранные шины удовлетворяют.

Проверим на электродинамическую устойчивость:

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (32)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ток ударный в точке  $K_3 = 18,07 \text{ кА}$ ;

а – справочные данные = 0,2 [33].

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{18,07^2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 2827,79 \text{ Н / м}$$

Выбираем опорные изоляторы 35 кВ, ИОС 35 – 500 – 01 УХЛ Т1.

$$F_{\text{расч.}} \leq F_{\text{доп}}$$

По формуле (29) найдем  $F_{\text{расч}}$

$$F_{\text{расч.}} = 2827,79 \cdot 1,6 = 4526,46 \text{ Н}$$

$$F_{\text{разр.}} = 5000 \text{ Н}$$

По формуле (30) найдем  $F_{\text{доп}}$

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н}$$

$$F_{\text{расч.}} 4526,46 \leq F_{\text{доп}} 3000$$

Результаты проверки удовлетворяют требованиям, принимаем к установке опорные изоляторы ИОС 35 – 500 – 01 УХЛ Т1.

Выбираем проходные изоляторы 35 кВ, ИП – 35/1000 – 7,5 УХЛ1.

$$F_{\text{расч.}} \leq F_{\text{доп}}$$

По формуле (31) находим  $F_{\text{расч}}$

$$F_{\text{расч.}} = 0,5 \cdot 2827,79 \cdot 1,6 = 2262,23 \text{ Н}$$

$$F_{\text{разр.}} = 7500 \text{ Н}$$

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}$$

$$F_{\text{расч.}} 2262,23 \leq F_{\text{доп}} 4500$$

Результаты проверки удовлетворяют требованиям, принимаем к установке проходные изоляторы, ИП – 35/1000 – 7,5 УХЛ1.

Рассмотрим цепь ввода 110 кВ.

Принимаем к установке провод АС – 240/39.

$$I_{\text{доп.}} = 610 \text{ А}; S_{\text{min.}} = 240 \text{ мм}^2$$

Проверим провод на термическую устойчивость по формуле (27):

$$S_{\min.мм^2} \leq S_{\text{шины.мм}^2}$$

$$S_{\min} = \frac{1}{88} \cdot \sqrt{66,56 \cdot 10^6} = 26,2 \text{ мм}^2$$

где  $c = 88$  – справочные данные;

$V_k$  – тепловой импульс в точке  $K_2 = 66,56 \text{ кА}^2\text{с}$

Определяем максимальное значение критической напряженности электрического поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{пр}}}} \right), \quad (33)$$

где  $m$  – коэффициент шероховатости (справочные данные = 0,82)

$$r_{\text{пр.}} = \frac{d_{\text{пр}}}{20}, \quad (34)$$

$$r_{\text{пр.}} = \frac{21,6}{20} = 1,1 \text{ см}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,1}} \right) = 31,9 \text{ кВ/см}$$

Определяем напряженность электрического поля около поверхности провода.

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}} \cdot \lg \left( \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} \right)}, \quad (35)$$

$$D_{\text{ср.}} = 1,26 \cdot D, \quad (36)$$

$$D_{cp.} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,1 \cdot \lg\left(\frac{756}{1,1}\right)} = 13,05 \text{ кВ/см}$$

Провод не будет коронировать, если соблюдается условие:

$$1,07 \cdot E < 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 13,05 = 13,96 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 31,9 = 28,7 \text{ кВ/см}$$

Выбранный провод удовлетворяет требованиям.

По формуле (28) проверим на электродинамическую устойчивость:

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{12,76^2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 1410,04 \text{ Н/м}$$

где  $i_{уд}$  – ток ударный в точке  $K_2 = 12,76$  кА;

$a$  – справочные данные = 0,2.

Выбираем подвесные изоляторы 110 кВ, ЛК – 70/110 – XII УХЛ1.

$$F_{расч.} \leq F_{доп}$$

По формуле (29) найдем  $F_{расч}$

$$F_{расч.} = 1410,04 \cdot 5 = 7050,2 \text{ (Н)}$$

$$F_{разр.} = 70 \text{ (кН)}$$

По формуле (30) найдем  $F_{доп}$

$$F_{доп.} = 0,6 \cdot 70000 = 42000 \text{ (Н)}$$

$$F_{расч.} 7050,2 \leq F_{доп} 42000$$

Результаты проверки удовлетворяют требованиям, принимаем к установке подвесные изоляторы ЛК – 70/110 – XII УХЛ1.

Выбираем опорные изоляторы 110 кВ, ОСК 10 – 110 – А – 2 УХЛ1.

$$F_{расч.} \leq F_{доп}$$

По формуле (31) находим  $F_{расч}$

$$F_{расч.} = 0,5 \cdot 1410,04 \cdot 32 = 22560,64 \text{ Н}$$



$$F_{\text{разр.}} = 70 \text{ кН}$$

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot 70000 = 42 \text{ кН}$$

$$F_{\text{расч.}} 22560,64 \leq F_{\text{доп.}} 42000$$

Результаты проверки удовлетворяют требованиям, принимаем к установке проходные изоляторы, ОСК 10 – 110 – А – 2 УХЛ1.

Рассмотрим цепь ввода 220 кВ.

Принимаем к установке провод АС – 300/39.

$$I_{\text{доп.}} = 710 \text{ А}; S_{\text{min.}} = 300 \text{ мм}^2$$

Проверим провод на термическую устойчивость по формуле (27):

$$S_{\text{min.}} \cdot \text{мм}^2 \leq S_{\text{шины}} \cdot \text{мм}^2$$

$$S_{\text{min}} = \frac{1}{88} \cdot \sqrt{94,27 \cdot 10^6} = 110,33 \text{ мм}^2$$

где  $V_k$  – тепловой импульс в точке  $K_1 = 94,27 \text{ кА}^2\text{с}$

По формуле (33) определяем максимальное значение критической напряженности электрического поля.

По формуле (34) найдем  $r_{\text{пр}}$ :

$$r_{\text{пр.}} = \frac{24}{20} = 1,2 \text{ см}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,6 \text{ кВ/см}$$

По формуле (35) определяем напряженность электрического поля около поверхности провода.

По формуле (36) найдем  $D_{\text{ср}}$ :

$$D_{\text{ср.}} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{1,2 \cdot \lg\left(\frac{756}{1,2}\right)} = 24,23 \text{ кВ/см}$$

Провод не будет коронировать, если соблюдается условие:

$$1,07 \cdot E < 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 24,23 = 25,93 \text{ кВ / см} < 0,9 \cdot 31,6 = 28,44 \text{ кВ / см}$$

Выбранный провод удовлетворяет требованиям.

По формуле (28) проверим на электродинамическую устойчивость:

где  $i_{уд}$  – ток ударный в точке  $K_1 = 15,19$  кА;

$a$  – справочные данные = 0,2.

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{15,19^2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 2007,4 \text{ Н / м}$$

Выбор изоляторов необходимо производить согласно Р.Д 34.51.101-90 «Инструкции по выбору изоляции электроустановок» [22].

Выбираем подвесные изоляторы 220 кВ, ЛК – 70/220 – VII УХЛ1.

$$F_{расч.} \leq F_{доп}$$

По формуле (29) найдем  $F_{расч}$

$$F_{расч.} = 2007,4 \cdot 6,5 = 13048,1 \text{ Н}$$

$$F_{разр.} = 70 \text{ кН}$$

По формуле (30) найдем  $F_{доп}$

$$F_{доп.} = 0,6 \cdot 70000 = 42000 \text{ Н}$$

$$F_{расч.} 13048,1 \leq F_{доп} 42000$$

Результаты проверки удовлетворяют требованиям, принимаем к установке подвесные изоляторы ЛК – 70/220 – VII УХЛ1.

Выбираем опорные изоляторы 220 кВ, ОСК 10 – 220 – А – 4 УХЛ1.

$$F_{расч.} \leq F_{доп}$$

По формуле (31) находим  $F_{расч}$

$$F_{расч.} = 0,5 \cdot 2007,4 \cdot 53 = 5319,61 \text{ Н}$$

$$F_{разр.} = 10 \text{ кН}$$

$$F_{доп.} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ кН}$$

$$F_{расч.} 5319,61 \leq F_{доп} 6000$$

Результаты проверки удовлетворяют требованиям, принимаем к установке проходные изоляторы, ОСК 10 – 220 – А – 4 УХЛ1.

#### 7.4 Выбор трансформаторов тока

В измерительных цепях трансформаторы тока используются для расширения пределов измерения по току и изоляции измерительных цепей РЗ от сети высокого напряжения.

Первичная обмотка трансформатора тока (ТТ) включена последовательно жазимами Л1, Л2 в рассечку фазы. Нагрузка ТТ является токовой цепью измерительных приборов, которые соединяются последовательно и подключаются к жазимам U1, U2.

Трансформаторы тока бывают встроенными в вводы выключателей и силовых трансформаторов (ТВ, ТВТ), шинными (ТШП), внутренней или наружной установки с фарфоровой (ТФЗМ) или эпоксидной (ТПЛ, ТВН) изоляцией.

Выбор трансформатора тока производится:

- по типу установки;
- по току  $I_{раб.} \leq I_{н.ТТ}$  ;
- по напряжению  $U_{н.сети} \leq U_{н.ТТ}$  ;
- по термической стойкости  $Bk_{расч.} \leq Bk_{дон.ТТ}$  ;
- по электродинамической стойкости  $i_{уд.} \leq i_{дин.ТТ}$  ;
- по вторичной нагрузке  $S_{расч.} \leq S_{ном.ТТ}$  .

На начальном этапе расчетов необходимо задаться приборами, которые будут работать в цепях проектируемой подстанции.

Для наглядности составим измерительную схему.

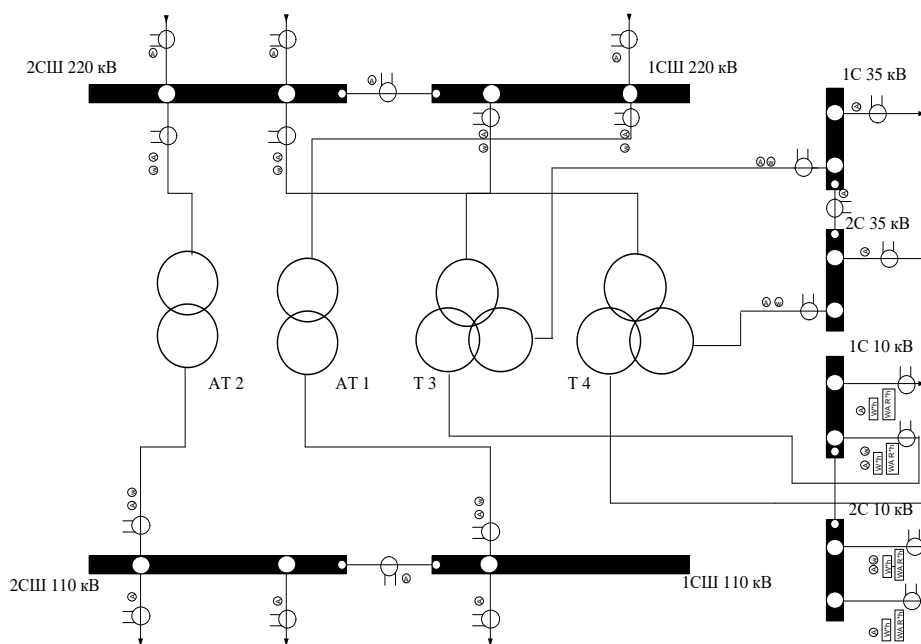


Рисунок 7 – Измерительная схема

Рассмотрим токовые цепи 10 кВ.

Для удобства расчетов составим таблицу линейных токов 10 кВ.

Таблица 21 - Линейные токи 10 кВ

Наименование	$U_{\text{ном.}}$ кВ	$I_{\text{ном.}}$ летний режим А	$I_{\text{ном.}}$ зимний режим А
Ф7	10	9,81	29,20
Ф3	10	4,80	6,80
Ф19	10	3,14	14,70
Ф24	10	8,56	14,60
Ф26	10	12,80	25,30
Ф36	10	4,40	12
Итого ток по секциям		43,51	102,6

Для отходящих фидеров используем ТОЛ – СЭЩ – 10 внутренней установки с литой изоляцией.

Таблица 22 – Выбор трансформатора тока ТОЛ – СЭЩ – 10

	$U$ , кВ	$I$ , А	$i_{\text{дин}}$ , кА	$Вк$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Паспорт	10	100	100	400
Расчёт	10	29,20	25,82	204,02

Таблица 23 – Выбор трансформатора тока ТОЛ – СЭЩ – 10

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	$Вк, кА^2 \cdot с$
Паспорт	10	100	100	400
Расчёт	10	6,80	25,82	204,02

Таблица 24 – Выбор трансформатора тока ТОЛ – СЭЩ – 10

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	$Вк, кА^2 \cdot с$
Паспорт	10	100	100	400
Расчёт	10	14,70	25,82	204,02

Таблица 25 – Выбор трансформатора тока ТОЛ – СЭЩ – 10

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	$Вк, кА^2 \cdot с$
Паспорт	10	100	100	400
Расчёт	10	14,60	25,82	204,02

Таблица 26 – Выбор трансформатора тока ТОЛ – СЭЩ – 10

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	$Вк, кА^2 \cdot с$
Паспорт	10	100	100	400
Расчёт	10	25,30	25,82	204,02

Таблица 27 – Выбор трансформатора тока ТОЛ – СЭЩ – 10

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	$Вк, кА^2 \cdot с$
Паспорт	10	100	100	400
Расчёт	10	12	25,82	204,02

Рассмотрим токовые цепи 35 кВ.

Для удобства расчетов составим таблицу линейных токов 35 кВ:

Таблица 28 - Линейные токи 35 кВ

Наименование	$U_{\text{ном.}}$ кВ	$I_{\text{ном.}}$ летний режим А	$I_{\text{ном.}}$ зимний режим А
Свет.-Овс.№1	35	12,42	18,20
Свет.-Овс.№2	35	7	25,50
Свет.-Энер.№1	35	12	62,10
Свет.-Энер.№2	35	0,70	37,90
Итого ток по секциям		32,12	143,7

Для отходящих линий используем встроенный в ВГБ – 35/УХЛ1 Т1 трансформатор тока.

Таблица 29 – Выбор трансформатора тока

	$U$ , кВ	$I$ , А	$i_{\text{дин}}$ , кА	$Вк$ , $кА^2 \cdot с$
Паспорт	35	630	80	350
Расчёт	35	12,42	18,07	80,54

Таблица 30 – Выбор трансформатора тока

	$U$ , кВ	$I$ , А	$i_{\text{дин}}$ , кА	$Вк$ , $кА^2 \cdot с$
Паспорт	35	630	80	350
Расчёт	35	25,50	18,07	80,54

Таблица 31 – Выбор трансформатора тока

	$U$ , кВ	$I$ , А	$i_{\text{дин}}$ , кА	$Вк$ , $кА^2 \cdot с$
Паспорт	35	630	80	350
Расчёт	35	62,10	18,07	80,54

Таблица 32 – Выбор трансформатора тока

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	$Вк, кА^2 \cdot с$
Паспорт	35	630	80	350
Расчёт	35	37,90	18,07	80,54

Для удобства расчетов составим таблицу линейных токов 110 кВ.

Таблица 33 - Линейные токи 110 кВ

Наименование	U <sub>ном.</sub> кВ	I <sub>ном.</sub> летний режим А	I <sub>ном.</sub> зимний режим А
Свет.-Горная	110	22,76	35,80
Свет.-Мех.З.№1	110	77,80	119,20
Свет.-Мех.З.№2	110	64,51	104,20
Итого ток по секциям		165,07	259,2

На стороне 110 кВ используем трансформатор тока наружной установки в фарфоровом корпусе элегазовой изоляции ТРГ – УЭТМ – 110.

Таблица 34 - Выбор трансформатора тока ТРГ – УЭТМ – 110

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	$Вк, кА^2 \cdot с$
Паспорт	110	150	40	160
Расчёт	110	35,80	12,76	66,56

Таблица 35 – Выбор трансформатора тока ТРГ – УЭТМ – 110

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	$Вк, кА^2 \cdot с$
Паспорт	110	150	40	160
Расчёт	110	119,20	12,76	66,56

Таблица 36 – Выбор трансформатора тока ТРГ – УЭТМ – 110

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	$V_k, кА^2 \cdot с$
Паспорт	110	150	40	160
Расчёт	110	104,20	12,76	66,56

Рассмотрим токовые цепи 220 кВ.

Для удобства расчетов составим таблицу линейных токов 220 кВ.

Таблица 37 - Линейные токи 6 кВ

Наименование	$U_{ном.}$ кВ	$I_{ном.}$ летний режим А	$I_{ном.}$ зимний режим А
Свет.-Ключ.	220	243,35	249
Итого ток по секциям		243,35	249

Для отходящей линий используем встроенный трансформатор тока ТВГ – 220.

Таблица 38 – Выбор трансформатора тока ТВГ – 220

	U, кВ	I, А	$i_{дин}$ , кА	$V_k, кА^2 \cdot с$
Паспорт	220	800	150	1100
Расчёт	220	249	15,19	94,27

### 7.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения используется для расширения пределов измерения по напряжению (то есть для преобразования высокого напряжения в стандартную величину  $200В$  или  $200/\sqrt{3} В$ ) и изоляции измерительных цепей и цепей РЗ от сети высокого напряжения.

Первичная обмотка ТН может включиться на линейное или фазное напряжение сети, нагрузкой ТН является цепи напряжения измерительных приборов, которые соединяют между собой параллельно и подключают к



зажимаем вторичной обмотки ТН (чем больше нагрузка ТН, тем более в низком классе точности работает).

Трансформаторы напряжения бывают однофазными и трёхфазными с масляной и литой изоляцией – НОМ, ЗНОМ, НОЛ, ЗНОЛ, НТМИ, НКФ, НДЕ, НАМИ.

Выбор ТН производится:

- по напряжению  $U_{н.сети} \leq U_{н.ТН}$  ;
- по конструкции и схеме соединения обмоток (звезда, открытый треугольник, разомкнутый).

Составим схему измерения для трансформаторов напряжения:

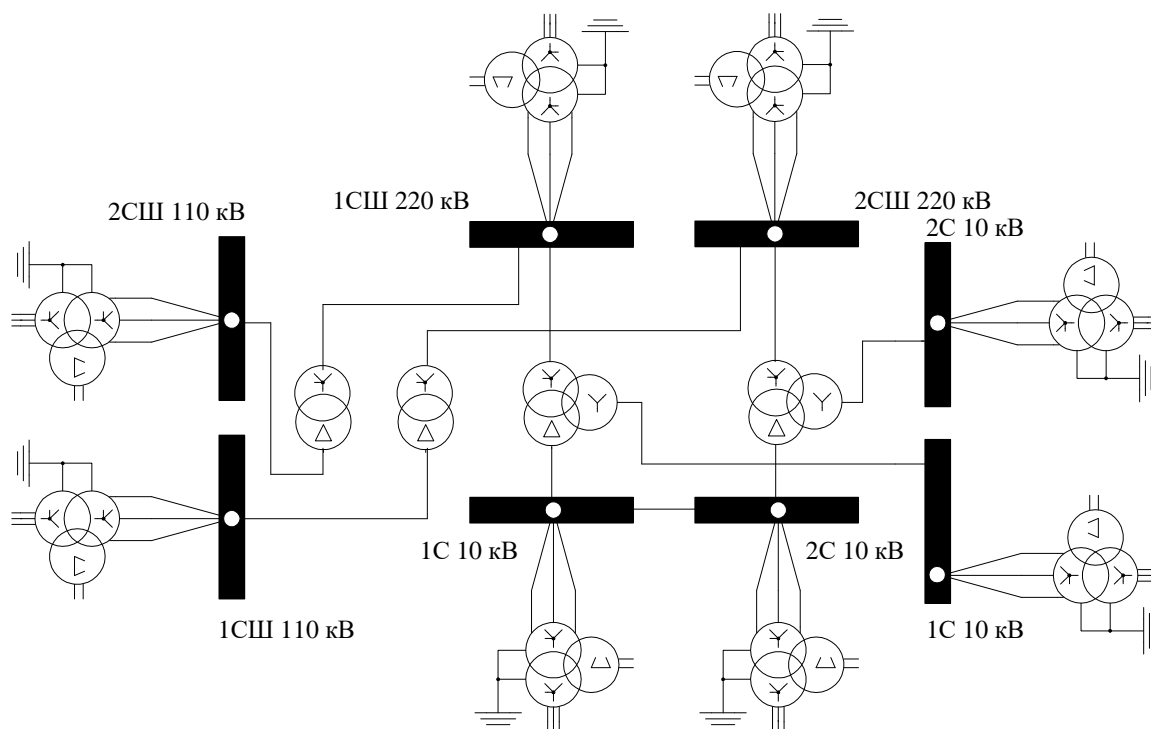


Рисунок 8 – Схема измерения для трансформаторов напряжения

Рассмотрим ОРУ-220 кВ.

Для установки на ОРУ-220 кВ принимаем антирезонансный однофазный трансформатор напряжения ЗНГ – УЭТМ – 220.

$$\Sigma S_{np} = \sqrt{\Sigma P_{np}^2 + \Sigma Q_{np}^2} , \quad (37)$$

$$\sum S_{np} = \sqrt{132^2 + 10,44^2} = 132,41 \text{ кВА}$$

Номинальная мощность – 220 кВ.

Класс точности – 0,2.

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяем требованиям.

Принимаем к установке на ОРУ-220 кВ два трансформатора напряжения ЗНГ – УЭТМ – 220. Один трансформатор напряжения устанавливаем на первую систему шин. Один трансформатор напряжения устанавливаем на вторую систему шин.

Таблица 39 – Нагрузка вторичных цепей

Приборы	Тип прибора	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cos	Sin	Число приборов	P, Вт	Q, ВА
Ваттметр	Ц 301/1	1,5	2	1	0	3	9	0
Варметр	Ц 301/1	1,5	2	1	0	3	9	0
Счетчик	М- 233	2	2	0,5	0,87	3	6	10,44
Фиксатор тока и напряжения	ФИП	3	1	1	0	3	9	0
Ваттметр	Н-344	10	1	1	0	1	10	0
Частотомер	Э-397	7	1	1	0	1	7	0
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Синхроноскоп	Э-327	10	1	1	0	1	10	0
Осциллограф	Н-13	20	1	1	0	2	40	0
Итого:							104	10,44

Рассмотрим ОРУ-110 кВ.

Для установки на ОРУ-110 кВ принимаем антирезонансный однофазный трансформатор напряжения ЗНГ – УЭТМ – 110.

Таблица 40 – Нагрузка вторичных цепей

Приборы	Тип прибора	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э – 365	2	1	1	0	1	2	
Осциллограф	Н-13	8	1	1	0	1	8	
ФИП		3	1	1	0	1	3	
Ваттметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3	
Варметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3	
Счетчик активный	Ф – 6870В	2	2	0,38	0,925	2	8	19,47
Счетчик реактивный	Ц - 6801	2	2	0,38	0,925	2	8	19,47
Итого							35	38,94

По формуле (36) находим:

$$\sum S_{np} = \sqrt{35^2 + 38,94^2} = 52,36 \text{ кВА}$$

Номинальная мощность – 110 кВ.

Класс точности – 0,5.

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяем требованиям.

Принимаем к установке на ОРУ-110 кВ два трансформатора напряжения ЗНГ – УЭТМ – 110. Один трансформатор напряжения устанавливаем на первую систему шин. Один трансформатор напряжения устанавливаем на вторую систему шин.

Рассмотрим КРУ-35 кВ.

Для установки в КРУ-35 кВ принимаем антирезонансный трехфазный трансформатор напряжения НАМИ-35-УХЛ1.

Таблица 41 – Нагрузка вторичных цепей

Приборы	Тип прибора	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э – 365	2	1	1	0	1	2	
Ваттметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3	
Варметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3	
Счетчик активный	Ф – 6870В	2	2	0,38	0,925	2	8	19,47
Счетчик реактивный	Ц – 6801	2	2	0,38	0,925	2	8	19,47
Итого							24	38,94

$$\sum S_{np} = \sqrt{24^2 + 38,94^2} = 45,74 \text{ кВА}$$

Номинальная мощность – 100 кВ.

Класс точности – 0,5.

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяем требованиям.

Принимаем к установке два трансформатора напряжения НАМИ-35-УХЛ1. Один устанавливаем на первую секцию шин 35 кВ. Один устанавливаем на вторую секцию шин 35 кВ.

Рассмотрим КРУ – 10 кВ.

Вторичную нагрузку трансформатора напряжения определяем для секций 10 кВ, к которым подключены четыре линейных и две цепи ввода, трансформаторы напряжения подключаем через в/в предохранитель ПКМ-10.

Для удобства расчетов составим таблицу 42 нагрузок вторичной цепи трансформатора напряжения.

Таблица 42 – Нагрузка вторичных цепей

Прибор	Тип прибора	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cos	Sin	Число приборов	P, Вт	Q, ВА
--------	-------------	---------------------	---------------	-----	-----	----------------	-------	-------

Вольтметр	Э-365	2	1	1	0	1	2	2
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	3
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	3
Счетчик активной энергии	САЗ-Н681	2	2	0,38	0,92	1	4	1,7
Счетчик реактивной энергии	САЗ-Н689	3	2	0,38	0,92	1	6	14,6
Итого:							58	121,6

$$\sum S_{np} = \sqrt{58^2 + 121,6^2} = 134,72 \text{ кВА}$$

Номинальная мощность – 220 кВ.

Класс точности – 0,2.

Для установки в КРУ-10 кВ принимаем антирезонансный трехфазный трансформатор напряжения НАМИ – 10 – УХЛ1.

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет требованиям.

Принимаем к установке два трансформатора напряжения НАМИ – 10 – УХЛ1. Один устанавливаем на первую секцию шин 10 кВ. Один устанавливаем на вторую секцию шин 10 кВ.

## **7.6 Выбор трансформаторов собственных нужд и составление упрощённой схемы собственных нужд**

Выбор потребителей собственных нужд (СН) подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования [26]. Наименьшее количество потребителей СН на подстанциях, выполненных по упрощённым схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства.

Это электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей, шкафов КРУ, а так же освещение подстанции.

На подстанциях с выключателями ВН дополнительными потребителями являются компрессорные установки (для выключателей ВМК, ВВН, ВВБ), а при оперативном постоянном токе – зарядные и под зарядные агрегаты.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система пожаротушения.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, по этому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВА.

Потребителями системы собственных нужд являются:

- охлаждение трансформаторов;
- обогрев приводов;
- обогрев выключателя;
- освещение подстанции;
- оперативные нужды и прочее.

Для удобства выбора ТСН, составим таблицу 43 вторичной нагрузки.

Таблица 43 – Вторичная нагрузка ТСН 1, ТСН 2

Потребитель	Количество	$P_{одн}$ , кВт	$\sum P$ , кВт
1 Освещение	70	0,425	29,75
2 Оперативные нужды	6	2	12

3 Освещение ОПУ	115	0,1	11,5
Итого			53,25

В качестве ТСН 1 и ТСН 2 принимаем два трансформатора ТМГ – 400/10 – II – УХЛ1.

Рассчитываем коэффициент загрузки ТСН.

При работе одного трансформатора:

$$\beta_1 = \frac{\Sigma P}{S_{\text{ном.тр.}}}, \quad (38)$$

При работе двух трансформаторов:

$$\beta_2 = \frac{\Sigma P}{2 \cdot S_{\text{ном.тр.}}}, \quad (39)$$

$$\beta_1 = \frac{53,25}{400} \cdot 100 = 13,31 \%$$

$$\beta_2 = \frac{53,25}{2 \cdot 400} \cdot 100 = 6,66 \%$$

Освещение ОРУ – 220 и ОРУ – 110:

$$I = \frac{5,5 \cdot 425}{220} = 10,6 \text{ А}$$

Принимаем двухжильный медный кабель, прокладка в воздухе, сечением  $2 \times 1,5 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$ .

Автомат двухполюсный А3113 с  $I = 20 \text{ А}$ .

Принимаем к установке в щите собственных нужд двух автоматов.

Оперативные нужды:

$$I = \frac{2000}{220} = 9,09 \text{ А}$$

Принимаем двухжильный медный кабель, прокладка в воздухе, сечением  $2 \times 1,5 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$ .

Автомат двухполюсный А3113 с  $I = 20 \text{ А}$ .

Принимаем к установке в щите собственных нужд один автомат.

Освещение ОПУ 1 и ОПУ 2:

$$I = \frac{5,5 \cdot 100}{220} = 2,5 \text{ А}$$

Принимаем двухжильный медный кабель, прокладка в воздухе, сечением  $2 \times 1,5 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$

Автомат двухполюсный А3113 с  $I = 20 \text{ А}$ .

Принимаем к установке в щите собственных нужд двух автоматов.

Таблица 44 – Вторичная нагрузка ТСН

Потребитель	Количество	$P_{\text{одн}}$ , кВт	$\sum P$ , кВт
1 Обогрев ВЭБ – 220 и его привода	9	2,5	22,5
2 Обогрев ВГТ – 110 и его привода	6	1,5	9
3 Обогрев КРУ-35	10	1,5	15
4 Обогрев КРУ-10	15	1	15
5 Питание РПН АТ – 1, АТ – 2, Т – 3, Т – 4	4	0,5	2
6 Охлаждение АТ – 1, АТ – 2, Т – 3, Т – 4	48	2	96
7 Обогрев ОПУ 1, ОПУ 2	40	0,5	20
Итого			179,5

В качестве ТСН 3 и ТСН 4 принимаем два трансформатора ТМГ – 630/10 – II – 11 – УХЛ1.

Рассчитываем коэффициент загрузки ТСН.

При работе одного трансформатора:



$$\beta_1 = \frac{179,5}{630} \cdot 100 = 28,49 \%$$

При работе двух трансформаторов:

$$\beta_2 = \frac{179,5}{2 \cdot 630} \cdot 100 = 14,24 \%$$

Обогрев ВЭБ – 220 и его привод:

$$I = \frac{P_{\text{одн.}}}{U_{\text{ном}}}, \quad (40)$$

где  $P_{\text{одн.}}$  – мощность одного потребителя;

$U_{\text{одн.}}$  – напряжение сети.

$$I = \frac{2500}{220} = 11,36 \text{ А}$$

Принимаем двухжильный медный кабель, прокладка в воздухе, сечением  $2 \times 2,5 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 27 \text{ А}$ .

Автомат двухполюсный А3113 с  $I = 25 \text{ А}$ .

Принимаем к установке в щите собственных нужд девяти автоматов.

Обогрев ВГТ – 110 и его привода:

$$I = \frac{1500}{220} = 6,8 \text{ А}$$

Принимаем двухжильный медный кабель, прокладка в воздухе, сечением  $2 \times 1,5 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$ .

Автомат двухполюсный А3113 с  $I = 20 \text{ А}$ .

Принимаем к установке в щите собственных нужд шести автоматов.

Обогрев ячеек КРУ – 35 кВ:

$$I = \frac{1500}{220} = 6,8 \text{ А}$$

Принимаем двухжильный медный кабель, прокладка в воздухе, сечением  $2 \times 1,5 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$ .

Автомат двухполюсный А3113 с  $I = 20 \text{ А}$ .

Принимаем к установке в щите собственных нужд десяти автоматов.

Обогрев ячеек КРУ – 10 кВт:

$$I = \frac{1000}{220} = 4,5 \text{ А}$$

Принимаем двухжильный медный кабель, прокладка в воздухе, сечением  $2 \times 1,5 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$ .

Автомат двухполюсный А3113 с  $I = 20 \text{ А}$ .

Принимаем к установке в щите собственных нужд пятнадцати автоматов.

Питание РПН АТ – 1, АТ – 2, Т – 3, Т – 4.

$$I = \frac{500}{380} = 1,3 \text{ А}$$

Принимаем трехжильный медный кабель, прокладка в воздухе, сечением  $2 \times 1,5 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$ .

Автомат трехполюсной А3116 с  $I = 20 \text{ А}$ .

Принимаем к установке в щите собственных нужд четырех автоматов.

Охлаждение АТ – 1, АТ – 2, Т – 3, Т – 4 :

$$I = \frac{2000}{380} = 5,3 \text{ А}$$

Принимаем трехжильный медный кабель, прокладка в воздухе, сечением  $3 \times 1,5 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$ .

Автомат трехполюсной А3116 с  $I = 20 \text{ А}$ .

Принимаем к установке в щите собственных нужд четырех автоматов.

Обогрев ОПУ 1 и ОПУ 2:

$$I = \frac{500}{220} = 2,27 \text{ А}$$

Принимаем двухжильный медный кабель, прокладка в воздухе, сечением  $2 \times 1,5 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$ .

Автомат двухполюсный А3113 с  $I = 20 \text{ А}$ .

Далее составим упрощённую схему собственных нужд в которую входит два ТМГ – 400/10 – II – УХЛ1, две секции 0,4 кВ и два ТМГ – 630/10 – II – УХЛ1, две секции 0,63 кВ.

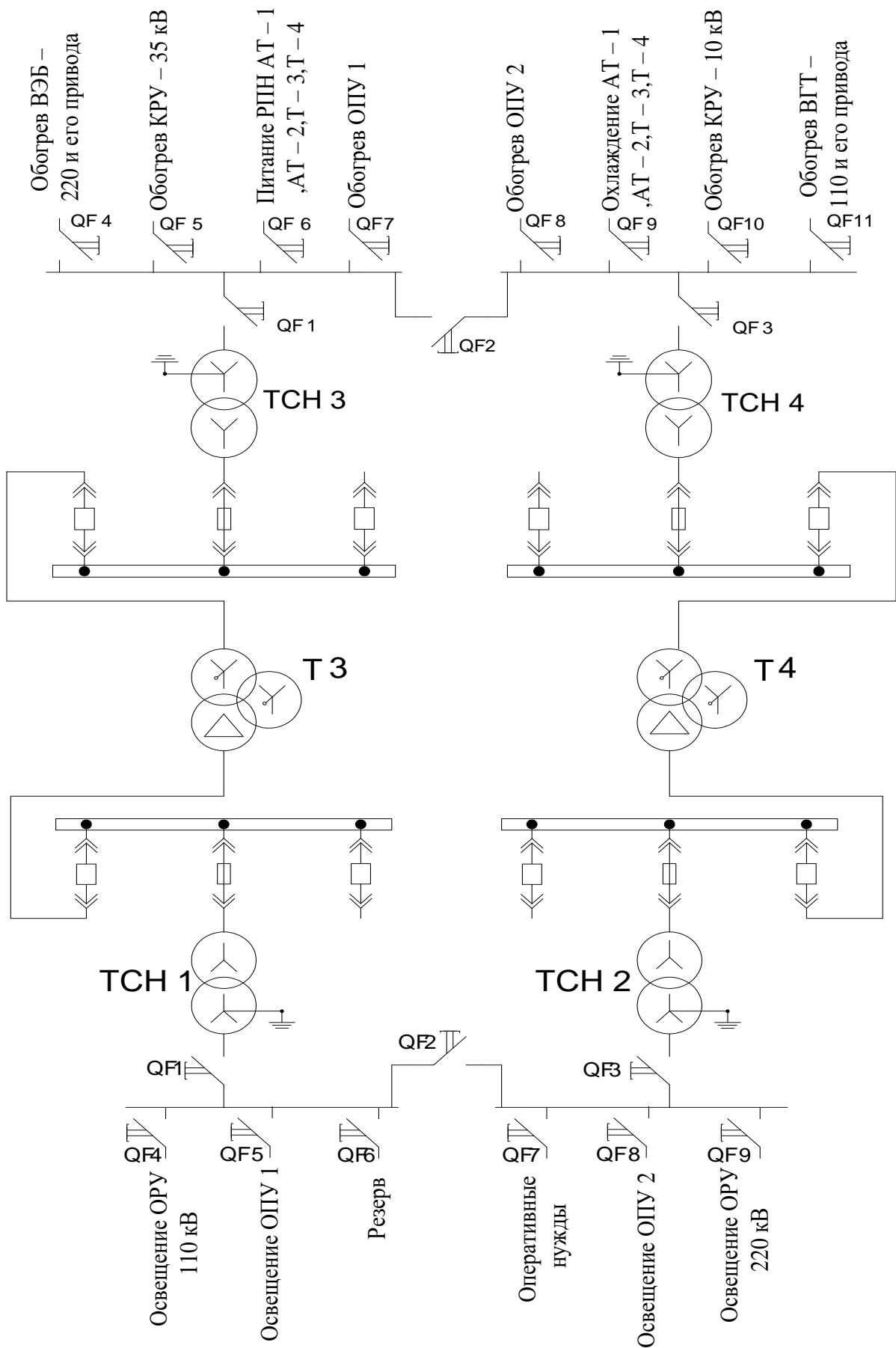


Рисунок 9 – Упрощенная схема собственных нужд

## 8 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС

На подстанции различают заземление защитное, рабочее и грозозащитное.

Защитное заземление – это преднамеренное соединение с заземлением всех частей электрооборудования не находящихся под напряжением, но которые, в результате пробоя изоляции, могут оказаться под ним.

С этой целью к заземлителям подключаются корпуса: шкафа РУ, трансформаторов, выключателей, разъединителей и другого оборудования.

Рабочее заземление используется для нейтралей трансформатора (глухозаземлённая нейтраль) для дугогасящих катушек (компенсированная нейтраль).

Грозозащитное заземление используется для молниеотводов, разрядников и ОПН (ограничители напряжения).

Все эти виды заземления формируются на общем заземлителе.

Заземлитель может быть естественным или искусственным, его цель создать необходимый контакт с землёй.

Естественный – фундаменты зданий, обсадные трубы скважин, трубопроводы, находящиеся в земле (кроме горючих сред), броня кабелей.

Искусственный заземлитель выполняется из продольных и поперечных полос, проложенных вдоль рядов оборудования и образующих сетку, выравнивающий потенциал на территории подстанции. По периметру подстанции дополнительно устанавливаются дополнительные заземлители, связанные с сеткой. Сетка заглубляется на 0,5 – 0,8 метров.

Для проектирования подстанции производим расчёт искусственного заземлителя состоящего:

25 полос по 247 метров;

23 полосы по 220 метров.

Цель расчёта – задаться заземлителем, обеспечивающим  $R_{\text{заземл.}} \leq 0,5 \text{ Ом}$  (для подстанции с глухозаземлённой нейтралью) [19].

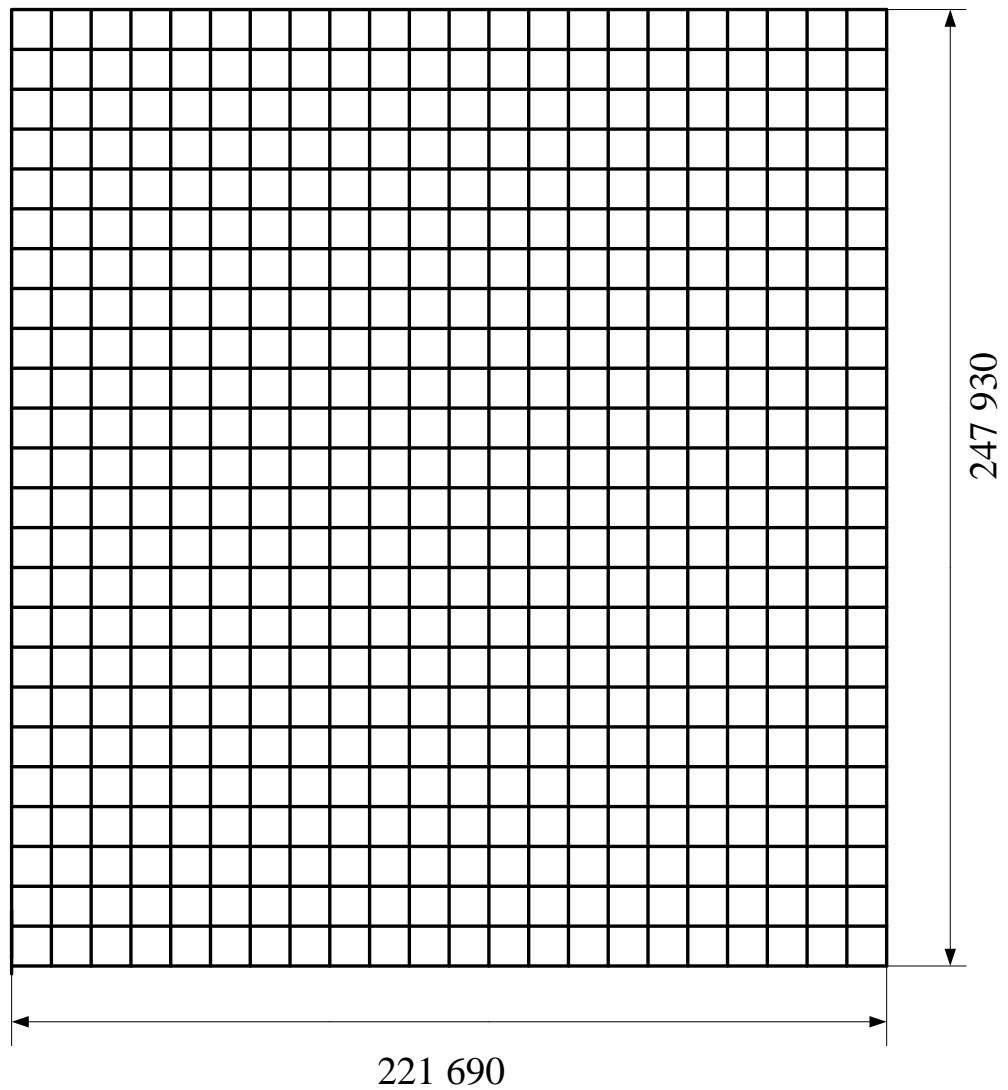


Рисунок 10– Схема искусственного заземления

Сначала определим сопротивление одной продольной полосы.

$$R_1 = \frac{0,366 \cdot \rho_{II}}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (41)$$

где  $l$  – длина полосы, 22000 см;

$t$  – глубина заложения, 80 см;

$b$  – ширина полосы, 3 см;

$\rho_{II}$  – удельное сопротивление грунта на глубине закладки полосы.

$$\rho_{II} = k_1 \cdot \rho, \quad (42)$$

где  $k_1$  – коэффициент, учитывающий просыхание и промерзание почвы

для  $t = 50\text{см}$   $k_1 = 4,5$

$t = 80\text{см}$   $k_1 = 1,5$

$\rho$  – среднее удельное сопротивление грунта.

Принимаем суглинок  $\rho = 1,5 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{см}$ .

$$R_1 = \frac{0,366 \cdot 1,6 \cdot 1,5 \cdot 10^4}{22000} \cdot \lg \frac{2 \cdot 22000^2}{3 \cdot 80} = 2,4 \text{ Ом}$$

Найдём сопротивление всех продольных полос с учётом коэффициента использования:

$$R_{III1} = \frac{R_{IO1}}{n \cdot \chi_{II}}, \quad (43)$$

где  $n$  – количество полос;

$\chi_{II}$  – табличная величина берём 0,48.

$$R_{III1} = \frac{2,4}{23 \cdot 0,48} = 0,2 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление одной поперечной полосы.

$$R_{IO1} = \frac{0,366 \cdot 1,6 \cdot 1,5 \cdot 10^4}{25000} \cdot \lg \frac{2 \cdot 25000^2}{3 \cdot 80} = 2,4 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление всех поперечных полос.

$$R_{III2} = \frac{2,4}{25 \cdot 0,48} = 0,2 \text{ Ом}$$

Находим общее сопротивление сетки полос.

$$R_C = \frac{R_{III1} \cdot R_{III2}}{R_{III1} + R_{III2}} \cdot \frac{1}{\chi}, \quad (44)$$

где  $\chi$  – коэффициент использования принимается 0,8 [29].

$$R_C = \frac{0,2 \cdot 0,2}{0,2 + 0,2} \cdot \frac{1}{0,8} = 0,13 \text{ Ом}$$

По проведенным расчетам видно, что общее сопротивление сетки не удовлетворяем требованиям.

$$0,13 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

$$R_{CT} = \frac{2 \cdot 0,5}{2 + 0,5} = 0,4 \text{ Ом}$$

Полученный результат удовлетворяет требованиям ПУЭ, (контур заземления подстанций 220 кВ и выше не более 0,5 Ом, расчет произведен правильно.

## 9 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Комплекс средств молниезащиты зданий и сооружений включает в себя устройства защиты от прямых ударов молнии (внешняя молниезащитная система (МЗС)) и устройства защиты от вторичных воздействий молнии (внутренняя МЗС). В частных случаях молниезащита может содержать только внешние или только внутренние устройства. В общем случае часть токов молнии протекает по элементам внутренней молниезащиты.

Внешняя МЗС может быть изолирована от сооружения (отдельно стоящие молниеотводы – стержневые или тросовые, а также соседние сооружения, выполняющие функции естественных молниеотводов), а может быть установлена на защищаемом сооружении или даже быть его частью.

Внутренние устройства молниезащиты предназначены для ограничения электромагнитных воздействий тока молнии и предотвращения искрений внутри защищаемого объекта.

Токи молнии, попадающие в молниеприемники, отводятся в заземлитель через систему токоотводов (спусков) и растекаются в земле.

Рассмотрим защиту проектируемой подстанции от прямых ударов молнии. Выбор типа и высоты молниеотводов производится исходя из значений требуемой надежности  $P_3$ . Объект считается защищенным, если совокупность всех его молниеотводов обеспечивает надежность защиты не менее  $P_3$ .

Система защиты от прямых ударов молнии выбирается, так чтобы максимально использовались естественные молниеотводы, а если обеспечиваемая ими защищенность недостаточна, – в комбинации со специально установленными молниеотводами.

В общем случае выбор молниеотводов производится при помощи соответствующих компьютерных программ, способных вычислять зоны защиты или вероятность прорыва молнии в объект (группу объектов) любой конфигурации при произвольном расположении практически любого числа



молниеотводов различных типов. Система молниезащиты разрабатывается по рекомендациям «Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений»[23].

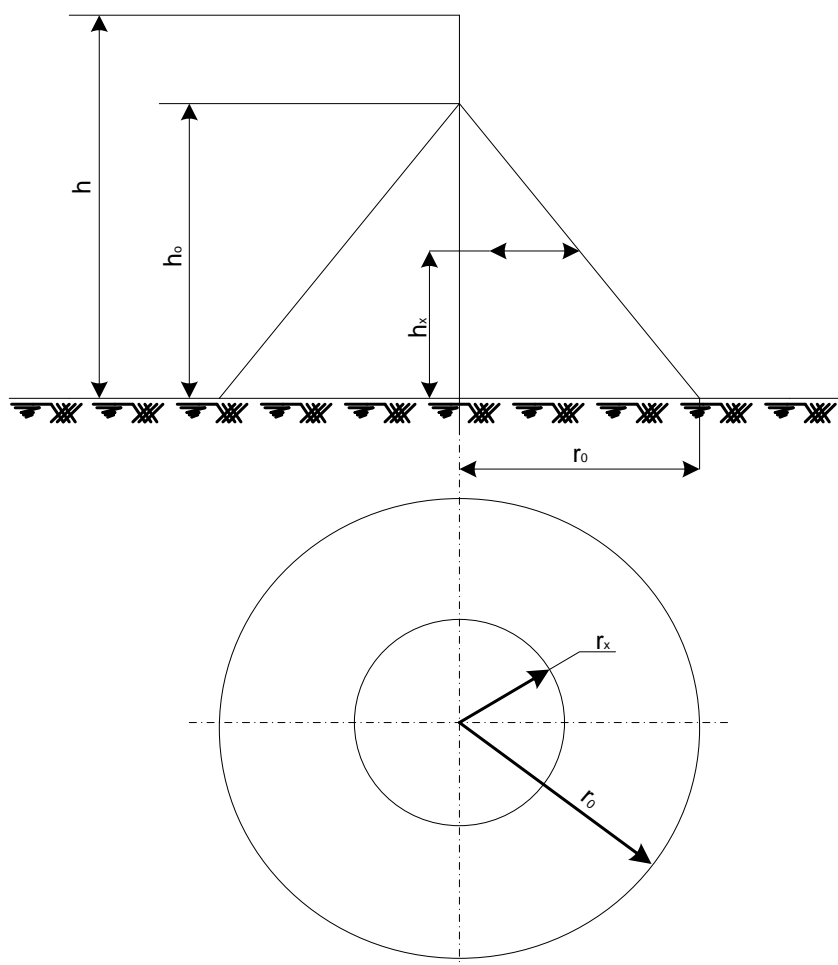


Рисунок 11 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Приведем ниже расчет молниеотводов для ОРУ – 220:

$$h=31 \text{ м}$$

$$h_{x1}=18 \text{ м}$$

$$h_{x2}=9,5 \text{ м}$$

$$h_0 = 0,85 \cdot h \tag{45}$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 31 = 26,4 \text{ м}$$

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot h, \quad (46)$$

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 31) \cdot 31 = 32,2 \text{ м}$$

Рассчитываем границы зоны защиты на уровне защищаемого объекта с учетом вероятности попадания молнии  $R_{пр}=0,005$  [25].

$$r_x(18) = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 34) \cdot (34 - 1,2 \cdot 1,3) = 33,5 \text{ м}$$

$$r_x(9,5) = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 31) \cdot (31 - 1,2 \cdot 9,5) = 20,3 \text{ м}$$

$$L=34 \text{ м}$$

$$h < L < 2h$$

$$31 < 34 \leq 62$$

$$r_c = r_0 = 32,2 \text{ м}$$

$$h_c = 32,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31) \cdot (34 - 31) = 31,7 \text{ м}$$

$$r_{ск}(18) = 32,2 \cdot (31,7 - 18) \cdot \frac{1}{31,7} = 13,9 \text{ м}$$

$$r_{ск}(9,5) = 32,2 \cdot (31,7 - 9,5) \cdot \frac{1}{31,7} = 22,6 \text{ м}$$

Расчет молниеотводов для ОРУ – 110 кВ.

$$h=29 \text{ м}$$

$$h_{x1}=17 \text{ м}$$

$$h_{x2}=9 \text{ м}$$

По формуле (52):

$$h_0 = 0,85 \cdot 29 = 24,7 \text{ м}$$

По формуле (53)

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 29) \cdot 29 = 30,2 \text{ м}$$

$$r_x(17) = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 32) \cdot (32 - 1,2 \cdot 1,3) = 31,5 \text{ м}$$

$$r_x(9) = \left(1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 29\right) \cdot (29 - 1,2 \cdot 9) = 19 \text{ м}$$

$$L = 32 \text{ м}$$

$$h < L < 2h$$

$$29 < 32 \leq 58$$

$$r_c = r_0 = 30,2 \text{ м}$$

$$h_c = 30,2 - \left(0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 29\right) \cdot (32 - 29) = 29,7 \text{ м}$$

$$r_{ck}(17) = 30,2 \cdot (29,7 - 17) \cdot \frac{1}{29,7} = 29,8 \text{ м}$$

$$r_{ck}(9) = 30,2 \cdot (29,7 - 9) \cdot \frac{1}{29,7} = 29,5 \text{ м}$$

Расчет молниеотводов для КРУ – 35 кВ [2].

$$h = 26 \text{ м}$$

$$h_{x1} = 16 \text{ м}$$

$$h_{x2} = 8 \text{ м}$$

По формуле (52):

$$h_0 = 0,85 \cdot 26 = 22,1 \text{ м}$$

По формуле (53)

$$r_0 = \left(1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 26\right) \cdot 26 = 27,2 \text{ м}$$

$$r_x(16) = \left(1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 29\right) \cdot (29 - 1,2 \cdot 1,3) = 28,6 \text{ м}$$

$$r_x(8) = \left(1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 26\right) \cdot (26 - 1,2 \cdot 8) = 17,2 \text{ м}$$

$$L = 29 \text{ м}$$

$$h < L < 2h$$

$$26 < 29 \leq 52$$

$$r_c = r_0 = 27,2 \text{ м}$$

$$h_c = 27,2 - \left(0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 26\right) \cdot (29 - 26) = 26,7 \text{ м}$$

$$r_{ск}(16) = 27,2 \cdot (26,7 - 16) \cdot \frac{1}{26,7} = 26,8 \text{ м}$$

$$r_{ск}(8) = 27,2 \cdot (26,7 - 8) \cdot \frac{1}{26,7} = 26,5 \text{ м}$$

Расчет молниеотводов для КРУ – 10 кВ.

$$h = 27 \text{ м}$$

$$h_{x1} = 16 \text{ м}$$

$$h_{x2} = 8 \text{ м}$$

По формуле (52):

$$h_0 = 0,85 \cdot 27 = 23 \text{ м}$$

По формуле (53)

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 27) \cdot 27 = 28,2 \text{ м}$$

$$r_x(16) = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 30) \cdot (30 - 1,2 \cdot 1,3) = 29,6 \text{ м}$$

$$r_x(8) = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 27) \cdot (27 - 1,2 \cdot 8) = 18,2 \text{ м}$$

$$L = 30 \text{ м}$$

$$h < L < 2h$$

$$27 < 30 \leq 54$$

$$r_c = r_0 = 30,2 \text{ м}$$

$$h_c = 28,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (30 - 27) = 27,7 \text{ м}$$

$$r_{ск}(16) = 28,2 \cdot (27,7 - 16) \cdot \frac{1}{27,7} = 27,8 \text{ м}$$

$$r_{ск}(8) = 28,2 \cdot (27,7 - 8) \cdot \frac{1}{27,7} = 27,5 \text{ (м)}$$

Расположение молниеотводов, а также зоны защиты на 3-х уровнях подстанции приведены на 2 листе графической части ВКР.

## 10 КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ НА ТЕРРИТОРИИ

Расположение и компоновка сооружений на подстанции и распределительном пункте должны обеспечивать возможность производства всего комплекса строительного-монтажных работ и ремонта оборудования при эксплуатации с применением строительных и монтажных машин и механизмов, доставке и вывоза трансформаторов, подъем и перемещение тяжелого оборудования, производства испытаний передвижными лабораториями, проезд пожарных машин.

Выбор конструкций и материалов производится исходя из технико-экономической целесообразности применения принятых проектных решений в конкретных условиях строительства [12].

Компоновка и конструктивное исполнение ПС и РП должны производиться на основании главной схемы электрических соединений.

Распределительное устройство 220 кВ примем открытым с применением элегазовых выключателей и разъединителей, устанавливаемых на конструкциях блочного типа.

Для подключения ВЛ – 220 кВ предусматриваем металлический портал.

Трансформаторы напряжения ЗНГ – 220 и трансформаторы тока ТВГ – 220, также устанавливаем на конструкциях блочного типа.

Провода ВЛ-220 на порталах закрепляем через подвесные изоляторы ЛК – 70/220 – VII УХЛ1. Количество изоляторов принимаем согласно ПУЭ.

Расстояние между фазными проводами и конструкциями подстанции должны соответствовать ПУЭ.

Распределительное устройство 110 кВ примем открытым с применением элегазовых выключателей и разъединителей, устанавливаемых на конструкциях блочного типа.

Для подключения ВЛ – 110 кВ предусматриваем металлический портал.

Трансформаторы напряжения ЗНГ – 110 и трансформаторы тока так же устанавливаем на конструкциях блочного типа.

Провода ВЛ – 110 кВ на порталах закрепляем через подвесные изоляторы ЛК – 70/110 – XII УХЛ1. Количество изоляторов принимаем согласно ПУЭ.

Расстояние между фазными проводами и конструкциями подстанции должны соответствовать ПУЭ.

Для подключения воздушных линий 35 кВ также устанавливаем линейный портал.

Ошиновку ОРУ-35 кВ примем гибкую сталеалюминевым проводом марки АС.

Для установки силовых трансформаторов изготавливается фундамент с маслоприёмником, в случае сброса масла из трансформаторов оно отводится в маслоприёмный колодец, расположенный на территории подстанции.

Шинный мост от трансформаторов до вводных ячеек КРУ-35 кВ примем жесткими из алюминия с креплением на опорно-стержневых изоляторах типа ИОС – 35 – 500 – 01 УХЛ, Т1, установленных на ж/б стойках.

Шинный мост от трансформаторов до вводных ячеек КРУ – 10 кВ примем жесткими из алюминия с креплением на опорно-штыревых изоляторах типа ИОР – 10 – 3,75 УХЛ1, установленных на ж/б стойках.

Ячейки КРУ-35 кВ наружной установки установим на ж/б блоки.

Кабели подключения вторичных цепей коммутационных аппаратов и релейной защиты укладываются в кабельные лотки.

Ячейки КРУ – 10 кВ наружной установки также установим на ж/б блоки.

Кабели подключения вторичных цепей коммутационных аппаратов и релейной защиты укладываются в кабельные лотки.

## 11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В последние годы устройства релейной защиты и автоматики, основанные на электромеханической элементной базе, стремительно вытесняются высокотехнологичными терминалами с микропроцессорной защитой. Основные преимущества цифровых защит [7]:

1. Многофункциональность и компактность цифровых реле. При малых занимаемых площадях, по сравнению с электромеханическими аналогами, позволяют реализовывать более сложные схемы защиты. Одно цифровое реле может заменить до 20 аналоговых, а также несколько измерительных приборов.

2. Возможность ускорения отключения короткого замыкания, с помощью существенного уменьшения ступеней селективности по точности и времени работы цифровых реле.

3. Запись и дальнейшее воспроизводство режимных параметров до и после аварийной ситуации для ее анализа.

4. По средствам подключенного компьютера, цифровые защиты позволяют изменять уставки срабатывания и переходить с одной характеристики на другую, а также включать либо отключать отдельные функции, используя программные обеспечения.

5. Функция передачи информации о состоянии цифровых реле на удаленные диспетчерские пункты через специальные каналы связи.

### **11.1 Газовая защита трансформатора**

Газовое реле реагирует на выделение из трансформатора масла газов в результате разложения масла и изолирующих материалов при возникновении в трансформаторе электрической дуги.

Выбираем газовое реле типа РГЧЗ – 66.

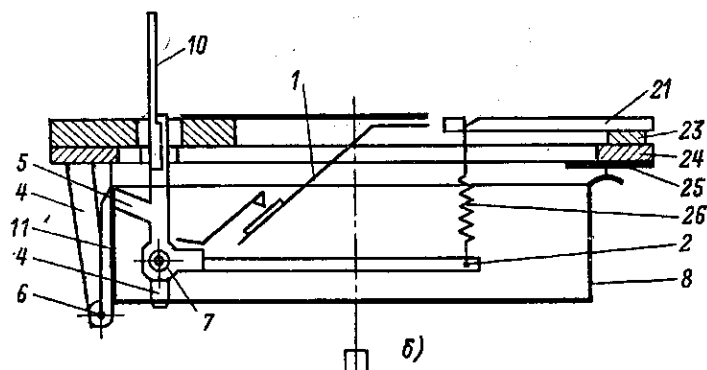
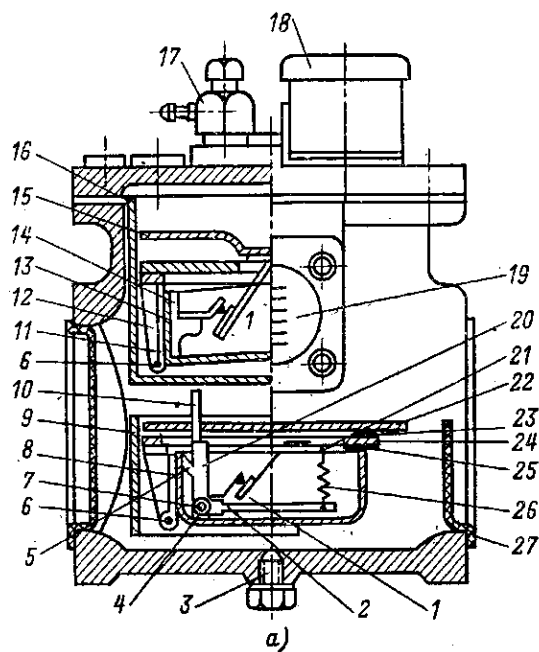


Рисунок 12 – Устройство газового реле типа РГЧЗ-66:

а — общий вид; б — нижний элемент; 1 — неподвижный. контакт; 2 — рычаг; пробка; 4 — стойка; 5 — выступ стойки; 6 — ось чашки; 7 — ось стойки; 8 — нижняя чашка; 9 — нижний полуэкран; 10 — сменная «скоростная» пластина; 11 — держатели чашек; 12 — стойка; 13 — верхняя чашка; 14, 20 — изоляционные стойки; 15, 22 — экраны; 16 — верхний полуэкран; 17 — верхний кран; 18 — коробка зажимов; 19 — смотровое стекло; 21 — держатель пружины; 23 — прокладка; 24 — сборочное кольцо; 25 — упорная пластина; 26 — пружина; 27 — транспортные заглушки

В нормальном режиме резервуар полностью заполнен маслом и чашки удерживаются пружинами, в горизонтальном положении. При понижении в резервуаре уровне масла из-за вытеснения его газами или течи в баке



трансформатора опускается (под воздействием массы масла, оставшегося в чашках) сначала верхняя чашка, а затем и нижняя. Подвижные контакты замыкаются с неподвижными. При сильном газообразовании поток масла и газов ударяется в лопасть, чашка поворачивается, и контакты и замыкаются. В зависимости от скорости масла и газов время срабатывания реле 0,05 – 0,5 с.

## 11.2 Дифференциальная защита трансформатора

Защита трансформатора на базе микропроцессорного терминала «Сириус-ТЗ», является основной защитой трехобмоточного (либо двухобмоточного с расщепленной обмоткой) трансформатора или автотрансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ. Возможность использования в качестве дифференциальной защиты сдвоенного реактора, мощного синхронного двигателя или в качестве продольной дифференциальной защиты ошиновки с тремя присоединениями. Содержит подменную МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство предназначено для установки на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 35-220 кВ.

По заданной мощности трансформатора находим номинальные токи  $I_H$  высокой (ВН), средней (СН) и низкой (НН) сторон трансформатора [11].

$$I_H = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (47)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение ступени

$$I_{ном\ 220} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 52,48 \text{ А},$$

$$I_{ном\ 35} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 329,91 \text{ А},$$

$$I_{ном.10} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1154,70 \text{ А}.$$

Номинальные коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$k_I = \frac{I_{НОМ}}{I_{2НОМ}}, \quad (48)$$

где  $I_{2НОМ}$  - номинальный ток, протекающий во вторичной обмотке  
( $I_{2НОМ} = 5$  А)

$$k_{I1} = \frac{150}{5} = 30;$$

$$k_{I2} = \frac{500}{5} = 100;$$

$$k_{I3} = \frac{1200}{5} = 240$$

Номинальные токи во вторичных цепях:

$$I_{в.НОМ} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ}}{k_I}, \quad (49)$$

$$I_{в.НОМ1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 52,48}{30} = 3,02 \text{ А}$$

$$I_{в.НОМ2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 329,91}{100} = 5,71 \text{ А}$$

$$I_{в.НОМ3} = \frac{1 \cdot 1154,7}{240} = 4,81 \text{ А}$$

### 11.3 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Производим отстройку от срабатывания при КЗ на стороне НН.

$$I_{диф} / I_{НОМ} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}*, \quad (50)$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки ( $K_{отс} = 1,2$ );

$K_{нб(1)}$  - отношение амплитуды тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего короткого замыкания ( $K_{нб(1)} = 0,7$ );

$I_{кз.внеш}^*$  - отношение тока внешнего КЗ к номинальному току трансформатора:

$$I_{кз.внеш}^* = \frac{I_{кз.внеш}}{I_{ном}}, \quad (51)$$

$I_{кз.внеш}$  - ток внешнего КЗ ( $I_{кз.внеш.ВН} = 1066 \text{ А}$ );

$I_{ном}$  - номинальный ток трансформатора ( $I_{ном.ВН} = 52,48 \text{ А}$ );

Отстройка от срабатывания при КЗ на стороне ВН:

$$I_{кз.внеш}^* = \frac{1066}{52,48} = 20,31,$$

$$I_{диф} / I_{ном} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^* = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 20,31 = 17,06.$$

Принимаем уставку дифотсечки  $I_{диф} / I_{ном} = 17$ .

#### 11.4 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ–2)

Базовая уставка ступени  $I_{д1} / I_{ном}$  принимается 0,4 для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетённых обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Определяем дифференциальный ток, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору сквозного тока:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, \quad (52)$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки ( $K_{отс} = 1,3$ );

$K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходной режим ( $K_{пер} = 2,0$ );

$K_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформатора тока ( $K_{одн} = 1,0$ );

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме ( $\varepsilon=0,1$ );

$\Delta U_{РПН}$  - полный размах РПН ( $\Delta U_{РПН} = 16\%$ );

$\Delta f_{доб}$  - метрологическая погрешность ( $\Delta f_{доб}=0,04$ );

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{СКВ} = 0,52 \cdot I_{СКВ}$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{сн.т} = \sqrt{1 - (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{доб})}, \quad (53)$$

$$K_{сн.т} = \sqrt{1 - (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,77$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{доб}) / K_{сн.т}, \quad (54)$$

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) / 0,77 = 68.$$

Принимаем уставку  $K_{торм} = 68\%$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически по выражению:

$$I_{m1} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{ТОРМ}, \quad (55)$$

$$I_{m1} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{ТОРМ} = 0,4 \cdot 100 / 68 = 0,6.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики выбирается в пределах 1,5-2. Принимаем  $I_{m11} / I_{ном} = 1,7$

Уставка блокировки от второй гармоники рекомендуются 0,12-0,15.  
Принимаем  $I_{m11} / I_{ном} = 0,13$ .

Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з} = I_{ном} \cdot (I_{\partial 1} / I_{ном}), \quad (56)$$

$$I_{с.з} = I_{ном} \cdot (I_{\partial 1} / I_{ном}) = 63 \cdot 0,4 = 25,2 \text{ А.}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$k_{ч} = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{с.з.}} > 2, \quad (57)$$

где  $I_{с. \min}^{(2)}$  - ток двухфазного КЗ на стороне НН ( $I_{с. \min}^{(2)} = 924 \text{ А}$ )

$$k_{ч.сн} = \frac{I_{с.н. \min}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{924}{25,2} = 36,6 > 2;$$

### 11.5 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{\partial 1} / I_{ном}$ ), а уставка по времени выбирается порядка нескольких секунд. Это позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения  $I_{\partial 1} / I_{ном} = 0,1$ ;  $T, с = 10$ .

В устройстве «Сириус-ТЗ» контролируется перегрузка по току в трёх обмотках трансформатора.

Уставка сигнала перегрузки принимается равной [10]:

$$I_{с.з.п} = K_{отс.п} \cdot I_{ном} / K_B, \quad (58)$$

Расчетные значения уставки защиты от перегрузки:

Сторона ВН:

$$I_{с.з.пВН} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 6,061 / 0,95 = 7,034 \text{ А}$$

Сторона СН:

$$I_{с.з.пСН} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 7,619 / 0,95 = 8,842 \text{ А}$$

Сторона НН:

$$I_{с.з.пНН} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 4,811 / 0,95 = 5,583 \text{ А}$$

### 11.6 Максимальная токовая защита

Для расчёта уставок ток КЗ необходимо принять в максимальном и минимальном режиме. Для этого примем max ток КЗ – трехфазного короткого замыкания, а в min ток КЗ – двухфазного короткого замыкания.

Произведем выбор уставок на шинах 35 кВ.

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению выполняется по данной последовательности:

1. Отстройка по току нагрузки:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{ном.сн}, \quad (59)$$

где  $k_H$  - коэффициент надежности;

$k_3$  - коэффициент запаса;

$k_B$  - коэффициент возврата выходных реле терминала.

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 329,9 = 541,73 \text{ А}$$

Принимаем  $I_{с.з} = 541,73 \text{ А}$

2. Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot k_{cx}}{k_{TT}} \quad (60)$$

где  $k_{cx}$  - коэффициент схемы подключения трансформатора тока;

$k_{TT}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{c.p} = \frac{541,73 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 31,27 \text{ А}$$

Округлять в меньшую сторону нельзя.

Принимаем  $I_{c.p} = 31,2 \rightarrow I_{c.3} = 541,73 \text{ А}$

$$I_{MT335} = 541,73 \text{ А}$$

4. Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{c.3} \leq \frac{U_{\min}}{k_{отс} \cdot k_B}, \quad (61)$$

где  $U_{\min}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, выбираем 0,85 от  $U_{\text{ном}}$ ;

$k_{отс}$  - коэффициент отстройки, равен 1,2.

$$\frac{0,85 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 20659,7 \text{ В}$$

5. Отстройка от напряжений самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей:

$$U_{c.3} \leq \frac{U_{зан}}{k_{отс}}, \quad (62)$$

где  $U_{зан}$  - междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР,  $0,7 \cdot U_{ном}$ , В.

$$\frac{0,7 \cdot 35000}{1,2} = 20416,7 \text{ В}$$

Принимаем для пункта 4 и 5  $U_{с.з} = 20416 \text{ В}$ .

Произведем выбор уставок на шинах 6 кВ.

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению выполняется по данной последовательности:

1. Отстройка по току нагрузки:

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 577,35 = 948,06 \text{ А}$$

Принимаем  $I_{с.з} = 948,06 \text{ А}$

2. Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{6320,46 \cdot 1}{1200/5} = 7,901 \text{ А}$$

Принимаем  $I_{с.р} = 7,901 \rightarrow I_{с.з} = 6320,46 \text{ А}$

$$I_{МТЗ6} = 6320,46 \text{ А}$$

4. Отстройка для возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{сз} \leq \frac{0,85 \cdot 6000}{1,2 \cdot 1,2} = 3541,7 \text{ В}$$

5. Отстройка от напряжений самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей:

$$U_{сз} \leq \frac{0,7 \cdot 6000}{1,2} = 3500 \text{ В}$$

Принимаем для пункта 4 и 5  $U_{с.з} = 3500 \text{ В}$ .

Отстройка от тока нагрузки шины 110 кВ:

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 104 = 170,65 \text{ А}$$



$$I_{cp} = \frac{660 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 19,053 \text{ A}$$

Принимаем  $I_{c.p} = 19.053 \rightarrow I_{c.з} = 170.65 \text{ A}$

$$I_{MT3110} = 170,65 \text{ A}$$

### 11.7 Защита от перегрузки

Уставки на каждой из сторон:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_{возв}} \cdot I_{ном}, \quad (63)$$

где  $K_{отс} = 1,05$  (для терминалов фирмы «Сириус»);

$K_{возв} = 0,95$ .

$$I_{сз(вн)} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 52,48 = 58,004 \text{ A}$$

$$I_{сз(вн)} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 329,91 = 364,637 \text{ A}$$

$$I_{сз(вн)} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1154,7 = 1276,24 \text{ A}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{втор.п} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз.п}}{n_{ТВН}}, \quad (64)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{втор.п.В} = \frac{\sqrt{3} \cdot 58,004}{150/5} = 3,34 \text{ A}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{втор.п.С} = \frac{\sqrt{3} \cdot 364,637}{500/5} = 6,315 \text{ A}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{1 \cdot 1276,24}{1200/5} = 5,317 \text{ А}$$

В соответствии с ПУЭ трансформаторы тока, предназначенные для цепей релейной защиты, удовлетворяют трём основным требованиям:

- обеспечение точной работы органов релейной защиты при КЗ в зоне ее действия.
- обеспечение надёжной работы измерительных органов при близких КЗ.
- отсутствие недопустимых перенапряжений на вторичных обмотках ТА при близких коротких замыканиях.

## **11.8 Автоматика на подстанции Светлая**

Автоматика включает в себя устройства: автоматического ввода резерва (АВР), автоматического повторного включения (АПВ), автоматики регулирования напряжения трансформаторов, автоматической частотной разгрузки и т.п.

### **11.8.1 Автоматическое повторное включение**

Статистика повреждаемости линий электропередачи показывает, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90%. Для сетей 220 кВ неустойчивым повреждением является перекрытия гирлянды изоляторов вследствие грозových перенапряжений. Учитывая, что поиск места повреждения на линии электропередачи путем её обхода требует существенных затрат времени и тот факт, что многие повреждения носят неустойчивый характер, имеет смысл производить проверку путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Иногда на линиях возникают более существенные повреждение такие как: обрывы проводов, обрывы тросов или гирлянд изоляторов, падение опор и т.п. Подобные повреждения являются не самоустраняющимися, и

следовательно их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное включение (неавтоматическое) линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала – (0,5÷1) час и более. Чтобы ускорить повторное включение линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно [18] устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты в воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Возможен отказ от применения АПВ, но в таком случае данное решение должно быть обосновано.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- схемы АПВ должны срабатывать при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе.
- схемы АПВ не должны срабатывать при отключении выключателя оперативным персоналом или при помощи телеуправления, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после коммутации.
- схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

- время действия АПВ должно быть минимально возможным для обеспечения быстрой подачи напряжения потребителям и восстановления нормального режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

#### 11.8.2 Автоматическое включение резерва

Принятые схемы питания с двумя трансформаторами, работающими на разные секции шин, обеспечивают высокую степень надежности с применением АВР на секционном выключателе.

При наличии АВР время перерыва электроснабжения потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения секционного выключателя и составляет  $(0,3 \div 0,8)$ с.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- схема АВР должна срабатывать в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах.

- для уменьшения длительности перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться сразу же после отключения рабочего источника.

- действие АВР должно быть однократным для предотвращения нескольких включений резервного источника питания на устойчивое КЗ.

- схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом - реле минимального напряжения, чтобы при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда выключатель остается включенным, она приходила в действие.

#### 11.8.3 Сигнализация, блокировка, оперативный ток

При ручной системе управления информация от датчиков поступает непосредственно к сигнальным устройствам щита управления, где находится

дежурный персонал, и позволяет последнему легко ориентироваться в изменениях режима работы обслуживаемых объектов, быстро принимать соответствующие меры. При автоматической системе управления (АСУ) сигнализация тоже необходима. При отклонении режима работы оборудования от нормального датчики посылают сигналы в информационную часть АСУ, в результате чего приходит в действие сигнализация щита управления, а в управляющей части АСУ формируются соответствующие команды управления.

На щитах управления имеются следующие виды сигнализации:

- напоминающая;
- аварийная;
- предупредительная;
- положения;
- вызова.

Напоминающая сигнализация указывает персоналу на необходимость ознакомиться с тем, какие виды защиты или автоматики сработали.

Предупреждающая и аварийная сигнализация извещает персонал о возникновении ненормального или аварийного режима работы объекта или целого участка обслуживаемой установки.

Сигнализация положения указывает персоналу на состояние исполнительных органов – коммутационных аппаратов и других.

Сигнализация вызова требует прихода персонала в помещение, где установлено оборудование, работающее без постоянного дежурного персонала, когда произошло нарушение нормального состояния этого оборудования.

По способу действия сигнализацию различают на световую и звуковую.

При нарушении нормального режима подстанции приходит в действие центральная звуковая сигнализация, которая привлекает внимание оперативного персонала. Звуковой сигнал выполняют, как правило, двухтональным: звонок или зуммер для подачи предупредительной сигнализации и сирена для оповещения об аварии.

Предусматриваются также световые индикаторы, указывающие персоналу, на каком объекте возникло отклонение от нормального режима.

Центральная звуковая сигнализация должна обеспечивать [9]:

- а) центральный съём сигнала – автоматический (через 5 – 10 с) посредством реле времени и с помощью кнопки на пульте оператора;
- б) повторность действия: после снятия сигнала сигнализация должна быть готовой к действию;
- в) возможность периодической проверки сигнализации (опробование).

Аварийная сигнализация запускается при автоматическом отключении выключателей от релейной защиты.

Предупредительная сигнализация оповещает персонал о перегрузках трансформаторов, замыкании на землю в незаземленных и резонансно-заземленных сетях, работе газовой защиты, ненормальном состоянии вторичных цепей (нарушении изоляции или целостности цепей, исчезновении напряжения) и т.д.

Операции разъединителями допустимы, если соответствующая цепь предварительно обесточена. При невыполнении этих условий операции с разъединителями могут привести к серьезным авариям и даже человеческим жертвам. Для устранения неправильных операций с разъединителями предусматривают блокировки между приводами выключателей и разъединителей, а также между заземляющими и рабочими ножами разъединителей.

Блокировку разъединителей, которые имеют дистанционный привод, выполняют введением в цепь управления размыкающих контактов реле электромагнитной блокировки. Разъединители с рычажным приводом имеют механическую или электрическую блокировку.

Механическая блокировка может быть применена, если приводы отключающих аппаратов, подлежащих блокировке, расположены рядом. Их соединяют между собой механической системой, запирающей привод зависимого аппарата, если независимый аппарат включен, и отпирающей его

при отключении независимого аппарата. Примером служит блокировка между рабочими и заземляющими ножами разъединителей, которая обеспечивает строгую последовательность операций.

С помощью электромагнитных замков выполняется электромагнитная блокировка разъединителей с рычажными приводами. Если по схеме блокировки операция с разъединителем допустима, то на контактах гнезда замка имеется напряжение, через обмотку электромагнита, находящегося в ключе, будет проходить ток и сердечник намагнитится. После завершения операции кнопкой на ключе размыкают цепь электромагнита, пружина возвращает стержень в исходное положение, запирая привод разъединителя в новом положении. После этого ключ вынимают из замка.

Оперативный ток служит для питания вторичных устройств: оперативные цепи защиты, аппаратуры дистанционного управления, сигнализации. При нарушениях нормальной работы ПС оперативный ток в некоторых случаях используется для аварийного освещения и для электроснабжения особо ответственных органов собственных нужд.

Главное требование для источников оперативного тока - это повышенная надежность. Мощность источников должна быть достаточной для надежного действия вторичных устройств, при самых тяжелых авариях, а напряжение должно отличаться высокой стабильностью. Эти же требования высокой надежности приводят к необходимости повышенного резервирования источников оперативного тока и их распределительных сетей.

Оперативный ток может быть постоянный или переменный.

На крупных подстанциях в качестве источников постоянного оперативного тока могут служить аккумуляторные батареи. Они имеют достаточную мощность и стабильное напряжение 220 В. Переменный ток может быть получен с помощью инверторов.

К сборным шинам подключается аккумуляторная батарея и параллельно ей подзарядное устройство. Также к сборным шинам присоединяют приемники

энергии вспомогательных цепей. Чтобы обеспечить достаточную надежность электроснабжения этих цепей, выделяют сети:

- релейной защиты и автоматики;
- управления;
- мощных электромагнитов включения приводов выключателей;
- сигнализации.

Сети получают энергию по двум линиям, защищенным автоматическими выключателями.

Устройства контроля за состоянием изоляции сетей присоединяют к сборным шинам щита постоянного тока.

На малых ПС аккумуляторные батареи отсутствуют. Поэтому необходимую энергию отбирают от сети энергосистемы через промежуточные устройства, которые обеспечивают достаточную надежность.

Для отбора мощности используют трансформаторы собственных нужд, измерительные трансформаторы тока и напряжения.



## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 12.1 Безопасность

Безопасность обслуживающего персонала должна обеспечиваться путем применения надлежащей, повышенной и двойной изоляции; соблюдением соответствующих расстояний до токоведущих частей; применения блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям; надежного и быстродействующего автоматического отключения частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением и поврежденных участков сети; заземления или зануления корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, которые могут оказаться под напряжением в следствии повреждения изоляции; выравнивания потенциалов, а также применение разделительных трансформаторов, предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов, средств защиты и приспособлений.

Для обеспечения указанных выше требований необходимо чтобы ПС оснащалась полным комплектом изолирующих, ограждающих и вспомогательных защитных средств.

Оперативное обслуживание электрооборудования подстанции должны выполнять только лица, которые знают должностные и эксплуатационные инструкции и прошедшие проверку знаний ПТЭ, ПТБ и ППБ [20].

Большое значение для безопасности работ в электроустановках имеют организационные и технические мероприятия, выполнение которых обязательно. На подстанции должны быть средства оказания первой медицинской помощи.

Основной компонент, который может повлиять на окружающую среду – это трансформаторное масло. Для защиты от пагубного воздействия трансформаторного масла на подстанции выполнен ряд мероприятий

- применение вакуумных и элегазовых выключателей вместо масляных.
- на случай аварийного разлива масла из бака трансформатора на

подстанции выполнены маслоприемники и маслосборки. Маслосборник выполнен герметичного типа, что предотвращает разлив масла из маслосборника в окружающую среду. По мере заполнения маслосборника дождливыми водами, вода выводится в места, выделенные санитарно-эпидемиологической станцией.

- в процессе эксплуатации персонал контролирует места утечек масла из трансформатора и принимает меры по их устранению.

- для сбора промасленной ветоши и других отходов в процессе ремонтов оборудования на подстанции установлен герметичный металлический бак.

Напряженность электрического и магнитного поля для установок 110 кВ значительно ниже допустимых пределов (5кВ/м) для электрического поля 80 А/м магнитного поля. Поэтому специальных мер для защиты персонала и окружающей среды от этих факторов на подстанции не предусматривается.

Техника безопасности составляет основу комплекса мероприятий по охране труда, обеспечивающих здоровые, рациональные и безопасные условия труда на производстве. В полный комплекс охраны труда, кроме того, входят производственная санитария и трудовое законодательство. Сюда относятся определённые нормы освещённости на рабочих местах, вентиляция, размеры проходов между работающим оборудованием, устройство шкафов для хранения спецодежды, душевые и умывальники и другие условия улучшения труда на предприятиях.

Безопасность работающего персонала обеспечивается также противопожарными мероприятиями, которые предусматриваются отдельными требованиями и правилами. Все обязаны твёрдо соблюдать правила техники безопасности при выполнении различных видов работ [6].

Работодатель в зависимости от местных условий может предусматривать дополнительные меры безопасности труда, не противоречащие Межотраслевым правилам по охране труда.

Электроустановки должны находиться в исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Электроустановки должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с правилами и нормами.

Не допускается выполнение распоряжений и заданий, противоречащих требованиям Правил.

Работники, виновные в нарушении законодательства об охране труда, привлекаются к ответственности в установленном порядке.

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала.

Профессиональная подготовка персонала, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов.

Виды обязательных инструктажей по охране труда следующие: вводный, первичный на рабочем месте, повторный, текущий, внеплановый.

Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда, его проводят со всеми принимаемыми на работу, не зависимо от их образования, стажа работы по данной профессии или должности, а так же командированными, учащимися и студентами, прибывшими на производственное обучение или практику. О проведении вводного инструктажа делают запись в журнале регистрации вводного инструктажа с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего.

Первичный инструктаж на рабочем месте, повторный, внеплановый и текущий инструктажи проводит мастер или непосредственный руководитель работ.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводят с каждым работником индивидуально с практическим показом безопасных приемов и методов труда. Первичный инструктаж так же на рабочем месте проводят со всеми лицами вновь принятыми на предприятие; переводимыми из одного предприятия в

другое; командированными; с учащимися и студентами, прибывшими на производственное обучение или практику; с работниками выполняющими новую для них работу, а так же со строителями при выполнении строительно-монтажных работ на территории действующего предприятия.

Повторный инструктаж проводят работающие независимо от квалификации, образования и стажа работы не реже чем через шесть месяцев.

Повторный инструктаж проводят с целью проверки и повышения уровня знаний правил и инструкций по охране труда индивидуально или с группой работников одной профессии.

Внеплановый инструктаж проводят при изменении правил по охране труда; замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструментов и других факторов, влияющих на безопасность труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву или пожару; при перерывах в работе более чем на 30 календарных дней. Внеплановый инструктаж проводят индивидуально или с группой работников одной профессии.

Проведение первичного, повторного и внепланового инструктажа регистрируется в журнале инструктажа на рабочем месте.

Текущий инструктаж проводят с работниками перед производством работ на подстанции.

Нормализация санитарно-гигиенических условий труда должна достигаться устранением причин возникновения вредных факторов на рабочих местах и применение эффективных средств защиты. Ответственность за обеспечение необходимых условий труда несут начальники цехов и мастера.

Выдача средств индивидуальной защиты производится на основе типовых отраслевых норм выдачи служащим спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты. Составление заявок на средства индивидуальной защиты производят мастера и бригадиры совместно с инженерами по охране труда.

Организация лечебно-профилактического обслуживания предусматривает

предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры работающего персонала.

Санитарно-бытовое обслуживание работающих предусматривает их обеспечение санитарно-бытовыми помещениями, гардеробными, помещениями для отдыха и питания, душевыми, курительными, умывальными.

Рациональность выбора конкретных мероприятий по охране труда, а также эффективность работы по их реализации находятся в прямой зависимости от эффективности контроля за состоянием охраны труда на предприятии.

Основные виды контроля охраны труда следующие: оперативный контроль мастеров и руководителей работ, административно-общественный контроль, контроль осуществляемый службой охраны труда предприятия, ведомственный контроль, осуществляемый вышестоящими органами.

Оперативный контроль осуществляется администрацией на всех уровнях ежедневно. Особая роль при этом принадлежит мастерам, осуществляющими перед началом работ проверку соответствия требованиям безопасности оборудования, средств защиты, инструмента и приспособлений, а в процессе работы контроль за применением безопасных приемов.

Административно-общественный контроль на энергопредприятии осуществляется следующим образом. Первую степень контроля осуществляет ежедневно мастер, проверяя перед началом работ состояние рабочих мест. Раз в неделю контроль проводят начальник подразделения, ниже мер по охране труда и общественный инспектор предприятия (вторая степень), и раз в месяц главный инженер и председатель профкома (третья степень). Выявленные замечания заносятся в специальный журнал для учета и последующего устранения.

Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу, а также периодически, в порядке, предусмотренном Минздравом России.

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия

электрического тока, оказания первой медицинской помощи при несчастных случаях.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен пройти проверку знаний Правил техники безопасности и других нормативно-технических документов в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности и профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Персонал обязан соблюдать требования техники безопасности, инструкции по охране труда, указания, полученные при инструктаже.

Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы, в которое вносятся результаты проверки знаний.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении. Под специальными работами, право на проведение которых отражается в удостоверении после проверки знаний работника, следует понимать [17]:

- верхолазные работы;
- работы под напряжением на токоведущих частях;
- испытание оборудования повышенным напряжением.

Перечень специальных работ может быть дополнен указанием работодателя с учетом местных условий.

Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

Каждый работник, если он не может принять меры к устранению нарушений Правил техники безопасности, должен немедленно сообщить вышестоящему руководителю обо всех замеченных им нарушениях и представляющих опасность для людей неисправностях электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты и т.д.

Рабочие, которые поступают на ремонтное предприятие, должны пройти инструктаж по общим правилам техники безопасности, правилам

электробезопасности, поведения на рабочем месте при ремонте электрического оборудования. Рабочие должны знать инструкции по технике безопасности ремонтных предприятий. Запрещается находиться под поднятым грузом и на пути его перемещения, проходить или пробегать впереди движущихся электрокаров, вагонеток, тележек, перелизать через конвейеры, рольганги или подлезать под них, заходить за ограждения машин и механизмов, касаться движущихся частей оборудования.

В вечернее и ночное время дворы, проходы и рабочие места должны быть хорошо освещены.

В опасных зонах должны быть вывешены предупреждающие или запрещающие плакаты. Предприятие должно иметь кабинет по технике безопасности, в котором отражены все требования, условия и примеры безопасной работы.

Электрические установки и устройства исправны. В соответствии с правилами по эксплуатации их необходимо регулярно проверять.

Нетоковедущие части, которые могут быть под напряжением в результате повреждения изоляции, должны быть надежно заземлены. Не разрешается касаться электропроводки, клемм, корпусов работающих машин, аппаратов и электрических шкафов. Запрещается проводить работы или испытания электрического оборудования и аппаратуры или их узлов, находящихся под напряжением, при отсутствии или неисправности защитных средств, блокировки ограждений или заземляющих цепей.

Для местного переносного освещения должны применяться специальные светильники с лампами на напряжение 12 В.

Запрещается использовать неисправные или непроверенные электроинструменты (электродрелями, паяльниками, сварочными и другими трансформаторами). В помещениях с повышенной опасностью от поражения электрическим током (сырые, с токопроводящими полами, с установками ВН пыльными) работы должны выполняться с особыми предосторожностями.

Большое значение уделяется защитным средствам. К ним относятся

диэлектрические перчатки, боты, коврики, изолирующие ручки инструмента.

## **12.2 Экологичность**

Основной источник загрязнения окружающей среды на ПС является трансформаторное масло. Загрязнение окружающей среды может произойти во время аварийных ситуаций или ремонтных работ, к примеру, при загрязнении изоляционного масла или ухудшении его диэлектрических свойств, требуется его замена. Для этого производится слив масла из трансформаторов. Перед началом сливных операций проверяется правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов изготавливаются из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе. Нижний слив масла осуществляется через герметизированные сливные устройства. При открытии сливных устройств применяется инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. Во время слива масла используются переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания [20].

На подстанции «Светлая» устанавливаются два автотрансформатора марки АТДЦТН-63000/220/110-У1. Расшифровка наименования:

- А – автотрансформатор;
- Т – трехфазный;
- ДЦ – охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла
- Т – трехобмоточный;
- Н – с регулированием напряжения под нагрузкой;
- Номинальная мощность – 63 МВА;
- Климатическое исполнение У-1 – умеренный макроклиматический район, эксплуатация на открытом воздухе с воздействием любых атмосферных факторов (дождь, ливень, снег, пыль при сильном ветре) [5].

Основные параметры согласно ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ.



Технические условия приведены в таблице 5 [4].

Таблица 45 – Основные параметры автотрансформатора

Марка автотрансформатора	Габаритные размеры, мм			Объём масла, т
	длина	ширина	высота	
АТДЦТН-63000/220/110-У1	9750	5250	7300	47

В соответствии с требованиями нормативных документов для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников в соответствии со следующими требованиями[18]:

– габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

– объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор).

– устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

– маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее

чем на 50 мм.

– маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п. 2.

Так как масса трансформаторного масла больше 20 т, то маслоприемник выполняется с отводом масла.

Производим расчёт объёма, занимаемого маслом:

$$V = \frac{m}{\rho}, \quad (65)$$

где  $m$  – масса трансформаторного масла;

$\rho$  – плотность трансформаторного масла, равная  $0,895 \text{ т/м}^3$ .

$$V = \frac{47}{0,895} = 52,514 \text{ м}^3$$

Необходимо определить габариты маслоприемника, который показан на рисунке 1:

$$C = A + 2 \cdot \Delta, \quad (66)$$

$$D = B + 2 \cdot \Delta, \quad (67)$$

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (68)$$

где  $S_{mn}$  – площадь маслоприемника;

$\Delta$  – величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, зависит от массы трансформаторного масла;  $\Delta =$

1,5 м [1];

$C$  – длина маслоприемника, м;

$D$  – ширина маслоприемника, м.

$$C = 5,25 + 2 \cdot 1,5 = 8,25 \text{ м}$$

$$D = 9,75 + 2 \cdot 1,5 = 12,75 \text{ м}$$

$$S_{\text{мп}} = 8,25 \cdot 12,75 = 105,19 \text{ м}^2$$

Отсюда высота маслоприемника равна:

$$h = \frac{V}{S} + h_1, \quad (69)$$

где  $h_1 = 0,26$  м - толщина гравийной засыпки [8].

$$h = \frac{52,514}{105,19} + 0,26 = 0,76 \text{ м},$$

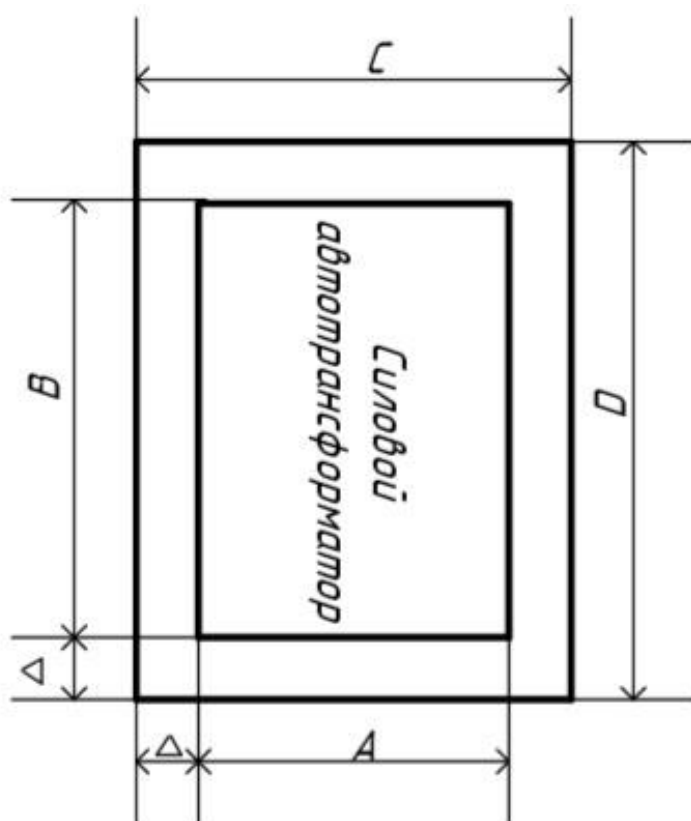


Рисунок 14 – Габаритные размеры маслоприемника

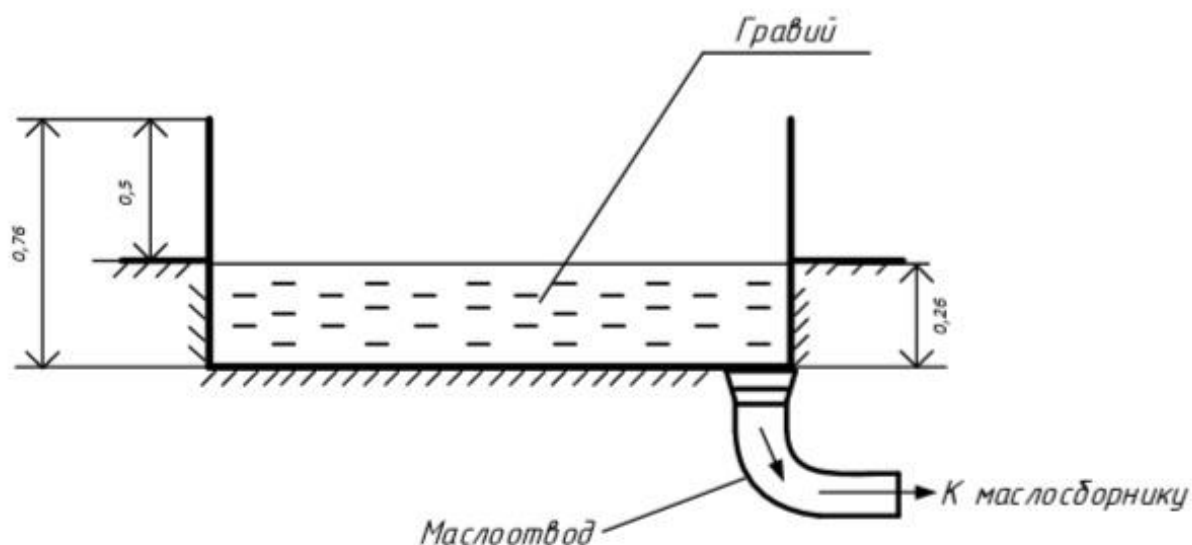


Рисунок 15 – Схема маслоприемника

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическим стационарными устройствами и гидрантами.

Перечислим предъявляемые требования согласно [18]. Маслоотводы должны выполняться закрытыми, в виде подземных труб, в отдельных случаях (например, при сильнопучинистых грунтах, при высоких уровнях грунтовых вод и пр.), при специальном обосновании, допускаются открытые маслоотводы, в виде кюветов и лотков, при соблюдении следующих условий:

- обязательно сооружение бордюра по периметру маслоприемника для задержания растекающегося масла;
- трасса маслоотводов должна проходить на расстоянии не менее 10 м от маслonaполненной аппаратуры;
- сброс масла из маслоприемников должен осуществляться в закрытый маслобронник с последующей откачкой в передвижные емкости стационарным или передвижным насосом.

Перечислим основные требования к маслобронникам. Маслобронники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего

наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Так как маслосборник должен вмещать полный объем трансформаторного масла, а также 80% воды, то следует определить объем, необходимый для тушения пожара.

$$S_{БП} = (A + B) \cdot 2 \cdot h, \quad (70)$$

где  $A$  – длина силового автотрансформатора;

$B$  – ширина силового автотрансформатора;

$h$  – высота силового автотрансформатора.

$$S_{БП} = (9,75 + 5,25) \cdot 2 \cdot 7,3 = 219 \text{ м}^2$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара, приняв в соответствии с [18] интенсивность пожаротушения  $k_{инт} = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$  и время тушения  $t = 1800 \text{ с}$ :

$$V_{H_2O} = k_{инт} \cdot t \cdot (S_{мп} + S_{БП}) \cdot 10^{-3}, \quad (71)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (105,19 + 219) \cdot 10^{-3} = 116,7 \text{ м}^3$$

В конечном итоге определяем объем маслосборника необходимый для приёма 100% масла и 80% воды:

$$V_{mc} = V_{vg} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \quad (72)$$

$$V_{mc} = 52,514 + 0,8 \cdot 116,7 = 145,87 \text{ м}^3$$

Вывод: для устройства маслосборника принимаем резервуар емкостью 150 м<sup>3</sup> из типового ряда емкостей.

### 12.3 Чрезвычайные ситуации. Возникновение пожаров

Причинами возникновения пожаров на подстанции могут быть электрические дуги, искры, а также нагретые до высоких температур токоведущие части.

Указанные причины возникают [28]:

- от коротких замыканий в кабельных линиях или от чрезмерной их перегрузки, что приводит к воспламенению изолирующих оболочек кабеля и других материалов, расположенных рядом с ними.

- от чрезмерной нагрузки электрических аппаратов из-за неправильного их выбора или по причине неисправной работы механизма, на котором они установлены.

- от чрезмерного нагрева отдельных деталей электрических аппаратов, вызванного большим переходным сопротивлением электрической цепи, т.е. наличием в этой цепи слабого контакта.

- в электрических аппаратах, заполненных маслом, за счёт попадания влаги и загрязнения масла, что приводит к резкому снижению диэлектрической прочности аппаратов, способствуя возникновению электрических дуг и короткого замыкания между фазами. При этом происходит разложение масла с выделением водорода и других газов, образующих опасную взрывчатую смесь.

- за счет прямых ударов молний в электроаппараты, происходящих при неправильном устройстве молниезащиты

Таким образом, основной причиной пожаров, вызванных электрическим током, является нарушение правил технической эксплуатации электроустановок.

Все электрические аппараты, кабели должны быть правильно выбраны по

условиям допустимого нагрева, а электроустановки снабжены соответствующей защитой, автоматически отключающей установку от сети при недопустимых по нагреву токах.

Особую роль в борьбе с пожарами от электрического тока играют реле утечки и устройства релейной защиты и автоматики, которые обеспечивают возможность своевременного обнаружения появившегося нарушения изоляции электрических машин и кабельных линий. Поэтому выше указанные устройства всегда должны находиться в исправном состоянии.

Основной мерой предупреждения пожаров на маслонаполненных аппаратах является соблюдение правил технической эксплуатации.

Масло, служащее для их заполнения, перед заливкой всегда должно хорошо просушиваться, очищаться от посторонних примесей и испытываться.

Согласно действующим правилам, этим испытаниям должны подвергаться пробы масла, отбираемые из всех маслонаполненных аппаратов через определенные сроки регламентированные ПТЭ.

Кроме перечисленных мер для исключения возможности пожаров следует не допускать нахождения возле машин и аппаратов легко воспламеняющихся материалов. Согласно ППБ смазочные и обтирочные материалы должны храниться в закрывающихся железных сосудах, количество их не должно превышать однодневной потребности.

Для предотвращения утечек масла из маслонаполненного оборудования в землю предусмотрены маслосборники, объемом залитого масла в данное оборудование.

Энергообъекты должны быть обеспечены средствами пожаротушения согласно перечню ППБ в необходимом количестве.

## 13 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Первостепенная задача электроснабжения заключается в доведении стоимости электроэнергии до минимальной. Этого следует добиваться при соблюдении всех требований, правил и норм необходимого качества электроэнергии, а также надежности ее передачи.

Реконструкция действующих электрических сетей – это изменение электрических параметров сетей (линий, подстанций) при сохранении частично или полностью строительной части объектов, а также установка дополнительных аппаратов и оборудования в этих сетях, для увеличения пропускной способности или надежного электроснабжения потребителей. Основные фонды – это часть средств производства, которая участвует во многих производственных циклах, изнашивается и, не меняя своей первоначальной формы, переносит свою стоимость на стоимость годовой продукции частями, в меру изнашивания.

К производственным относятся те фонды, которые участвуют в процессе производства или способствуют его осуществлению.

Структура основных производственных фондов зависит от производственных особенностей отдельных отраслей и предприятий, их технической оснащенностью.

В энергетике структура основных производственных фондов определяется видом используемого энергоресурса, типом и назначением объекта.

Стоимость основных производственных фондов, участвующих в транспорте электроэнергии, определяется условно как сумма капитальных вложений в воздушные линии и в подстанции.

Оценка объемов капитальных вложений в линии электропередачи и подстанции производится по укрупненным показателям стоимости элементов ЛЭП и подстанций.

Энергетика является очень капиталоемкой отраслью материального



производства, на каждого энергетика приходится больше производственных фондов (показатель фондовооруженности), чем на работника в других отраслях промышленного производства. Разные виды основных фондов по-разному участвуют в материальном производстве: одни непосредственно (машины, оборудование и т.п.), другие лишь создают условия для производственных процессов (здания, сооружения и др.). Поэтому они и подразделяются на активные и пассивные. Очевидно, что активные фонды изнашиваются быстрее, интенсивнее, чем пассивные, и потому норма их амортизации больше. В энергетике доля активных фондов соотносится с пассивными как 3:1 или 4:1. Это требует постоянного обновления основных фондов, особенно их активной части.

При исчислении величины амортизационных отчислений необходимо периодически переоценивать основные фонды, что особенно актуально в условиях инфляции, и соответственно рассчитывать амортизационные отчисления от новой, переоцененной, стоимости.

Амортизационные отчисления производятся от первоначальной стоимости основных фондов, но по мере переоценки они ведутся от балансовой стоимости, то есть величины, числящейся на бухгалтерском балансе.

Если учитывать не только физический, но и моральный износ, то срок службы становится не реальным календарным понятием, а технико-экономической категорией, нужной для расчета норм амортизации.

Нормы амортизации разрабатываются и диктуются государством централизованно. Так что реальные собственники не могут их менять по собственному усмотрению, стремясь к ускоренной амортизации оборудования для его скорейшего обновления.

В то же время было предложено установить особые нормы и правила начисления амортизации для целей налогообложения. Интересно заметить, что если сумма начисленных амортизационных отчислений по данным бухгалтерского учета меньше суммы амортизации, принимаемой для целей налогообложения, то корректировка (уменьшение) налогооблагаемой прибыли

не предусмотрена.

Величина основных производственных фондов определяет производственную мощность (производительность) любых предприятий, в том числе энергопредприятий и энергетических объектов на промышленных предприятиях.

Производственная мощность — потенциальная способность предприятия (цеха, участка, рабочего места) производить максимальное количество определенной продукции или выполнять определенный объем работ в течение определенного периода времени (часа, года) при условии:

- а) применения самой передовой технологии;
- б) должного технического оснащения;
- в) полного устранения аварий;
- г) необходимого материально-технического обеспечения;
- д) обеспеченности производственным и необходимым управленческим персоналом;
- е) полного использования рабочего времени.

Энергетическая производительность зависит еще от одного, не указанного выше условия — от объема и мощности, требуемых потребителям. Так же, как и в энергосистемах, в промышленной энергетике мощности исчисляются за 1 ч.

В энергетике принят ряд следующих определений, касающихся энергетических производственных мощностей:

- установленная мощность — суммарная паспортная мощность энергетического оборудования;
- рабочая мощность — мощность, с которой оборудование может работать при максимальной нагрузке потребителя;
- диспетчерская мощность — мощность, заданная диспетчерским графиком нагрузки.

Отношение рабочей мощности к установленной называется коэффициентом эффективного использования установленной мощности —

важным показателем для оценки работы энергетиков, поскольку его величина свидетельствует, во-первых, о состоянии оборудования, ими обслуживаемого; и во-вторых, о регулярном ремонтном обслуживании.

Расчет примерной сметной стоимости реконструкции подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая».

В состав сметной стоимости реконструкции входят затраты на приобретение оборудования, его монтаж, демонтаж старого. Кроме этого затраты компенсирующие сдачей металла, высвобождаемого при реконструкции.

Произведем расчет затрат на приобретение оборудования [1].

Таблица 46 – Оборудование необходимое для реконструкции

Наименования	Тип.	Кол-во шт.	Сумма тыс. руб. за 1 шт.
Выключатель	ВЭБ – 220	9	3 957
	ВГТ – 110	6	1 200
ТТ	ТРГ – УЭТМ – 110	3	415
ТН	ЗНГ – 220	3	250
	ЗНГ – 110	3	150
ОПН	ОПН – 220	4	78
	ОПН – 110	2	54
Разъединитель	РНП – 220	33	710 350
	РНП – 110	22	508 615
	РГП – 35	4	326 700
КРУ – 35	К – 359 – ХЛ1	1	3 275
КРУ – 10	К – 59 – ХЛ1	1	10 752

$C_{п.ст}$  – капиталовложения, необходимые для реконструкции подстанции

$C_{выкл}$  – капиталовложения, необходимые для реконструкции выключателя

$C_{разъед}$  – капиталовложения, необходимые для реконструкции разъединителя

$C_{ТН}$  – капиталовложения, необходимые для реконструкции ТН

$C_{\text{ОПН}}$ – капиталовложения, необходимые для реконструкции ОПН

$C_{\text{ТТ}}$ – капиталовложения, необходимые для реконструкции ТТ

$N$  – количество оборудования

$$C_{\text{п.ст}} = C_{\text{вык}} + C_{\text{разъед}} + C_{\text{ТН}} + C_{\text{ОПН}} + C_{\text{ТТ}} + C_{\text{КРУ35}} + C_{\text{КРУ10}}, \quad (73)$$

$$C_{\text{выкл}} = n \cdot C_{0\text{выкл}}, \quad (74)$$

$$C_{\text{выкл}220} = 9 \cdot 3\,957 = 35\,613 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{\text{выкл}110} = 6 \cdot 1\,200 = 7\,200 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{\text{разъед}} = n \cdot C_{0\text{разъед}}, \quad (75)$$

$$C_{\text{разъед}220} = 33 \cdot 710\,350 = 23\,442 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{\text{разъед}110} = 22 \cdot 508\,615 = 11\,190 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{\text{разъед}35} = 4 \cdot 326\,700 = 1\,307 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{\text{ТН}} = n \cdot C_{0\text{ТН}}, \quad (76)$$

$$C_{\text{ТН}220} = 3 \cdot 250 = 750 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{\text{ТН}110} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{\text{ТТ}} = n \cdot C_{0\text{ТТ}}, \quad (77)$$

$$C_{\text{ТТ}110} = 3 \cdot 415 = 1\,245 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{\text{ОПН}} = n \cdot C_{0\text{ОПН}}, \quad (78)$$

$$C_{\text{ОПН}220} = 4 \cdot 78 = 312 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{\text{ОПН}110} = 2 \cdot 54 = 108 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{п.ст} = 35\,613 + 7\,200 + 23\,442 + 11\,190 + 1\,307 + 750 + 450 + 1\,245 + 312 + 108 + 3\,275 + 10\,752 = 95\,644 \text{ (тыс. руб.)}$$

Расчет капиталовложений, необходимых для закупки, доставки и монтажа нового оборудования подстанции и демонтажа старого оборудования подстанции [32].

$C_{д.м.}$  - стоимость монтажных и демонтажных работ.

$$C_{д.м. п.ст} = C_{д.м.выкл} + C_{д.м.разъед} + C_{д.м.ТН} + C_{д.м.ОПН} + C_{д.м.}, \quad (79)$$

$$C_{д.м.выкл220} = C_{выкл220} \cdot 35\%, \quad (80)$$

$$C_{д.м.выкл220} = 35\,613 \cdot 0,35 = 12\,465 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{д.м.выкл110} = 7\,200 \cdot 0,35 = 2\,520 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{д.м.разъед} = C_{разъед} \cdot 30\%, \quad (81)$$

$$C_{д.м.разъед220} = 23\,442 \cdot 0,3 = 7\,033 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{д.м.разъед110} = 11\,190 \cdot 0,3 = 3\,357 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{д.м.разъед35} = 1\,307 \cdot 0,3 = 392 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{д.м.ТН} = C_{ТН} \cdot 25\%, \quad (82)$$

$$C_{д.м.ТН220} = 750 \cdot 0,25 = 187,5 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{д.м.ТН110} = 450 \cdot 0,25 = 112,5 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{д.м.ОПН} = C_{ОПН} \cdot 20\%, \quad (83)$$

$$C_{д.м.ОПН220} = 312 \cdot 0,2 = 62,4 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{д.м.ОПН110} = 108 \cdot 0,2 = 21,6 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{\text{д.м.ТТ}} = C_{\text{ТТ}} \cdot 25\% , \quad (84)$$

$$C_{\text{д.м.ТТ110}} = 1\,245 \cdot 0,25 = 311,3 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$C_{\text{д.м п.ст}} = 12\,465 + 2\,520 + 7\,033 + 3\,357 + 392 + 187,5 + 112,5 + 62,4 + 21,6 + 311,3 = 26\,462 \text{ (тыс. руб.)}$$

Определяем стоимость высвобожденного металла

$$C_{\text{мет}} = C_0 \cdot m, \quad (85)$$

$C_{\text{мет}}$  - стоимость высвобожденного металла

$C_0$  – стоимость 1 кг металла (8р.)

$m$  – масса (37 594 кг.)

$$C_{\text{мет}} = 8 \cdot 37\,594 = 300\,752 \text{ (руб.)}$$

Определяем ориентировочные вложения на реконструкцию подстанции

$$K_{\text{п.ст}} = C_{\text{п.ст}} + C_{\text{д.м п.ст}} - C_{\text{мет}}, \quad (86)$$

$$K_{\text{п.ст}} = 95\,644 + 26\,462 - 300,7 = 121\,805,3 \text{ (тыс. руб.)}$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В текущей ВКР были рассмотрены вопросы реконструкции подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая». Данная работа посвящена повышению надёжности и бесперебойной работы системы электроснабжения. Актуальность реконструкции ПС 220/110/35/10 кВ «Светлая» заключается в замене устаревшего оборудования.

На ПС был произведен выбор основного силового оборудования подстанции: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, шинные и изолирующие конструкции, ограничители перенапряжений и т.д. Всё электрооборудование проверено по условиям термической и электродинамической стойкости.

Надёжная работа подстанции невозможна без развитой защиты энергосистемы, поэтому необходимо правильно выполнить и настроить релейную защиту и противоаварийную автоматику. В работе была повышена чувствительность защит и снижено время их срабатывания, что позволяет снизить ущерб от приостановок электроснабжения. В ВКР была рассчитана релейная защита силового трансформатора на базе микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ» от междуфазных КЗ, а также рассчитана максимальная токовая защита от внешних коротких замыканий.

Для бесперебойной работы и повышения надёжности электроснабжения используется противоаварийная автоматика (АПВ).

В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта. Разработаны мероприятия от воздействия опасных и вредных факторов с учетом действующих норм и государственных стандартов. Выполнен расчет маслоприемника и маслосборника под трансформатор ПС.

Таким образом, ПС 220/110/35/10 кВ «Светлая» отвечает всем требованиям, предъявляемым к реконструкции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева.– М.: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2006.– 52 с.

2 Бочаров, Ю.Н. Техника высоких напряжений [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Бочаров Ю.Н., Дудкин С.М., Титков В.В.— Электрон. текстовые данные.— СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2013.— 265 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/43976> (дата обращения – 17.04.2020).

3 ГОСТ 32144-13. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2013-22-06. - М.: Изд-во стандартов, 2. – IV, 20 с.

4 ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия (С Изменением N 1)

5 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5)

6 Долин, П.А. Основы техники безопасности в электроустановках / П.А. Долин. – М.: Энергия, 1979. -.407 с.

7 Дьяков, А.Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем. [Электронный ресурс]: Учебные пособия / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко. – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2010. – 336 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72351> (дата обращения – 02.05.2020).

8 Занько, Н.Г. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс]: учеб. / Н.Г. Занько, К.Р. Малаян, О.Н. Русак. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург: Лань, 2017. — 704 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/92617> (дата обращения – 09.05.2020).



9 Зарандия, Ж.А. Основные вопросы технической эксплуатации электрооборудования [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ж.А. Зарандия, Е.А. Иванов. — Электрон. текстовые данные. — Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. — 128 с. — 978-5-8265-1386-6. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/64145.html> (дата обращения – 20.04.2020).

10 Козлов, А. Н. Микропроцессорные средства управления: учеб. пособие / А. Н. Козлов; АмГУ, Эн.ф.– Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 62 с.: ил. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7132.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7132.pdf). (дата обращения – 09.05.2020).

11 Козлов, А..Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9689.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf) (дата обращения – 09.05.2020).

12 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС), СТО 56947007-29.240.10.028-2009, Энергосетьпроект, 2009 г.

13 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2002. - 140 с. : табл., рис. - Библиогр.: с.139. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7362.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7362.pdf) (дата обращения – 25.05.2020).

14 Наумов И.В. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с. — Режим доступа: [https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7080.pdf](https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7080.pdf)

(дата обращения 25.05.2020).

15 Официальный сайт Министерства энергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/>. (дата обращения – 20.04.2020).

16 Официальный сайт АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.so-ups.ru/?id=oes\\_east](https://www.so-ups.ru/?id=oes_east) (дата обращения – 20.04.2020).

17 Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.fsk-ees.ru> (дата обращения – 20.04.2020).

18 Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М.: Энергосервис, 2006. – 280с.

19 Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ» – РД 153-34.3-03.285-2002.

20 Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов" от 7 ноября 2016 года N 461.

21 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: офиц. текст. – М.: Приор, 2001. – 131 с.

22 РД 34.51.101-90. Инструкции по выбору изоляции электроустановок / Под редакцией НИИПТ.- Москва: СОЮЗТЕХЭНЕРГО, 1990 г.

23 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / Под научной редакцией Н.Н Тиходеева.-2-ое издание. – С-Пб: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.– 353 с.

24 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, РД 153-34.0-20.527-98, НЦ ЭНАС, 2002.

25 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозových перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7361.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf) (дата обращения – 17.04.2020).

26 Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. — Электрон. дан. — М.: Издательский дом МЭИ, 2015. — 296 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72327> (дата обращения – 25.05.2020).

27 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\* (с Изменениями N 1, 2).

28 Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-33.040.10.139-2012 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования.

29 СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании.

30 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа: <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения – 25.05.2020).

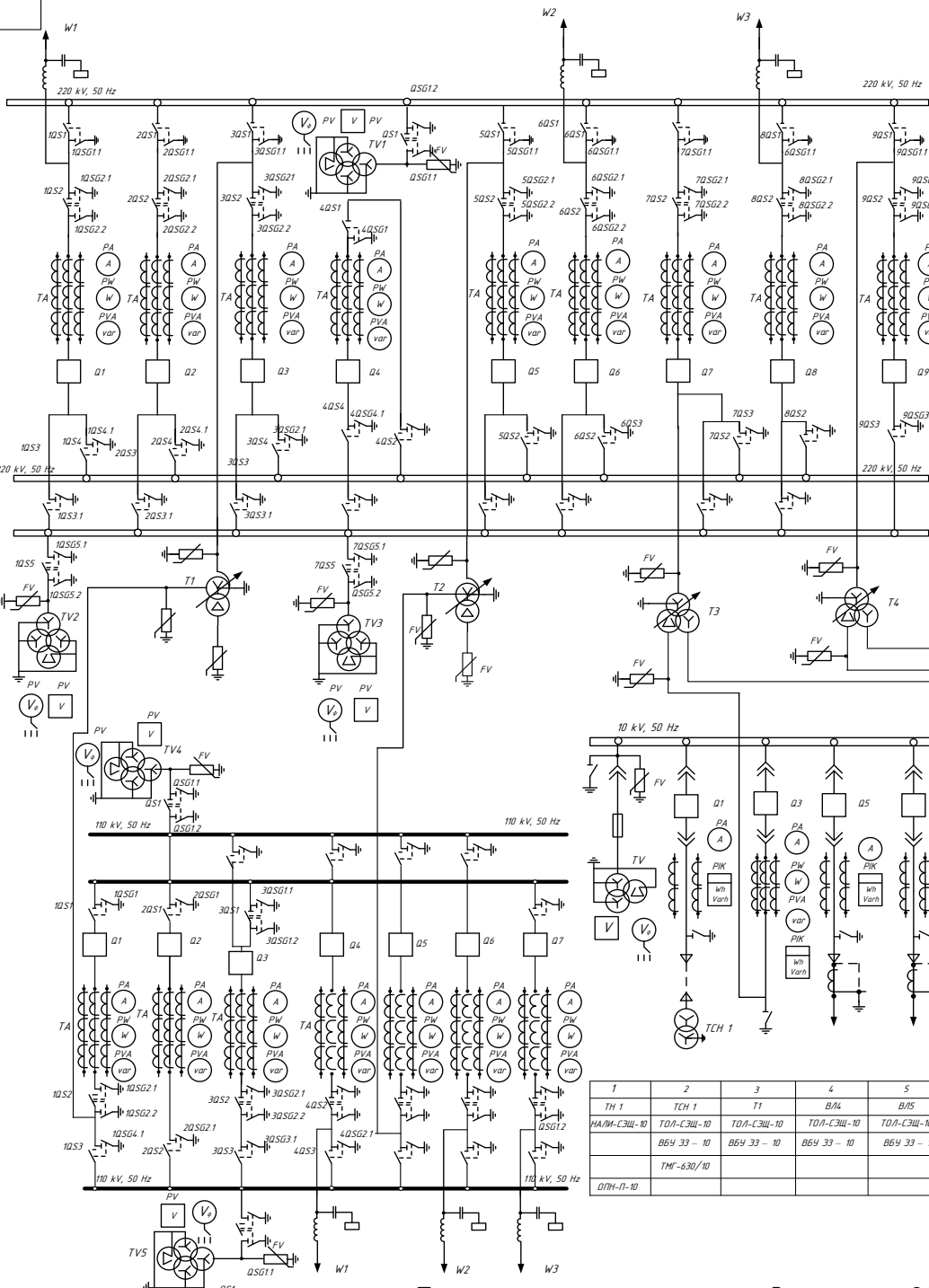
31 Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы: моногр. / С. А. Ульянов. - М.: Энергия, 2002. – 260 с.

32 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2006. – 36 с.

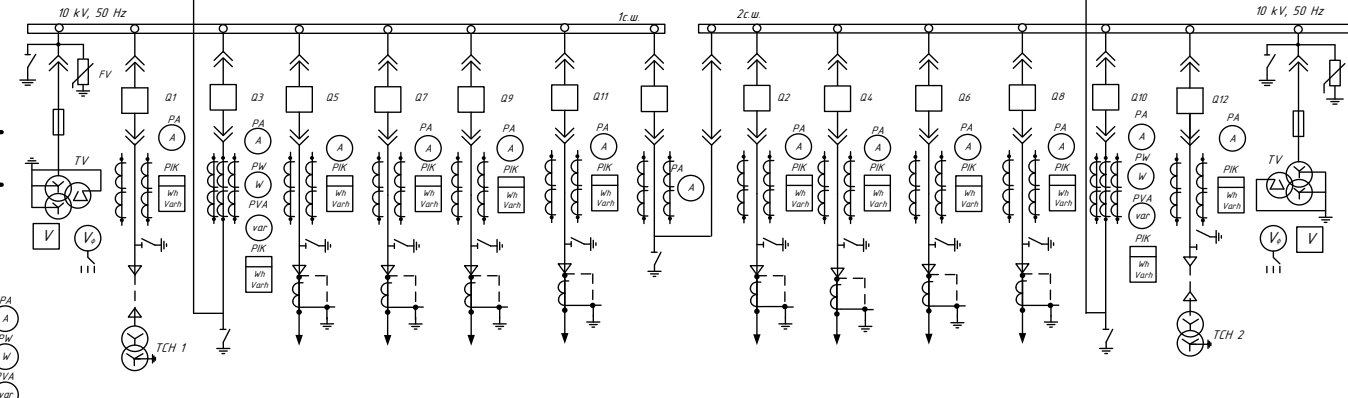
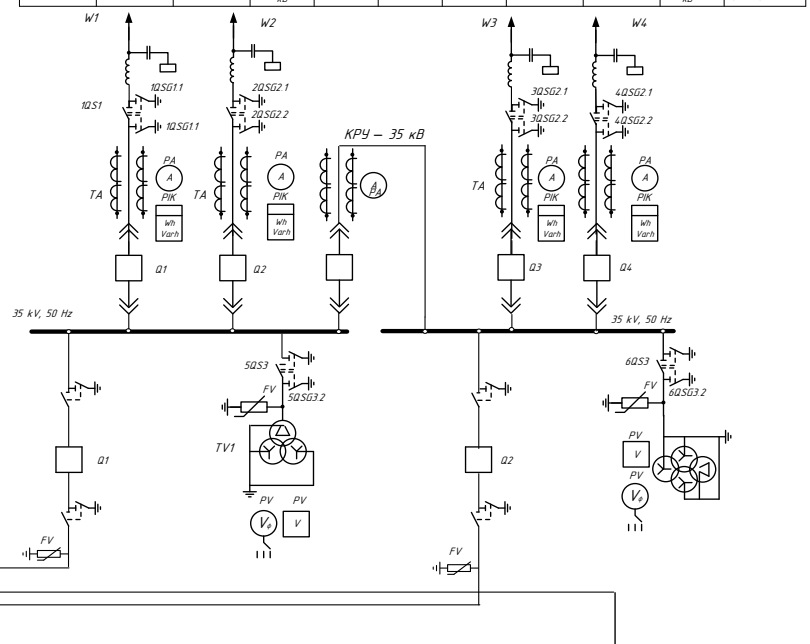
33 Филиппова, Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебник / Т.А. Филиппова. — Электрон. текстовые данные. — Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2014. — 294 с. — 978-5-7782-2517-6. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45211.html> (дата обращения – 20.04.2020).

ХЭГӨӨӨӨӨ 620791 АМВ

- Высокоточный заводской ВЧЗ-220
- Обходная система шин 220 кВ АС-300/39
- Разъединитель РН П - СЭШ 220/1000 УХЛ1
- Трансформатор напряжения ЭНГ-220 УХЛ1
- Разъединитель РН П - СЭШ 220/1000 УХЛ1
- Трансформатор тока ТРГ-43ТН-220
- Выключатель ВБ-220 И-50/2500 УХЛ1
- Разъединитель РН П - СЭШ 220/1000 УХЛ1
- Вторая система шин 220 кВ АС-300/39
- Разъединитель РН П - СЭШ 220/1000 УХЛ1
- Первая система шин 220 кВ АС-300/39
- Разъединитель РН П - СЭШ 220/1000 УХЛ1
- Силовые трансформаторы АТ1412 АТ15ТН-6300/220/110/35 Т3,Т4 ТДТН9-20000/220
- Трансформатор напряжения ЭНГ-220 УХЛ1
- Трансформатор напряжения ЭНГ-110 УХЛ1
- Разъединитель РН П - СЭШ 110/1000 УХЛ1
- Первая система шин 110 кВ АС-240/39
- Вторая система шин 110 кВ АС-240/39
- Разъединитель РН П - СЭШ 110/1000 УХЛ1
- Выключатель ВТ-110 И-40/1600 УХЛ1
- Трансформатор тока ТРГ-43ТН-110
- Разъединитель РН П - СЭШ 110/1000 УХЛ1
- Разъединитель РН П - СЭШ 110/1000 УХЛ1
- Обходная система шин 110 кВ АС-240/39
- Трансформатор напряжения ЭНГ-110 УХЛ1



11	10	9	7	6	5	4	3	2	1	№ Ячейки
Ввод 35 кВ	ВЛ-35 кВ	ВЛ-35 кВ	ТН-35 кВ	СВ-35 кВ	СР-35 кВ	Ввод 35 кВ	ВЛ-35 кВ	ВЛ-35 кВ	ТН-35 кВ	Наименование
Т 4	Свет-Энер №1	Свет-Обс №2	—	—	—	Т 3	Свет-Энер №1	Свет-Обс	—	Присоединение
ВБ-35 УХЛ1,Т1	ВБ-35 УХЛ1,Т1	ВБ-35 УХЛ1,Т1	—	ВБ-35 УХЛ1,Т1	—	ВБ-35 УХЛ1,Т1	ВБ-35 УХЛ1,Т1	ВБ-35 УХЛ1,Т1	—	Выключатели
—	—	—	НАМН-35 УХЛ1	—	—	—	—	—	—	НАМН-35 УХЛ1
—	—	—	ПНН-35 кВ	—	—	—	—	—	—	ПНН-35 кВ
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Предохранители



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ТН 1	ТСН 1	Т1	ВЛ4	ВЛ5	ВЛ6	ВЛ7	ВЛ8	Переключ	ВЛ10	ВЛ11	ВЛ12	ВЛ13	Т2	ТСН 2	ТН 2
ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	ТОЛ-СЭШ-10	НАМН-СЭШ-10
—	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10	БВУ 33 - 10
—	ТМГ-630/10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ТМГ-630/10-11
ОПН-П-10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ОПН-П-10

Принципиальная схема подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая»

ВКР 164029.130302СХ

Имя	Лист	№ докум	Подпись	Дата
Разработчик	Введен	ВВ		
Проверен	Проектировщик	П/П		
Г.Колосов				
Разработчик	Бюджет	ИЭС		
Утвержден	Собствен	ПВ		

Главная схема ПС 220/110/35/10 кВ «Светлая»

Реконструкция электрической подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая» для повышения надежности электроснабжения потребителей

Лист 1 из 1

Масштаб

АнГУ

Кафедра Энергетики

↓ A

ВЛ 220 кВ Кавказ

ВЛ 220 кВ ЗЭС 1

ВЛ 220 кВ ЗЭС 2

1:1

→ B

20 м

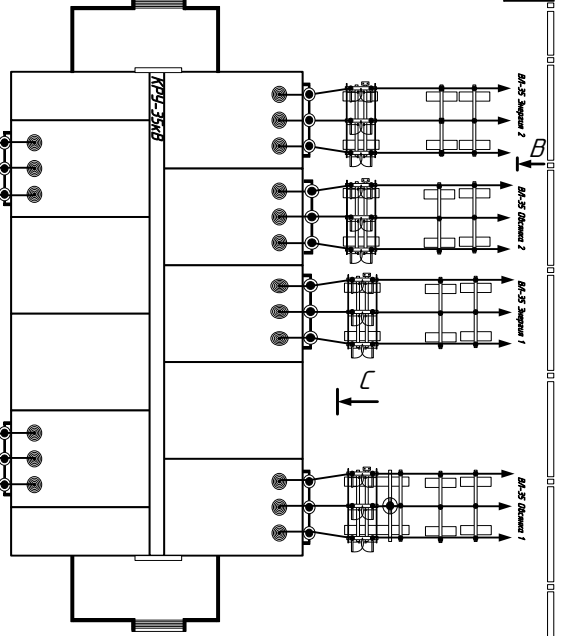
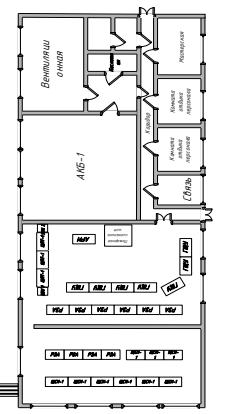
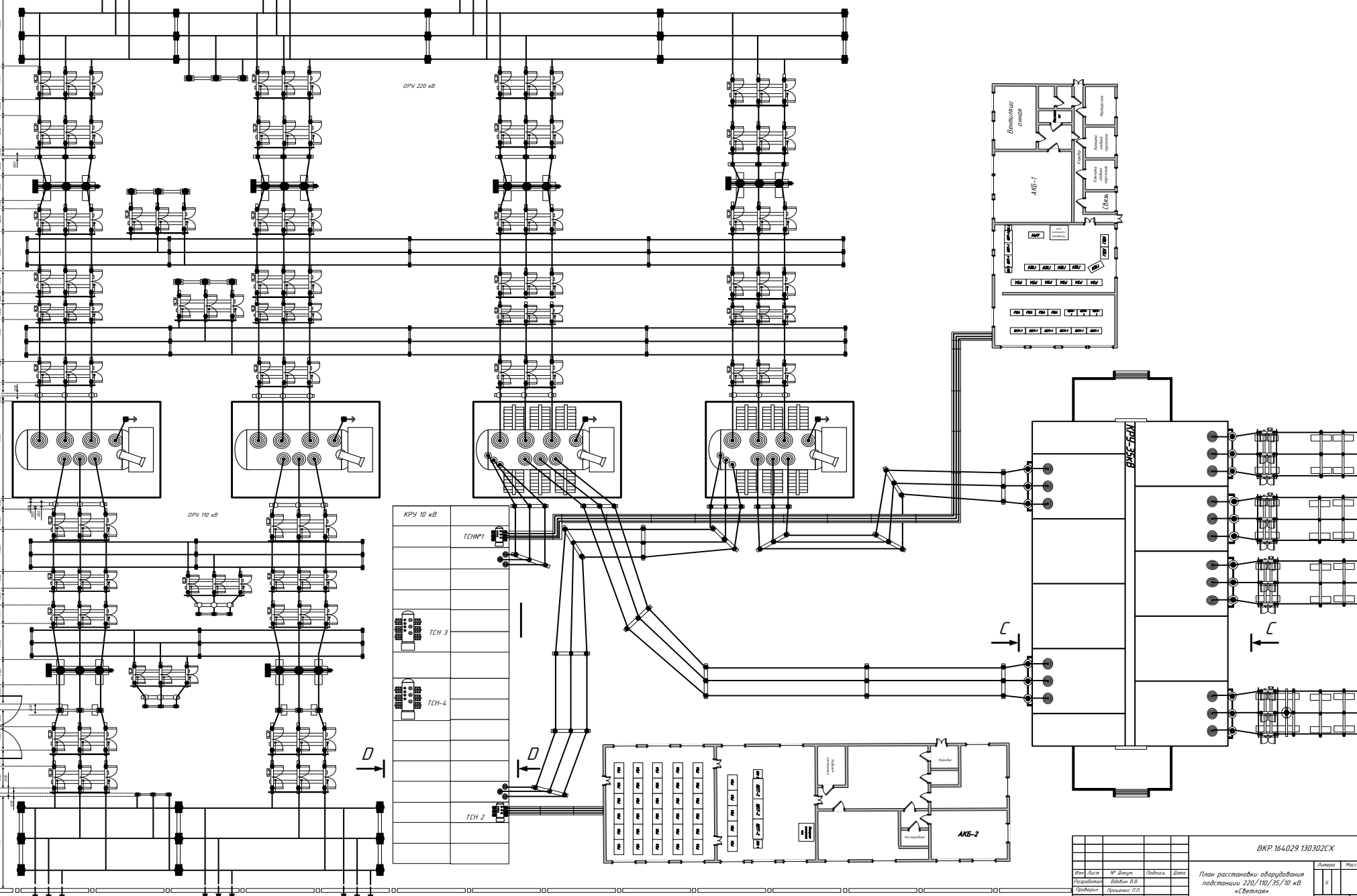
0+00  
0+10  
0+20  
0+30  
0+40  
0+50  
0+60  
0+70  
0+80  
0+90  
0+100  
0+110  
0+120  
0+130  
0+140  
0+150  
0+160  
0+170  
0+180  
0+190  
0+200  
0+210  
0+220  
0+230  
0+240  
0+250  
0+260  
0+270  
0+280  
0+290  
0+300  
0+310  
0+320  
0+330  
0+340  
0+350  
0+360  
0+370  
0+380  
0+390  
0+400  
0+410  
0+420  
0+430  
0+440  
0+450  
0+460  
0+470  
0+480  
0+490  
0+500  
0+510  
0+520  
0+530  
0+540  
0+550  
0+560  
0+570  
0+580  
0+590  
0+600  
0+610  
0+620  
0+630  
0+640  
0+650  
0+660  
0+670  
0+680  
0+690  
0+700  
0+710  
0+720  
0+730  
0+740  
0+750  
0+760  
0+770  
0+780  
0+790  
0+800  
0+810  
0+820  
0+830  
0+840  
0+850  
0+860  
0+870  
0+880  
0+890  
0+900  
0+910  
0+920  
0+930  
0+940  
0+950  
0+960  
0+970  
0+980  
0+990  
1+000

↑ A

ВЛ 110 кВ Горная

ВЛ 110 кВ Мезаход 1

ВЛ 110 кВ Мезаход 2



БКР 164029 130302СК				Листов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Листов	Место
1	1	1			4	
2	2	2			5	
3	3	3			6	
4	4	4				
5	5	5				
6	6	6				
7	7	7				
8	8	8				
9	9	9				
10	10	10				
11	11	11				
12	12	12				
13	13	13				
14	14	14				
15	15	15				
16	16	16				
17	17	17				
18	18	18				
19	19	19				
20	20	20				
21	21	21				
22	22	22				
23	23	23				
24	24	24				
25	25	25				
26	26	26				
27	27	27				
28	28	28				
29	29	29				
30	30	30				
31	31	31				
32	32	32				
33	33	33				
34	34	34				
35	35	35				
36	36	36				
37	37	37				
38	38	38				
39	39	39				
40	40	40				
41	41	41				
42	42	42				
43	43	43				
44	44	44				
45	45	45				
46	46	46				
47	47	47				
48	48	48				
49	49	49				
50	50	50				
51	51	51				
52	52	52				
53	53	53				
54	54	54				
55	55	55				
56	56	56				
57	57	57				
58	58	58				
59	59	59				
60	60	60				
61	61	61				
62	62	62				
63	63	63				
64	64	64				
65	65	65				
66	66	66				
67	67	67				
68	68	68				
69	69	69				
70	70	70				
71	71	71				
72	72	72				
73	73	73				
74	74	74				
75	75	75				
76	76	76				
77	77	77				
78	78	78				
79	79	79				
80	80	80				
81	81	81				
82	82	82				
83	83	83				
84	84	84				
85	85	85				
86	86	86				
87	87	87				
88	88	88				
89	89	89				
90	90	90				
91	91	91				
92	92	92				
93	93	93				
94	94	94				
95	95	95				
96	96	96				
97	97	97				
98	98	98				
99	99	99				
100	100	100				

План расстановки оборудования подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая»

Реконструкция электрической подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая» для повышения надежности электроснабжения потребителей

ИМГУ  
Кафедра энергетики

Исходная схема

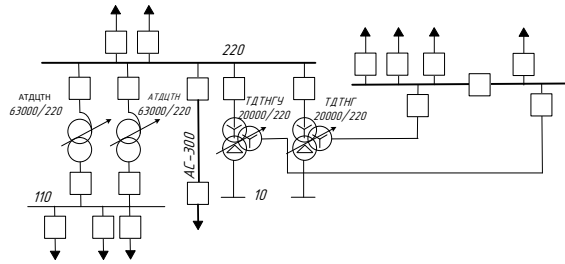


Схема токов КЗ

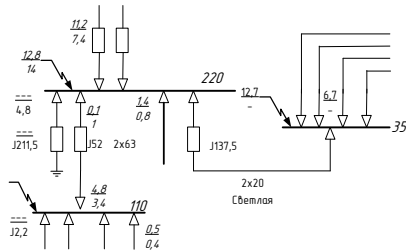
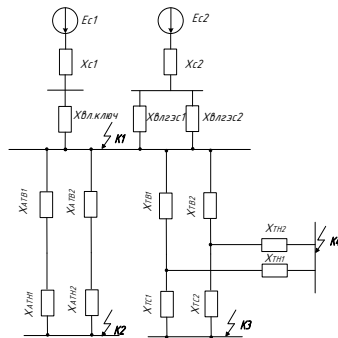


Схема замещения



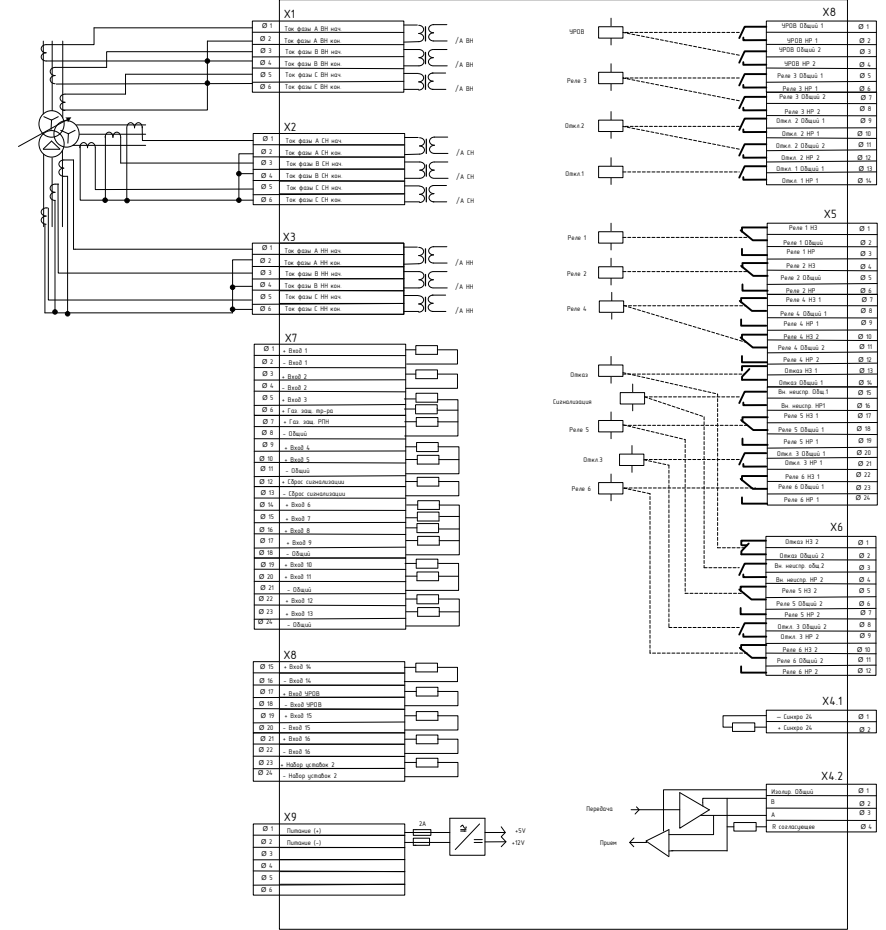
Результаты расчетов для ТДТНГ – 20000/220/35/10

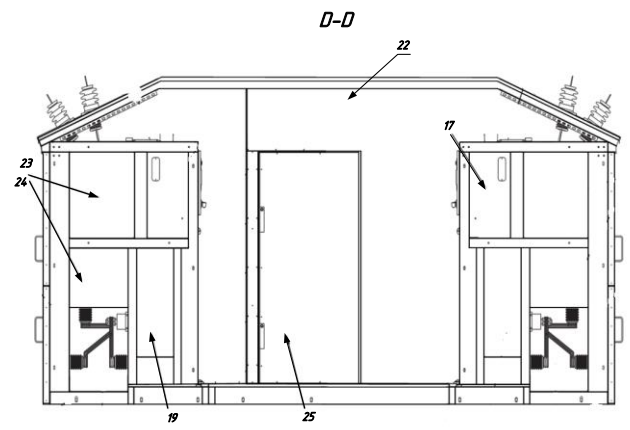
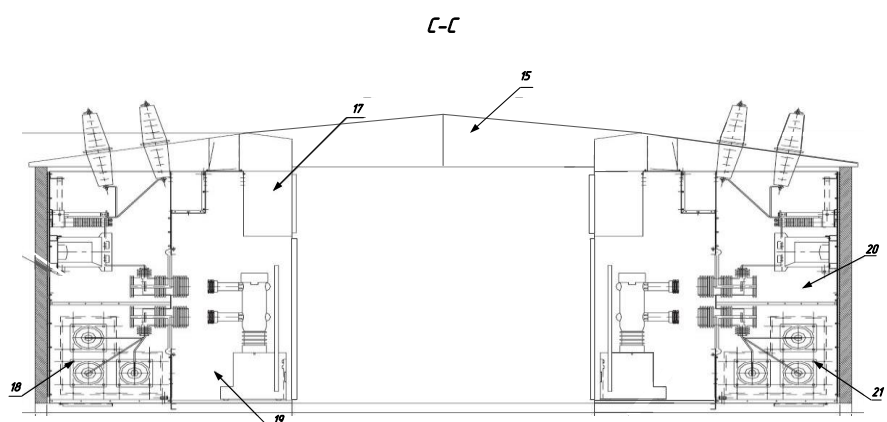
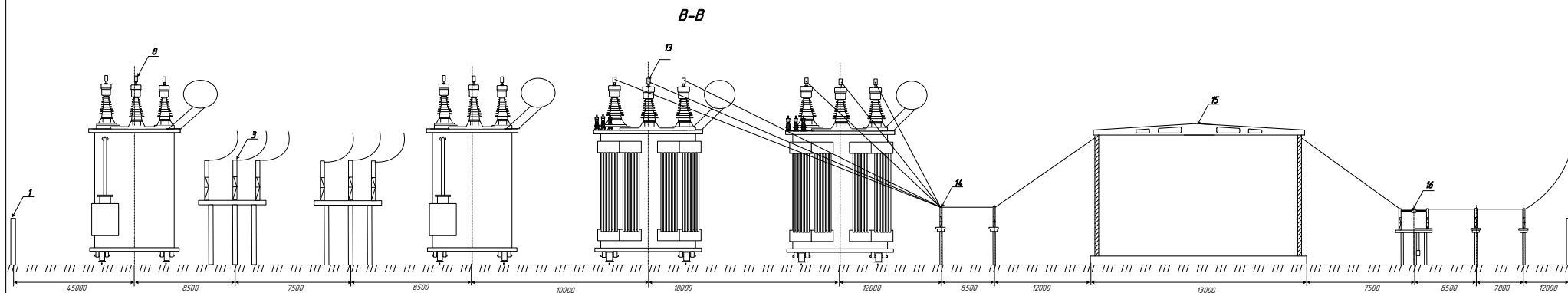
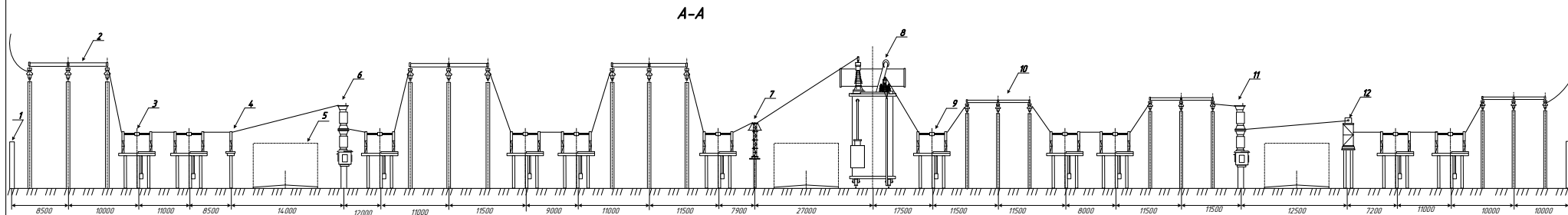
	Ток в цепях защиты, А		
	ВН	СН	НН
Номинальный	52,48	329,91	1154,70
Расчетный	3,02	5,71	4,81

Результаты расчетов для АТДЦТН – 63000/220/110/35

	Ток в цепях защиты, А		
	ВН	СН	НН
Номинальный	158,143	316,287	944,754
Расчетный	1,141	4,565	7,872

Схема подключения внешних цепей «Сириус-ТЗ»

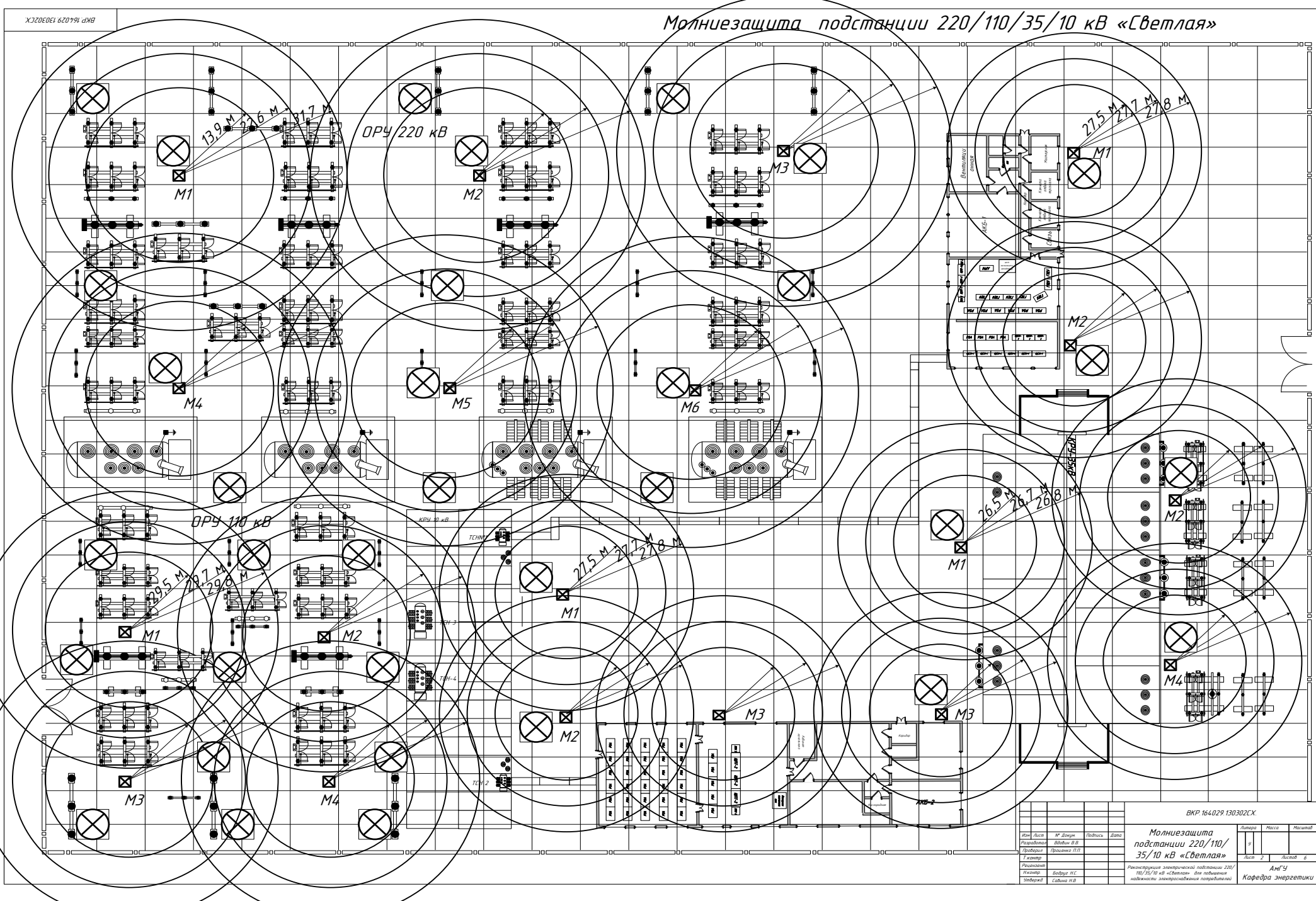




- 1. Ограждение подстанции
- 2. Шинный мост 220 кВ
- 3. Разъединитель РН П – СЭЩ 220
- 4. Опорный изолятор ОСК – 220
- 5. Подъездные пути
- 6. Выключатель ВЗБ – 220 III – 50/2500 УХЛ1
- 7. Ограничитель перенапряжения ОПН – 220/154/10/2 УХЛ1
- 8. Силовой трансформатор АТДЦТН – 6300/220/110/35
- 9. Разъединитель РН П – СЭЩ 110
- 10. Шинный мост 110 кВ
- 11. Выключатель ВГТ – 110 III – 4013150 УХЛ1
- 12. Трансформатор тока ТВГ – 220
- 13. Силовой трансформатор ТДТНГУ – 20000
- 14. Опорный изолятор ИОС – 35 – 500 01 УХЛ1, Т1
- 15. КРУ 35 кВ
- 16. Разъединитель РГП СЭЩ – 35/1000 УХЛ1
- 17. Релейный отсек
- 18. Шинный отсек
- 19. Отсек выкатного элемента
- 20. Вводной отсек 35 кВ
- 21. Проходные изоляторы
- 22. КРУ 10 кВ
- 23. Вводной отсек 10 кВ
- 24. Шинный отсек 10 кВ
- 25. Отсек обслуживания

ВКР 164.029.130302СХ					Разрез подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая»			Листы	Масса	Листов
Изм.	Дата	№ докум.	Исполн.	Долг.	у					
Разработчик		Исполн. В.В.			4					
Проверен		Проектировщик П.Л.								
Технический										
Расчетчик										
Начальник		Бодуев И.С.								
Заведующий		Савина Н.В.								
Реконструкция электротехнической подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая» для повышения надежности электроснабжения потребителей					АИ/У Кафедра энергетики					

# Молниезащита подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая»



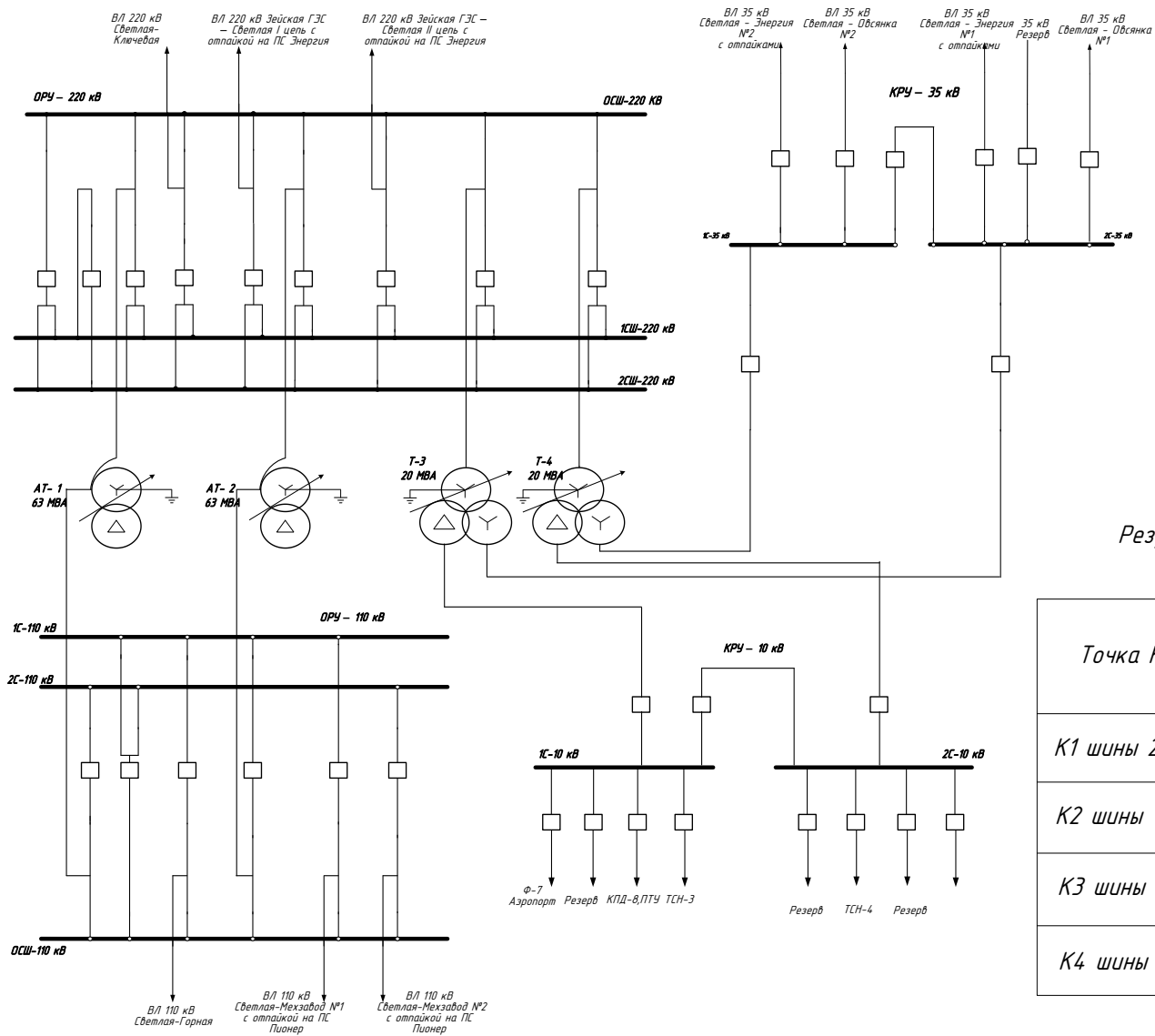
Имя	Адрес	№ докум.	Подпись	Дата
Разработчик	Вдовин В.В.			
Проверен	Прозимо П.П.			
Т.контр.				
Рисован				
Исполн	Бабура И.С.			
Чертежник	Соболев И.В.			

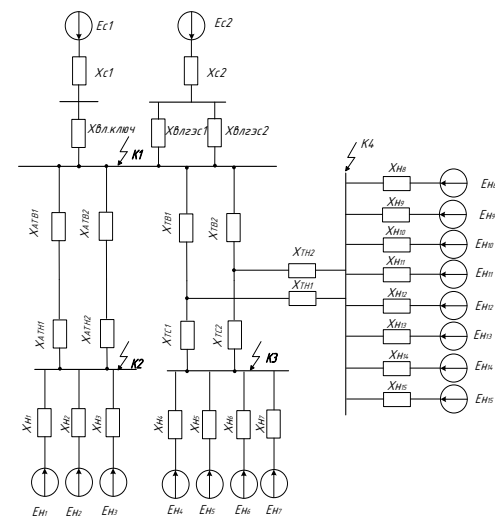
ВКР 164029 130302СК		
Молниезащита подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая»		
Листа	Лист	Максимум
1	2	6
Реконструкция электрической подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая» для повышения надежности электроснабжения потребителей		
АНГУ		
Кафедра Энергетики		



### Исходная схема подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая»



### Схема замещения



Результаты расчетов тока КЗ, ударного тока и теплового импульса

Точка КЗ	Результаты расчетов		
	$I_{кз}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$B_{кз}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К1 шины 220 кВ	6,7	15,19	94,27
К2 шины 110 кВ	5,63	12,76	66,56
К3 шины 35 кВ	7,4	18,07	80,54
К4 шины 10 кВ	10,1	25,82	204,02

ВКР 164 029 130302СК				Лист	Масса	Масштаб
Имя	№ докум.	Получил	Дата	Схема замещения и расчеты токов КЗ	Лист	в
Разработал	Введен в В					
Проверил	Проектировщик ПП			Реконструкция электрической подстанции 220/110/35/10 кВ «Светлая» для повышения надежности электроснабжения потребителей	Лист	в
Т.Климент						
Расчетчик						
Исполнитель	Владимир ПС					
Исполнитель	Собачина НВ			АМГУ		
				Кафедра энергетики		