

Министерство образования и науки 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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие системы электроснабжения НПС-15 в связи с ростом электрических нагрузок

Исполнитель студент
группы 342-зсб-1

подпись, дата

А.О. Трунёв

Руководитель
доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Нормоконтроль
доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2017 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Трунёва Андрея Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие системы электроснабжения НПС-15 в связи с ростом электрических нагрузок

(утверждено приказом от 23.11.16 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.01.2017

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия.

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

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Бакалаврская работа содержит 83 стр., 13 рисунков, 15 таблиц, 101 формулу, 21 источник

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания: 04 октября 2016 г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н доцент, к.т.н

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

Задание принял к исполнению (дата): 04 октября 2016 г

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 87 стр., 13 рисунков, 15 таблиц, 101 формулу, 21 источник, 7 приложений

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК, СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

В данной бакалаврской работе разработан вариант реконструкции ПС 220/10 кВ «НПС-15» при замене силовых трансформаторов. Выполнен расчет электрических нагрузок на шинах низкого напряжения 0,4 кВ и высокого напряжения 10 кВ собственных нужд ПС. Произведен расчет токов короткого замыкания во всех характерных точках с учетом реконструкции. Выполнена проверка основного электрического оборудования установленного на ПС в связи с реконструкцией. Выбрана современная защита силовых трансформаторов. Определены меры безопасности при реконструкции в области охраны окружающей среды, а так же рассмотрены различные чрезвычайные ситуации при эксплуатации маслонаполненного оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Климатическая характеристика олекминского района	8
2 Технологический процесс перекачки нефти НПС	10
3 Описание существующей схемы электроснабжения нефтеперекачивающей станции	11
4 Расчет низковольтной нагрузки на шинах НН КТП	15
5 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «НПС-15»	21
6 Проверка существующих трансформаторов 220/10 кВ по коэффициентам загрузки	25
7 Расчет токов короткого замыкания	27
8 Проверка оборудования РУ ПС «НПС-15»	34
8.1 Проверка выключателей 220 кВ	34
8.2 Проверка выключателей 10 кВ	36
8.3 Проверка разъединителей 220 кВ	38
8.4 Проверка трансформаторов тока 10 кВ	39
8.5 Проверка гибкой ошиновки	39
8.6 Проверка жестких шин 10 кВ	41
9 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	43
10 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	46
11 Расчет защитного заземления	48
12 Расчет молниезащиты	51
13 Защита трансформаторов ТРДН-32000/220/10	53
13.1 Дифференциальная защита	53
13.2 Защита от перегрузки трансформатора	55
13.3 Максимальная токовая защита	56
13.4 Газовая защита	58
13.5 Токовая защита нулевой последовательности	59

14	Оценка надежности питания потребителей 10 кВ «НПС-15»	62
15	Безопасность и экологичность	66
15.1	Безопасность работы	67
15.2	Экологичность работы	68
15.3	Чрезвычайные ситуации	71
	Заключение	75
	Библиографический список	76
	Приложение А. Расчет трансформаторов	78
	Приложение Б. Схема электрических соединений распределительного пункта 10 кВ «НПС-15»	79
	Приложение В. Схема питания потребителей 0,4 кВ ПС «НПС-15»	80
	Приложение Г. Расстановка оборудования на ОРУ 220 кВ «НПС-15»	81
	Приложение Д. Молниезащита ОРУ 220 кВ «НПС-15»	82
	Приложение Е. Защита трансформаторов ПС «НПС-15»	83
	Приложение Ж. Подробная однолинейная схема ПС «НПС-15»	84

ВВЕДЕНИЕ

Данная бакалаврская работа рассматривает вариант реконструкции системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции «НПС-15» в связи с увеличением мощности нагрузки потребителей. В бакалаврской работе планируется рассмотреть вариант установки силовых трансформаторов на ПС 220/10 «НПС-15» большей пропускной способности, в настоящее время на которой установлены трансформаторы типа ТДН-25000/220/10. Также в данной работе будет проведен расчет токов короткого замыкания для проверки существующего оборудования по условиям термической и электродинамической стойкости при установке трансформаторов другого типа.

Актуальность данной бакалаврской работы заключается в том, что в настоящее время ПС «НПС-15» питает таких ответственных потребителей на нефтеперекачивающей станции как МНА - магистральный насосный агрегат, предназначенный для прокачивания нефтепродуктов по трубопроводам на значительные расстояния. К каждому из силовых трансформаторов 220/10 кВ подключено по два МНА, при этом коэффициенты загрузки данных агрегатов в настоящее время составляют порядка 40% и мощности силовых трансформаторов достаточно для нормального функционирования НПС. Однако в ближайшее время планируется увеличение загрузки МНА (мощность которого составляет 12 МВА) до 100%, в связи с этим возникают сложности при эксплуатации силовых трансформаторов тк в случае выхода одного из строя, мощности второго будет недостаточно для нормальной работы МНА.

Целью данной бакалаврской работы является определение наиболее выгодного как с экономической точки зрения, так и с точки зрения надежности варианта реконструкции ПС «НПС-15» для обеспечения должного качества электроснабжения потребителей нефтеперекачивающей станции НПС-15.

Для достижения поставленной цели в бакалаврской работе предусматривается решение следующих основных задач: определение нагрузок в узлах сети различного номинального напряжения; проверка

существующих типов трансформаторов 220/10 кВ по коэффициентам загрузки в различных режимах работы, выбор мощности и количества трансформаторов 220/10 кВ для соответствия изменившимся нагрузкам; расчет токов короткого замыкания в связи с заменой силового оборудования; проверка установленного на ПС «НПС-15» оборудования по условиям протекания увеличенных токов короткого замыкания.

Так же в ВКР предусматривается решение следующих дополнительных задач: определение параметров экономической эффективности в реконструкцию ПС «НПС-15». Определение наиболее опасных производственных факторов при эксплуатации электрооборудования, расчет основных параметров маслоприемников для безопасной эксплуатации силовых трансформаторов 220/10 кВ.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОЛЕКМИНСКОГО РАЙОНА

Климат Олекминского района резко континентальный с холодной продолжительностью суровой зимой и коротким но сравнительно теплым летом. В зимнее время территория находится под воздействием Восточно-Сибирского антициклона, который обуславливает безветренную солнечную погоду с низкой температурой воздуха.

Многолетняя среднемесячная температура воздуха в декабре, феврале месяце падает до минус 35-45 °С. Летом оказывается дальневосточная муссонная деятельность, приносящая частую смену погоды, атмосферное давление, большое количество осадков и сравнительно высокую температуру воздуха. Низкие температуры воздуха, продолжительная, сравнительно малоснежная зима и другие природные факторы обуславливают наличие вечно-мерзлых грунтов.

Расчетная температура воздуха самой холодной пятидневки минус 49 °С. Продолжительность отопительного периода 268 суток. Продолжительность безморозного периода 38 суток, число дней со снежным покровом - 213. Средняя температура воздуха отопительного периода минус 17 °С. Преобладающее за год направление ветров северо-западное, повторяемость которых составляет 45-50%. Среднегодовая скорость ветра 2,3 м/сек. Высота снежного покрова не превышает 50 см. Среднегодовая относительная влажность воздуха 61%.

Основные климатические характеристики района указаны в таблице 1.

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см ³), (мм)	25
Температура воздуха высшая, (град С)	41
Температура воздуха низшая, (град С)	-49
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	-8
Число грозных часов	45
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	5

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ НПС

Нефтеперекачивающая станция – это один из главных элементов магистрального нефтепровода. Нефтеперекачивающая станция представляет собой комплекс сооружений, а также оборудования для обеспечения приема, накопления, а также перекачки нефти по магистральному нефтепроводу. Основная функция любой нефтеперекачивающей станции – забрать нефть из трубопровода, где низкий напор, насосами увеличить его и ввести в трубопровод с уже высоким напором. Продукция делится по своему назначению на различные виды.

Все объекты на нефтеперекачивающих станциях делят на первую и вторую группу. Первая группа таких объектов включает в себя объекты технологического назначения. Вторая же группа объектов – это объекты вспомогательного, а также подсобно-хозяйственного значения.

На нефтеперекачивающей станции, как правило, размещается следующее оборудование:

- насосы с подпорными и магистральными агрегатами;
- система фильтров;
- резервуарный парк;
- системы для обеспечения водоснабжения и теплоснабжения;
- системы электроснабжения, пожаротушения, телемеханики, связи и автоматики;
- узел учёта;
- печи, где осуществляется подогрев нефти;
- технологический трубопровод;
- а также различные сооружения, здания, которые предназначены для удовлетворения бытовых и производственных нужд.

Нефтеперекачивающие станции бывают двух типов - головными и промежуточными. Головная станция предназначена для приемки нефти с установок её подготовки на промысле, а также из других источников, для

последующей закачки нефти в магистральный нефтепровод. Промежуточные нефтеперекачивающие станции требуются для создания высокого напора в трубопроводе для обеспечения перекачки нефти.

Головная нефтеперекачивающая станция представляет собой сооружения, которые размещены в начале магистрального нефтепровода или его отдельного участка. В неё входит насосная станция, резервуарный парк, технологические трубопроводы, котельная, электроподстанция, водоснабжение, канализация, подсобные, административные здания и прочее. При последовательной перекачке нефти она также оборудуется лабораторией, которая отвечает за качеством нефти. Кроме того, головная станция снабжается различными подогревающими устройствами.

Промежуточные нефтеперекачивающие станции располагаются по трассе трубопровода через определённое расстояние.

Чтобы сократить затраты на возведение нефтеперекачивающих станций, как правило, используется блочно-модульное или блочно-комплектное исполнение. При этом они могут быть как открытого типа, то есть всё под навесом на открытом воздухе, а общая защита от различных погодных условий осуществляется с помощью металлических кожухов, так и закрытого.

3 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ

На рисунке 1 представлено схематичное изображение РУ 220 ПС 220/10 кВ «НПС-15». Как видно на рисунке распределительное устройство высокого напряжения ПС выполнено по транзитной схеме «одна секционированная система шин с обходной системой и отдельными обходным и шиносоединительным выключателями». К данному распределительному устройству подключены четыре отходящие ВЛ «НПС-13», «НПС -14 1Ц», «НПС -14 2Ц», а так же ПС «Сунтар».

РУ 220 кВ имеет очень высокую степень надежности благодаря наличию обходной системы шин, что позволяет выводить в ремонт любой из выключателей без отключения соответствующего потребителя, однако недостатком данной схемы следует выделить большое количество коммутационных аппаратов и трудоемкость их обслуживания.

Как указывалось ранее на ПС установлены два силовых трансформатора типа ТДН 25000/220/10 номинальной мощностью 25 МВА имеющие систему охлаждения типа «Д» (принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла внутри корпуса трансформатора), так же такого типа трансформаторы снабжены устройством позволяющим в широких пределах изменять напряжение на стороне НН (РПН).

На стороне низкого напряжения ПС (рисунок 2) имеется четыре секции напряжением 10 кВ связанные между собой по средствам шинных перемычек и выключателей снабженных АВР, с указанных секций получают питание комплектные трансформаторные ПС 10/0,4 кВ (КТП 208.1, КТП 207, КТП 208.3, КТП 214, КТП 208.2, КТП 203, 773) обеспечивающие работоспособность нефтеперекачивающей станции, и основные потребители – магистральные насосные агрегаты (МНА).

Следует отметить наличие у МНА отдельных частото-регулируемых приводов которые позволяют плавно изменять частоту вращения механизмов находящихся в работе, а так же осуществлять плавный пуск электродвигателей МНА, что положительно сказывается на качестве электроэнергии и позволяет избежать значительных бросков тока и глубоких посадок напряжения при пуске.

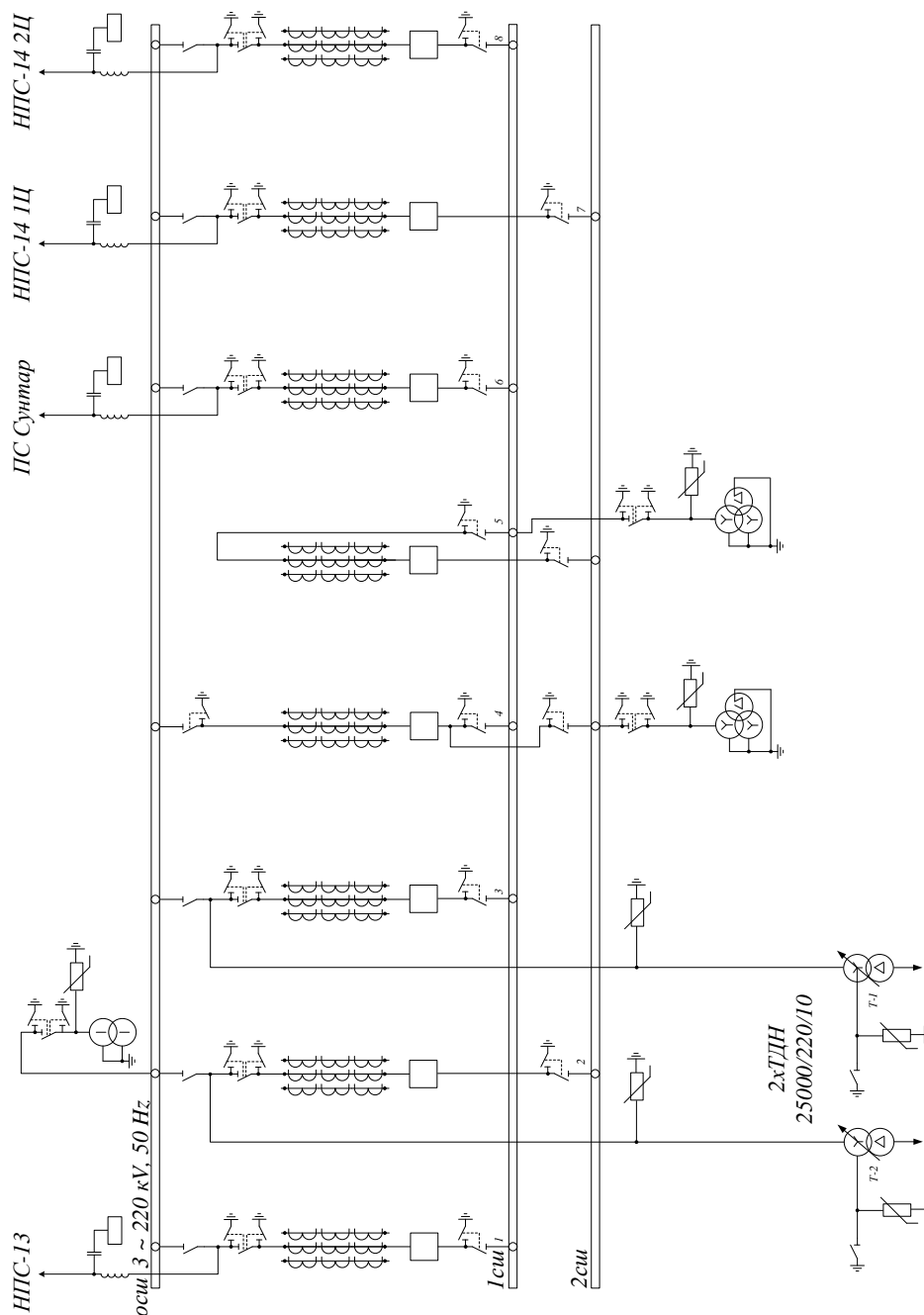
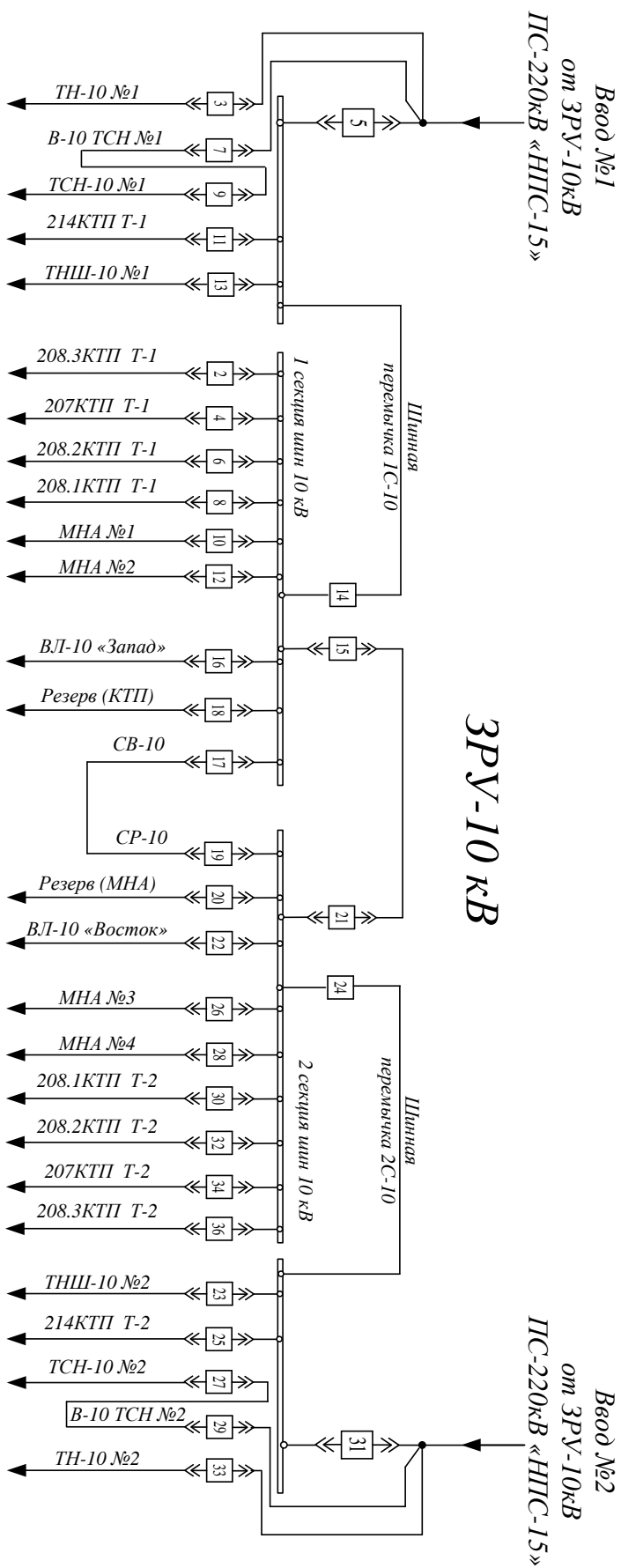


Рисунок 1 – Схема электрических соединений РУ 220 кВ ПС «НПС-15»

Рисунок 2 – Схема электрических соединений РУ 10 кВ ПС «НПС-15»



4 РАСЧЕТ НИЗКОВОЛЬТНОЙ НАГРУЗКИ НА ШИНАХ НН КТП

Данные по потребителям электрической энергии подключенным к шинам низкого напряжения КТП представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ

Наименование КТП	Потребитель	n_i (е.д.)	$P_{ном}$ (кВт)	$\cos\varphi$	K_{ui}
1	2	3	4	5	6
208.1	Насос погружной	2	15	0,8	0,7
	Насос системы охлаждения преобразователя	8	1,5	0,8	0,7
	Крышной вентилятор	2	7,5	0,8	0,65
	Вентилятор охладителя маслосистемы	12	3	0,8	0,65
	Вентилятор рабочий	2	37	0,8	0,65
	Вентилятор приточный	2	55	0,8	0,65
	Вентилятор крышной	1	11	0,8	0,65
	Задвижка	6	15	0,8	0,01
	Задвижка	8	18	0,8	0,01
	Задвижка	6	0,55	0,8	0,01
	Насос циркуляционный	2	55	0,8	0,7
	Насос для заполнения и подпитки системы	2	1,6	0,8	0,7
	Аппарат воздушного охлаждения	2	22	0,8	0,65
	Маслонасос	8	5,5	0,8	0,7
	Насос запирающей воды	8	0,55	0,8	0,7
	Компрессор	3	84,3	0,9	0,65
	208.2	Обогрев	3	9,5	1
Освещение (площадь м ²)		250	-	0,5	1
Системы управления		10	2	0,6	0,95

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
208.3	Нагрузки электрообогрева КЦКП	1	160	1	1
207	Нагрузки электрообогрева КЦКП	1	120	1	1
203	Насос погружной	3	15	0,8	0,7
	Обогрев	3	20	1	1
	Освещение (площадь м ²)	300	-	0,5	1
214	Насос погружной	2	5,5	0,65	0,2
	Задвижка	3	15	0,65	0,2
	Задвижка	3	15	0,65	0,17
	Обогрев	1	25	1	1
	Освещение (площадь м ²)	2000	-	0,5	1
773	Обогрев	1	50	1	1
	Освещение (площадь м ²)	1500	-	0,5	1

В основе расчета по определению нагрузок промышленных предприятий используется метод коэффициента использования. Электропотребление потребителей определяется электроосвещением и электронагревательными приборами, насосами, системами управления и т.д.

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, защиты электрических сетей и электрооборудования.

В данном разделе рассматривается определение расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП 10/0,4 кВ подключенных к шинам низкого напряжения ПС 220/10 кВ «НПС-15», в таблице приведены исходные данные по потребителям подключенным к шинам НН КТП.

На основании данных указанных в таблице производится расчет каждого отдельного потребителя, для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения КТП 214. Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.

Предварительно определяем групповой коэффициент использования электроприемников по следующей формуле (расчет проводится только для двигательной нагрузки) [3]:

$$K_{\text{групп}} = \frac{\sum K_{\text{ui}} \times P_{\text{ном}i}}{\sum P_{\text{ном}i}} \quad (1)$$

где K_{ui} - коэффициент использования каждого отдельного потребителя.

$P_{\text{ном}i}$ - номинальная мощность электроприемников согласно паспортным данным для каждого отдельного потребителя (кВт):

$$K_{\text{групп}} = \frac{0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3}{5,5 \cdot 2 + 15 \cdot 3 + 15 \cdot 3} = 0,18$$

Далее определяем эффективное число электроприемников в рассматриваемой группе по следующей формуле [3]:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum n_i \times P_{\text{ном}i})^2}{\sum n_i \times P_{\text{ном}i}^2} \quad (2)$$

где n_i - число электроприемников в группе.

$$n_{\text{э}} = \frac{(5,5 \cdot 2 + 15 \cdot 3 + 15 \cdot 3)^2}{5,5^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 3 + 15^2 \cdot 3} = 7,23$$

Определяем среднюю мощность группы электроприемников подключенных к шинам НН КТП 214 используя коэффициент использования по следующей формуле [3]:

$$P_{\text{ср}} = \sum K_{\text{ui}} \times P_{\text{ном}i} \quad (3)$$

$$P_{\text{ср}} = 0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 = 18,85 \text{ (кВт)}$$

Определяем коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного числа

электроприемников. В данном случае принимаем $K_p = 1,5$, определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников по следующей формуле [3]:

$$P_p = P_{cp} \cdot K_p \quad (4)$$

$$P_p = 18,85 \cdot 1,5 = 28,28 \text{ (кВт)}$$

Далее находим значение средней реактивной мощности на шинах НН КТП от электродвигательной нагрузки:

$$Q_{cp} = \sum K_{ui} \times P_{номi} \times tg\varphi_i \quad (5)$$

$$Q_{cp} = 0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 1,17 = 22,04 \text{ (кВАр)}$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников менее 10 рассчитывается по следующей формуле [3]:

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp} \quad (6)$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 22,04 = 24,24 \text{ (кВАр)}$$

Далее определяется расчетная мощность нагрузки освещения по следующей формуле:

$$P_{p.o} = P_{уд.o} \cdot S_{ном} \quad (7)$$

где $P_{уд.o}$ - удельная мощность освещения производственного помещения приходящаяся на один квадратный метр площади (кВт/ м²).

$S_{ном}$ - площадь помещений (м²)

$$P_{p.o} = 0,012 \cdot 2000 = 24 \text{ (кВт)}$$

Реактивная мощность потребляемая осветительными приборами в данном случае лампами типа ДРЛ и ЛБ:

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (8)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент мощности осветительных приборов.

$$Q_{p.o} = 24 \cdot 1,7 = 40,8 \text{ (кВАр)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП [2]:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{p.o} + P_{p.om} \quad (9)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{p.o} \quad (10)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \quad (11)$$

где $P_{p.om}$ - расчетная мощность электрического отопления помещений (кВт).

$$P_{p\Sigma} = 28,28 + 24 + 25 = 77,25 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 24,24 + 40,8 = 65,04 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{77,25^2 + 65,04^2} = 101,01 \text{ (кВА)}$$

В данном примере рассматривался расчет электрических нагрузок промышленного предприятия НПС-15. Расчет нагрузок на шинах низкого напряжения остальных КТП проводится аналогичным образом при этом в расчете результаты расчета приведены в таблице 3.

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах при выборе и проверке оборудования.

Полученные в ходе расчета данные используем в дальнейших расчетах при определении мощность КТП приведенной к стороне 10 кВ. Подробный расчет приведен в приложении А

Таблица 3 – Расчетные данные по нагрузкам на шинах НН КТП

Наименование КТП	Расчетная активная мощность $P_{p\Sigma}$ (кВт)	Расчетная реактивная мощность $Q_{p\Sigma}$ (кВар)	Расчетная полная мощность $S_{p\Sigma}$ (кВА)
208.1	722,81	435,62	843,93
208.2	241,2	7,4	241,31
208.3	160	0	160
207	120	0	120
203	101,4	32,11	106,36
214	77,25	65,04	101,01
773	68,0	30,6	74,57

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПС «НПС-15»

Для определения нагрузок КТП приведенных к стороне 10 кВ необходимо знать технические характеристики трансформаторов 10/0,4 кВ которые приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Марка и параметры используемых трансформаторов

КТП	Марка	I _x (%)	U _k (%)	ΔP _x (кВт)	ΔP _к (кВт)
207	ТСЗ – 160/10	1,5	4,5	0,41	2,6
208.3 203	ТСЗ – 250/10	1	4,5	0,53	3,7
773	ТМ – 250/10	1	4,5	0,53	3,7
208.2 214	ТСЗ – 630/10	0,6	5,5	1,24	7,6
208.1	ТСЗ – 1000/10	0,5	5,5	1,98	9,4

Указанные данные используем для определения расчетных нагрузок на стороне высокого напряжения. Расчетные электрические нагрузки сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных КТП, присоединенных к данному элементу сети (РП, ЦП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок.

При определении расчетной нагрузки к ней прибавляются потери в трансформаторах. Потери в трансформаторах определяются по следующим формулам(кВА):

Потери активной мощности в трансформаторе 10/0,4 кВ (кВт) [4]:

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (12)$$

или

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе 10/0,4 кВ (кВар):

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (13)$$

или

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{\text{тном}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{тном}}}{100}$$

где P_n - расчетная активная мощность нагрузки 0,4 кВ (кВт)

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки 0,4 кВ (кВар)

R - активное сопротивление трансформатора 10/0,4 кВ (ом)

X - реактивное сопротивление трансформатора 10/0,4 кВ (ом)

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора 10/0,4 кВ (кВт)

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора 10/0,4 кВ (кВар)

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторах КТП 203:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{\text{зф}}^2 + \Delta P_x = 3,7 \cdot \left(\frac{106,36}{250} \right)^2 + 0,53 = 1,2 \quad (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{\text{тном}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{тном}}}{100} = \frac{4,5 \cdot 106,36^2}{100 \cdot 250} + \frac{1 \cdot 250}{100} = 4,54 \quad (\text{кВар})$$

Определяем полную мощность потерь по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{1,2^2 + 4,54^2} = 4,69$$

Определяем расчетную полную мощность нагрузки на стороне высокого напряжения КТП:

$$S_{P10} = \Delta S_m + S_{P04} = 4,69 + 16,36 = 111,05 \text{ (кВА)}$$

где S_{P04} - расчетная полная мощность нагрузки на стороне 0,4 кВ КТП (кВА)

Аналогично проводится расчет и отдельно для активной и реактивной составляющей.

Результаты расчета потерь мощности и расчетных мощностей в остальных трансформаторах приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ КТП

КТП	$K_{зф}$	Потери в трансформаторах 10/0,4 кВ			P_{p10} (кВА)	Q_{p10} (кВА)	S_{p10} (кВА)
		(кВт)	(кВар)	(кВА)			
208.1	0,42	7,31	88,34	88,65	730,12	523,96	932,58
208.2	0,19	3,04	17,73	17,99	244,24	25,13	259,3
208.3	0,32	1,82	14,22	14,33	161,82	14,22	174,33
207	0,37	1,55	12,9	12,99	121,55	12,9	132,99
203	0,42	1,2	4,54	4,69	102,6	36,65	111,05
214	0,08	2,58	9,34	9,69	79,83	74,38	110,7
773	0,23	0,86	3,51	3,61	68,86	34,11	78,18
Сумма					1509	721,34	1799,1

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при определении расчетной мощности нагрузки на стороне низкого напряжения ПС «НПС-15» и выборе номинальной мощности силовых трансформаторов. Подробный расчет приведен в приложении Б

Определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения ПС «НПС-15» производится суммированием расчетных мощностей всех отходящих фидеров с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки по следующей формуле [4]:

$$P_p = k_y \cdot \sum P_{pi} \quad (14)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum Q_{pi} \quad (15)$$

где P_{pi} - расчетная активная мощность нагрузки на шинах 10 кВ от каждой КТП

Q_{pi} - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах 10 кВ от каждой КТП

k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки при количестве трансформаторов 11-20 (принимается равным 0,6).

$$P_p = 0,6 \cdot 1509 = 905,4 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 0,6 \cdot 721,34 = 432,84 \text{ (кВАр)}$$

Полная расчетная мощность

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

$$S_p = \sqrt{905,4^2 + 432,84^2} = 1003,54 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные используются для проверки коэффициентов загрузки силовых трансформаторов 220/10 кВ установленных на ПС «НПС-15» при различных наборах оборудования и при различных режимах работы.

6 ПРОВЕРКА СУЩЕСТВУЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 220/10 КВ ПО КОЭФФИЦИЕНТАМ ЗАГРУЗКИ

В настоящее время на ПС «НПС-15» установлены трансформаторы типа ТДН-25000/220/10 кВ. Рассмотрим режим работы ПС при котором один силовой трансформатор находится в ремонте, при этом рабочий трансформатор питает два магистральных насосных агрегата с номинальной нагрузкой. Номинальная мощность эл. двигателя МНА составляет

$$P_{номМНА} = 12000 \text{ (кВт)}$$

Коэффициент мощности:

$$\cos \phi = 0,9$$

Определяем номинальную реактивную мощность потребляемую эл. двигателем из сети:

$$Q_{номМНА} = \sqrt{\left(\frac{P_{номМНА}}{\cos \phi}\right)^2 - (P_{номМНА})^2}$$

$$Q_{номМНА} = \sqrt{\left(\frac{12000}{0,9}\right)^2 - (12000)^2} = 5812 \text{ (кВАр)}$$

Определяем коэффициент загрузки силового трансформатора находящегося в работе, с учетом нагрузки от КТП [6].

$$K_3 = \frac{\sqrt{(2 \cdot P_{номМНА} + P_p)^2 + (2 \cdot Q_{номМНА} + Q_p)^2}}{S_{Тном}} \quad (16)$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{(2 \cdot 12000 + 905,4)^2 + (2 \cdot 5812,0 + 432,84)^2}}{25000} = 1,21$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора превышает 1 (перегрузка трансформатора составляет 21%), следовательно при длительном выводе в ремонт одного из трансформаторов оставшийся в работе не сможет покрывать всю нагрузку полностью.

Для прохождения таких режимов работы необходимо пересмотреть номинальную мощность трансформаторов установленных на ПС «НПС-15» в сторону увеличения. Принимаем для установки на ПС трансформатор типа ТРДН-32000/220/10 кВ, и проверяем его по коэффициенту загрузки.

$$K_3 = \frac{\sqrt{(2 \cdot 12000 + 905,4)^2 + (2 \cdot 5812,0 + 432,84)^2}}{32000} = 0,86$$

Таким образом принятый тип трансформатора проходит проверку по коэффициенту загрузки в ремонтном режиме работы ПС «НПС-15», его принимаем к установке.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Данный раздел посвящен расчету токов короткого замыкания на ПС «НПС-15» в связи с установкой более мощного оборудования (силовых трансформаторов). Т.к. при этом происходит снижение сопротивлений и соответствующее увеличение токов КЗ, требуется проверка установленного оборудования.

На рисунке 4 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания с двумя расчетными точками на разных номинальных напряжениях подстанции «НПС-15».

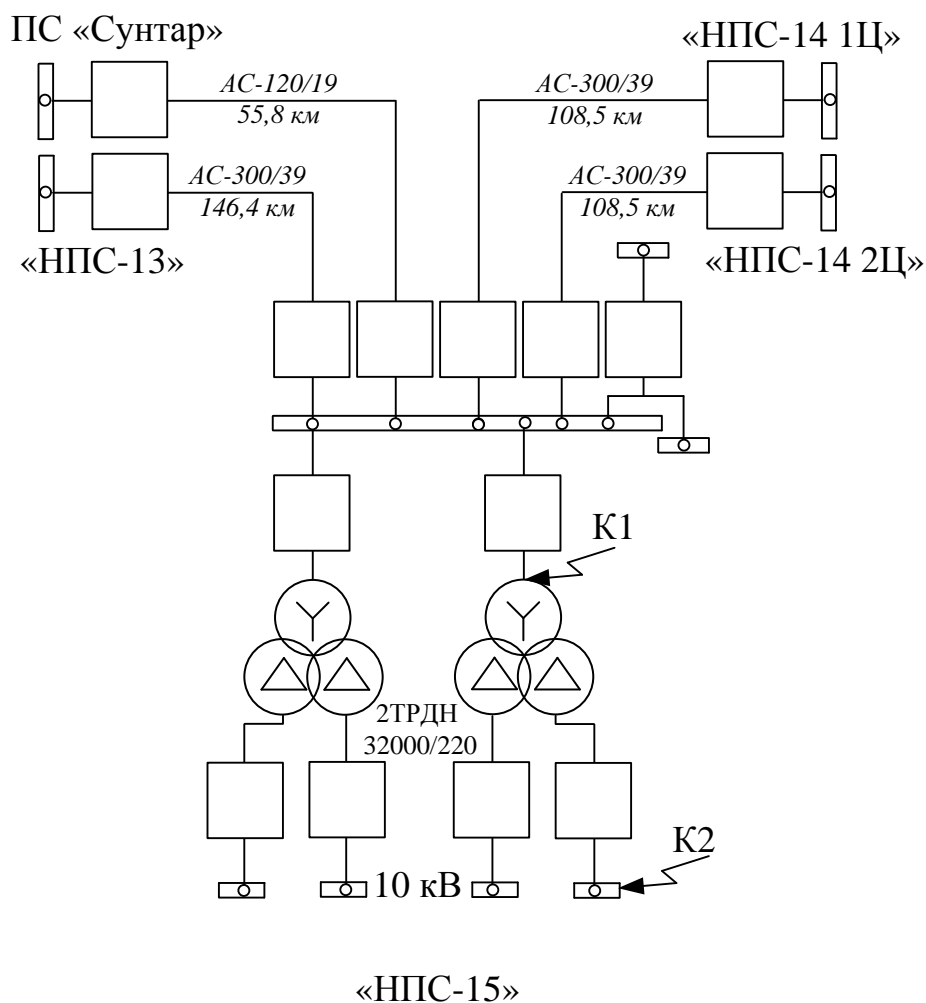


Рисунок 3 – Расчетные точки короткого замыкания

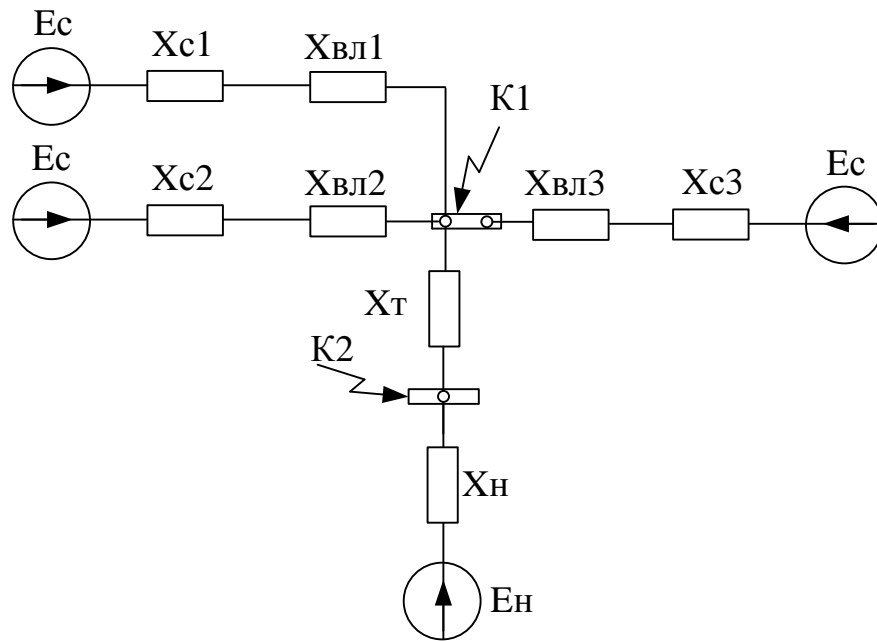


Рисунок 4 – Схема замещения

В данном разделе расчет проводится в относительных единицах, приближенным методом, при этом мощность нагрузки принимается из максимально режима. Принимаем базисные условия: базисная мощность [9]:

- 1) $S_B = 32$ (МВА),

Принимаем следующие значения базисных напряжений из среднего ряда:

- 2) базисное напряжение на стороне 220 $U_{B220} = 230$ (кВ),

- 3) базисное напряжение на стороне 10 $U_{B10} = 10,5$ (кВ)

- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (17)$$

где I_{σ} , U_{σ} – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{6220} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,08 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,76 \text{ (кА)}$$

Определяем реактивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны 220 кВ [1]:

$$X_C = \frac{S_6}{S_C} \tag{18}$$

$$X_{C1} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 20,5} = 0,003 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{C2} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 18,7} = 0,004 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{C3} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 16,8} = 0,005 \text{ (о.е.)}$$

где S_C – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ «Сунтар», «НПС-13», «НПС-14» соответственно, определенные по токам трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ этих ПС:

Сопротивление ВЛ:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \tag{19}$$

где $x_{уд}$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 55,8 \cdot \frac{32}{230^2} = 0,013 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 146,4 \cdot \frac{32}{230^2} = 0,035 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ВЛ3} = 0,4 \cdot 108,5 \cdot \frac{32}{230^2} \cdot \frac{1}{2} = 0,013 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции «НПС-15» сопротивление обмотки высокого напряжения принимаем равным нулю, сопротивление расщепленной обмотки равно двойному сопротивлению трансформатора (о.е.):

$$X_2 = 2 \cdot \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} = 2 \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{32}{32} = 0,23 \quad (20)$$

$$X_T = X_2 \cdot 0,5 = 0,23 \cdot 0,5 = 0,115 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нагрузки (в режиме максимума) (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{\sqrt{(2 \cdot P_{номМНА} + P_p)^2 + (2 \cdot Q_{номМНА} + Q_p)^2}}$$

где S_n , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{32}{27,67} = 0,404 \text{ (о.е.)} \quad (21)$$

Для примера схема замещения сворачивается относительно точки короткого замыкания (на примере К1) Последовательное преобразование показано на рисунках 5-8.

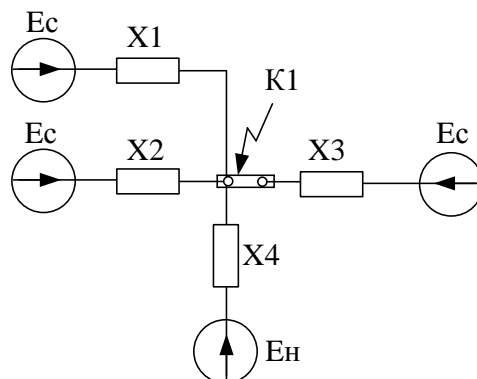


Рисунок 5 – Сворачивание схемы замещения

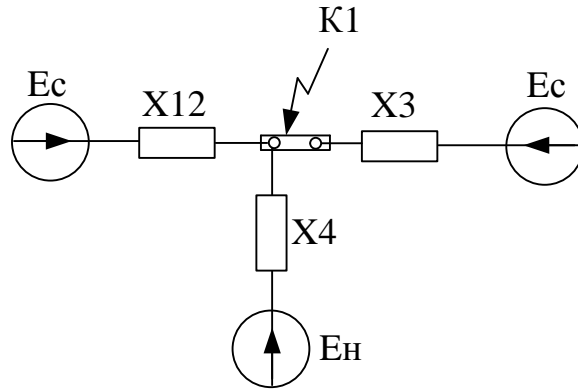


Рисунок 6 – Сворачивание схемы замещения

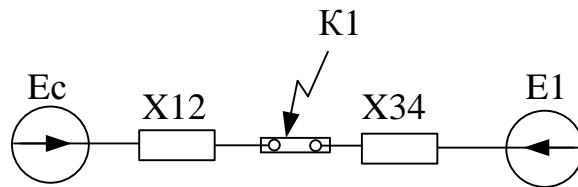


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

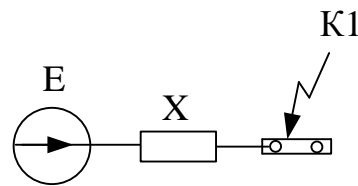


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

Проводим расчет преобразования схемы замещения

$$X1 = X_{B11} + X_{C1} \quad (22)$$

$$X1 = 0,013 + 0,003 = 0,016 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{B12} + X_{C2} \quad (23)$$

$$X2 = 0,035 + 0,004 = 0,039 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{B13} + X_{C3} \quad (24)$$

$$X3 = 0,013 + 0,005 = 0,018 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X_H + X_T \cdot 0,5 \quad (25)$$

$$X4 = 0,404 + 0,115 \cdot 0,5 = 0,46 \text{ (o.e.)}$$

$$X12 = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} = \frac{0,016 \cdot 0,039}{0,016 + 0,039} = 0,011 \text{ (o.e.)} \quad (26)$$

$$X34 = \frac{X3 \cdot X4}{X3 + X4} = \frac{0,018 \cdot 0,46}{0,018 + 0,46} = 0,017 \text{ (o.e.)} \quad (27)$$

$$X = \frac{X12 \cdot X34}{X12 + X34} = \frac{0,011 \cdot 0,017}{0,011 + 0,017} = 0,006 \text{ (o.e.)} \quad (28)$$

$$E1 = \frac{E_c \cdot X4 + E_H \cdot X3}{X3 + X4} = \frac{1 \cdot 0,44 + 0,85 \cdot 0,018}{0,44 + 0,018} = 0,99 \text{ (o.e.)} \quad (29)$$

$$E = \frac{E_c \cdot X34 + E1 \cdot X12}{X34 + X12} = \frac{1 \cdot 0,017 + 0,99 \cdot 0,011}{0,017 + 0,011} = 0,99 \text{ (o.e.)} \quad (30)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке К1):

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{6220} = \frac{0,99}{0,006} \cdot 0,08 = 13,2 \text{ (кА)} \quad (31)$$

Находим аperiodическую составляющую тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{-\frac{T_{OB}}{T_a}} \quad (32)$$

где I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания

T_{OB} – время отключения выключателя с учетом работы защиты.

T_a – постоянная времени.

На примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 13,2 \cdot e^{\frac{-0,45}{0,03}} = 0,05 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени определяется по справочным данным:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (33)$$

$$Ta = 0,03$$

Находим значение ударного тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (34)$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 13,2 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 32,04 \text{ (кА)}$$

Результаты расчета по обеим точкам короткого замыкания приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	$I_{y\delta}$, (кА)
К1	13,2	0,05	32,04
К2	30,08	0,02	73,02

Полученные данные используем в дальнейших расчетах

8 ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «НПС-15»

Данный раздел посвящен проверке всего основного силового электротехнического оборудования установленного на ПС «НПС-15» при ее реконструкции.

Проверка оборудования РУ на термическую и электродинамическую стойкость ведется на основе данных расчета токов КЗ. Также для проверки оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, значения которых указаны в таблице 10. В данном разделе проводится проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, гибкая ошиновка, жесткие шины.

Максимальные рабочие токи в РУ ПС «НПС-15» определяем по условиям загрузки двух обмоточных трансформаторов и транзита мощности (для РУ-220). Определяем значение тока на стороне высокого напряжения по следующей формуле [9]:

$$I_{p220} = \sqrt{(2 \cdot P_{номМНА} + P_p)^2 + (2 \cdot Q_{номМНА} + Q_p)^2} \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} + \frac{S_{транз}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}}$$

$$I_{p220} = 27,67 \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 220} + \frac{187,8}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = 565,3 \text{ (A)}$$

где $S_{транз}$ – транзит мощности через РУ-220 Кв (согласно исходным данным 187,8 МВА)

$$I_{p10} = \sqrt{(2 \cdot P_{номМНА} + P_p)^2 + (2 \cdot Q_{номМНА} + Q_p)^2} \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = 27,67 \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1597,53 \text{ (A)}$$

8.1 Проверка выключателей 220 кВ

В настоящее время на ПС «НПС-15» установлены элегазовые выключатели типа 3AP1 DT-245 Siemens AG

Внешний вид выключателя и его габаритные размеры представлены на рисунке 9.

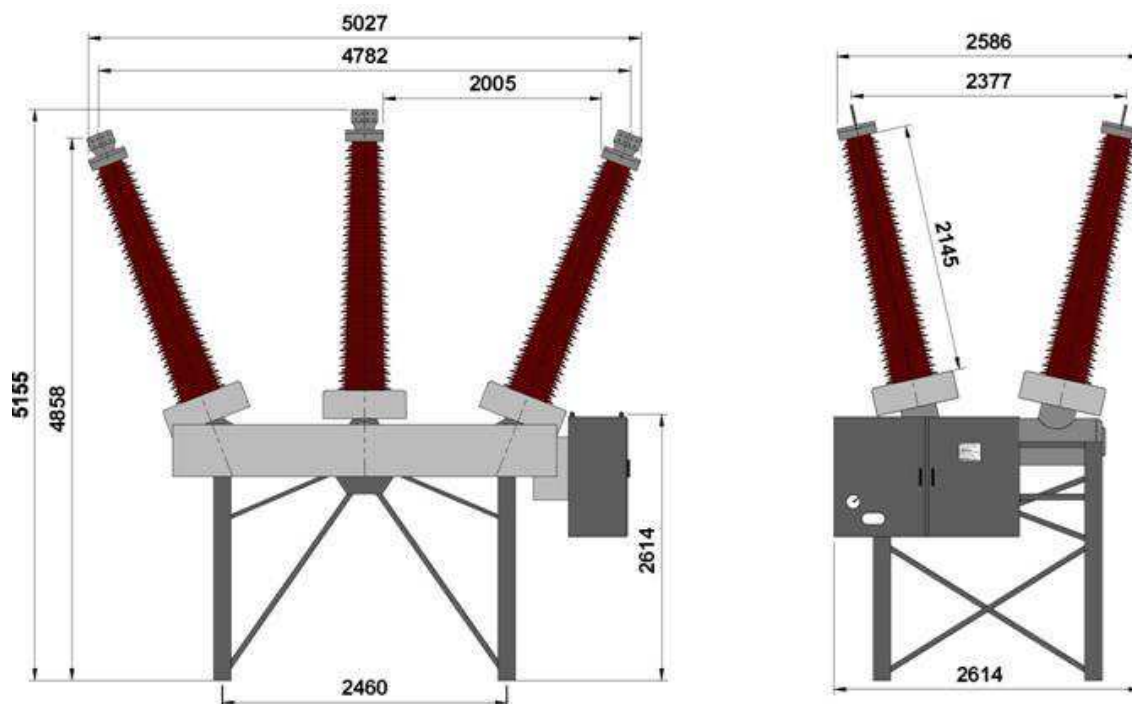


Рисунок 9 – Внешний вид и габаритные размеры выключателя 220 кВ

Вакуумный элегазовый выключатель типа ЗАР1DT-245/ЕК, на номинальное напряжение 220 кВ, выпускается российской компанией "Евроконтракт" по лицензии Siemens. Эти элегазовые выключатели полностью соответствуют российским и мировым стандартам.

Проверку выключателей первоначально осуществляем по номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{макс} \quad (35)$$

Так же выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость к токам КЗ проверяется по выражению [7]:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K \quad (36)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_K - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость к токам КЗ проверяется по выражению [7]:

$$i_{прскв} = i_{дин} \geq i_{уд} \quad (37)$$

где $i_{прскв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение интеграла джоуля можно определить по формуле (на примере РУ-220 кВ):

$$B_K = I_{nt}^2 \cdot (t_{мер} + T_a) = 13,2^2 \cdot (3 + 0,03) = 527,9$$

Проверка параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор выключателя 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальный ток	2500	565,3	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения	40	13,2	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения	102	32,04	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	40	15,23	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	25,45	0,05	$i_{ат} \geq i_A$
Предельный сквозной ток	102	32,04	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	4800	527,9	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип выключателя проходит проверку на соответствие увеличенным токам короткого замыкания и может быть оставлен в эксплуатации на ОРУ 220 кВ ПС «НПС-15».

8.2 Проверка выключателей 10 кВ

Проверяем выключатель вакуумный ВВУ-10-2000-20 УХЛ1 в составе КРУ СЭЦ.

Внешний вид выключателя представлен на рисунке 10

Сравнение параметров данного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 8:

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2000	1597,53	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	31,5	30,08	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$, (кА)	80	7302	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	31,5	30,08	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, I_a (кА)	13,36	0,02	$i_{at} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	80	73,02	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	2976	2742	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выключатели проходят по всем параметрам.



Рисунок 10 – Внешний вид и размеры выключателя 10 кВ

8.3 Проверка разъединителей 220 кВ

Проверка разъединителей аналогична выключателям, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой. На ПС НПС-15 установлены разъединители типа SGF-245.

Разъединители типа SGF-245 предназначены для создания видимых разрывов в электрических цепях и, в случае необходимости, заземления участков. Они так же пригодны для коммутации малых токов, при которых на их выводах не происходит значительного изменения напряжения.

Двух колонковые разъединители SGF горизонтально-поворотного типа могут быть применены на высоковольтных подстанциях любого номинальным напряжением 110, 150, 220, 330 и 500 кВ . Они выпускаются на номинальные токи от 1600 до 4000 А (в зависимости от типа). Для заземления отключенных участков цепи каждый полюс разъединителя может оборудоваться одним или двумя заземляющими ножами. Допускаемая механическая нагрузка зависит от минимальной разрушающей нагрузки колонки опорного изолятора. Возможна конструкция изолятора с более высокой прочностью и увеличенной длиной пути утечки.

Сравнение параметров разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор разъединителя

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1600	565,3	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	100	32,04	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	4800	527,9	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя проходит проверку по увеличенным токам КЗ
Число заземляющих ножей определяется местом установки.

8.4 Проверка трансформаторов тока 10 кВ

Выполняем проверку трансформатора тока по стороне 10 кВ тип ТПЛК-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 2000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка трансформатора тока 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2000	917	$I_{ном} \geq I_{макс. раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	80	73,02	$I_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3675	2742	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Трансформаторы тока проходят по всем требованиям их оставляем для эксплуатации.

8.5 Проверка гибкой ошиновки

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 220 кВ ПС «НПС-15».

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 565,3 А, сечение и марка провода для данного напряжения принята АС 400/64 с максимально допустимым током 860 А расположение фаз горизонтальное.

Проводится проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{дон} \geq I_{макс}$$

Для провода АС-400/64 $I_{дон} = 860$ А. Максимальный рабочий ток на стороне 220 кВ $I_{макс} = 563,5$ А. Условие выполняется

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Коронирующий разряд возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (38)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода 1,18 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,21}} \right) = 31,59 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (39)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимается 220 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 800 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,18 \cdot \lg \frac{800}{1,21}} = 25,19 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше расчетной величины.

Коронирование будет отсутствовать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (40)$$

$$26,86 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условию.

8.6 Проверка жестких шин 10 кВ

Проводим проверку жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ 10 кВ ПС «НПС-15» составляет 1597,53А. Проверяем сечение алюминиевой шины с размерами 80×6 мм (4,8 см²) из которой изготовлены сборные шины РУ 10 кВ, длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1630А. Шины установлены на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ (см²)[6].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{2742}}{91} = 0,58 \text{ (см}^2\text{)} \quad (41)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность при коротком замыкании, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \text{ (м)} \quad (42)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см²)

Момент инерции шин определяется по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3\text{×см)} \quad (43)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании на шинах низкого напряжения.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{73020^2}{0,4} = 49,94 \text{ (Н/м)} \quad (44)$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления шин по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (45)$$

Определяем напряжение в материале шин при протекании ударного тока:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{73020^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 29,22 \text{ (МПа)} \quad (46)$$

Расчетное напряжение не превышает допустимого значения 60 МПа, расчет окончен.

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 10 КВ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости.

Принципиальная схема сети 10 кВ с указанием расчетных точек короткого замыкания представлена на рисунке 11.

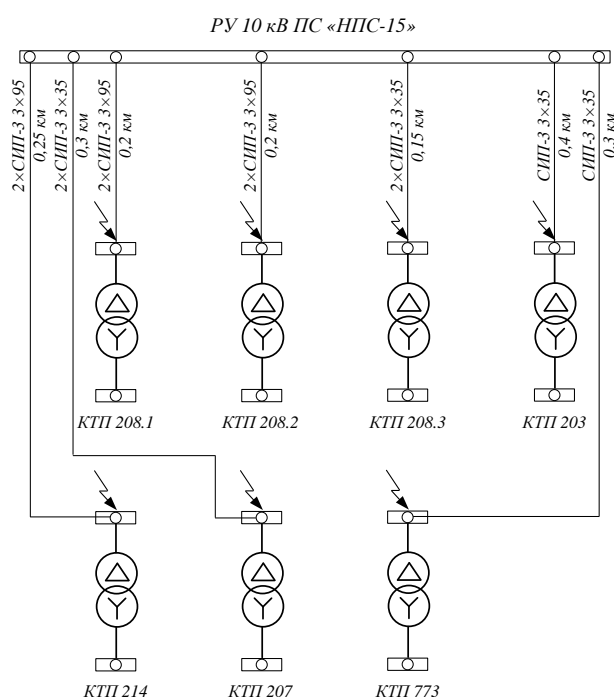


Рисунок 11 – Схема сети для расчета с указанием расчетных точек КЗ

Индуктивное сопротивление системы со стороны шин высокого напряжения ПС определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (47)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «НПС-15», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «НПС-15».

Активные и индуктивные сопротивления участков ЛЭП (Ом):

$$X_{лэп} = x_0 \cdot L_{лэп} \quad (48)$$

$$R_{лэп} = r_0 \cdot L_{лэп} \quad (49)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

L – длина участка ЛЭП, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (50)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (51)$$

Рассмотрим расчет тока токов КЗ на примере шин ВН КТП-214, расчет проводится в именованных единицах:

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 30,08} = 0,2 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления ЛЭП:

$$X_{лэп} = 0,3 \cdot 0,25 = 0,075 \text{ (Ом)}$$

$$R_{лэп} = 0,7 \cdot 0,25 = 0,18 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ:

$$X_p = X_c + X_{лэп}$$

$$X_p = 0,2 + 0,075 = 0,275 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ:

$$R_p = R_{лен} = 0,18 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,275^2 + 0,18^2}} = 18,45 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18,45 = 15,98 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени:

$$T_a = \frac{0,275}{0,18 \cdot 314} = 0,001$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,01$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 18,45 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}}\right) = 26,35 \text{ (кА)}$$

Таким же рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
Шины ВН КТП-214	18,6	16,11	26,56
Шины ВН КТП-207	9,48	8,21	13,54
Шины ВН КТП-773	9,48	8,21	13,54
Шины ВН КТП-208,1	20,53	17,78	29,32
Шины ВН КТП-208,2	20,53	17,78	29,32
Шины ВН КТП-208,3	16,13	13,97	23,04
Шины ВН КТП-203	7,35	6,37	10,5

Полученные данные используем для проверки проводников на термическую стойкость.

10 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 10 КВ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Определяем сечение провода ЛЭП стойкое к токам КЗ по формуле:

$$S_T = \frac{I_{по} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} \quad (52)$$

где $I_{по}$ - установившееся значение тока КЗ;

t_n - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания защиты присоединения (0,1с) и собственного времени отключения выключателя (0,045с).

K_T - температурный коэффициент.

Для примера рассчитается термически стойкое к токам КЗ сечение для участка РУНН 10 кВ «НПС-15» – Шины ВН КТП-214, ток короткого трехфазного замыкания на конце этого участка составляет 18,6 кА следовательно:

$$S_T = \frac{18,6 \cdot \sqrt{0,145}}{95} = 7,4 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке линии равном 50 мм², следовательно оно проходит проверку следовательно его оставляем.

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Проверка сечений линий 10 кВ на термическую стойкость

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	S_T (мм ²)	$S_{факт}$ (мм ²)
Шины ВН КТП-214	18,6	7,46	95
Шины ВН КТП-207	9,48	3,8	35
Шины ВН КТП-773	9,48	3,8	35
Шины ВН КТП-208,1	20,53	8,23	95
Шины ВН КТП-208,2	20,53	8,23	95
Шины ВН КТП-208,3	16,13	6,47	35
Шины ВН КТП-203	7,35	2,95	35

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают что все линии проходят данную проверку.

11 РАСЧЕТ ЗАЩИТНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Расчет защитного заземления ПС «НПС-15» проводится для его проверки, сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать нормативное значения в целях электробезопасности.

Размеры ОРУ – 220 кВ $A \times B = 150 \times 200$ (м)

Удельное сопротивление грунта (вечная мерзлота):

$$\rho = 300 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}$$

Коэффициенты для расчета заземления:

$$ak = 0,005$$

$$bk = 0,0036$$

$$ck = -0,05$$

$$dk = 0,343$$

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (150 + 3) \cdot (200 + 3) = 6 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)} \quad (54)$$

Принимаем диаметр проводов $d = 0,0021$ м, соответствующее сечение рассчитывается по формуле:

$$F = \pi \cdot \frac{d^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{0,0021^2}{4} = 0,08 \quad (55)$$

Проверка на термическую прочность производится через ток короткого замыкания на землю:

$$I_M = 13200 \text{ (кА)}$$

Максимальное время срабатывания релейной защиты: $t = 3$ (сек)

Коэффициент термической стойкости $\beta = 21$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot 5}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{13,2^2 \cdot 3}{400 \cdot 21}} = 0,03 \quad (56)$$

Проверка на коррозионную стойкость:

$$S_k = ak \cdot \ln(240) + bk \cdot \ln(240) + ck \cdot \ln(240) + dk = 1 \text{ (см}^2\text{)} \quad (57)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S \cdot (S_k + d) = 3,15 \quad (58)$$

Принимаем расстояние между полосами сетки:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке:

$$l_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) = 6,212 \cdot 10^3 \text{ (м)} \quad (59)$$

Количество ячеек:

$$M = \frac{l_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{6,212 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{6 \cdot 10^3}} = 40,09 \quad (60)$$

Принимаем количество ячеек: $M = 40$

Длина стороны одной ячейки:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{M} = 1,93 \text{ (м)} \quad (61)$$

Длина горизонтальных полос в рассматриваемой модели заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (M + 1) = 6,352 \cdot 10^3 \text{ (м)} \quad (62)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,9 \text{ (ед)} \quad (63)$$

Принимаем стандартную длину вертикальных электродов:

$$L_g = 4 \text{ (м)}$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho \cdot \left(\frac{0,42}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n\vartheta \cdot L\vartheta} \right) = 0,17 \text{ (ом)} \quad (64)$$

Вычисляем импульсное сопротивление заземлителя через вспомогательный коэффициент:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 2,66 \quad (65)$$

$$R_u = a_u \cdot R_c = 0,452 \text{ (ом)} \quad (66)$$

Импульсное сопротивление заземлителя должно быть не более 0,5 Ом, следовательно расчет проведен верно.

12 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Согласно правилам устройства электроустановок открытые РУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции «НПС-15» от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Защиту РУ 220 кВ выполним стержневыми отдельно стоящими молниеотводами. Высота молниеотвода (отдельно стоящего) – 30 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (67)$$

где h – высота молниеотвода (30 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ (м)} \quad (68)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне портала 220 кВ

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 30 \cdot \frac{(30 - 11)}{(30 + 11)} = 15,84 \text{ (м)} \quad (69)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 30 - \frac{85}{7} = 17,9 \text{ (м)} \quad (70)$$

Половина ширины внешней зоны на уровне портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{17,9 - 11}{1 + \frac{11}{17,9}} = 6,8 \text{ (м)} \quad (71)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Расчет показывает что молниезащита полностью закрывает оборудование расположенной на ПС «НПС-15». Аналогично проводим расчет для других пар молниеотводов, результаты расчета представлены в таблице 13

Таблица 13 – Расчет параметров молниезащиты

Схема молниеотводов	L (м)	r0 (м)	rx (м)	hc (м)	rcx (м)
1-2	85,0	31,2	15,84	17,9	6,8
2-3	75,0	31,2	15,84	19,3	8,4
3-4	120,0	31,2	15,84	12,8	1,6
4-5	95,0	31,2	15,84	16,4	5,2
5-6	65,0	31,2	15,84	20,7	10,15
6-1	120,0	31,2	15,84	17,9	6,8

Подробно результаты расчета представлены в графической часть

13 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТРДН-32000/220/10

Проводим расчет основной защиты двух обмоточных трансформаторов ТРДН-32000/220/10 «НПС-15»

13.1 Дифференциальная защита

Защиту трансформатора выполняем на терминале *RET 521*.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала *RET 521*. Для этого выберем трансформаторы тока. Они соединены по схеме звезда с нулевым проводом.

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (72)$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора. Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{ТА}$.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (73)$$

При внешних замыканиях дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (74)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (75)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс

ε – полная относительная погрешность ТТ

$\Delta U_{PEГ}$ – погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора

$\Delta f_{BЫP}$ – погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{BЫP} = 0,02$ о.е.

Требования к трансформаторам тока дифференциальной защиты трансформаторов выглядит следующим образом:

$$K_{10}^{\wedge} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНм}}{I_{ТНОМi}} \quad (76)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (77)$$

Для силовых трансформаторов ТРДН-32000/220, со стороны НН принимают $I_{СКВ} = 3$, $K_{ПЕР} = 1,5$, $K_{ПЕР}^{\wedge} = 2,5$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (78)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и K_{T1} при начальном приближении выбираются из технического паспорта RET521.

Выбираем трансформаторы тока [14].

$$I_{BH} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 83,97 \text{ (A)}$$

$$I_{HH} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1760,0 \text{ (A)}$$

$$I_{2BH} = \frac{83,97 \cdot 5}{100} = 4,2 \text{ (A)}$$

$$I_{2HH} = \frac{1760,0 \cdot 5}{2000} = 4,4 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{dmin} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{dmin} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 14:

Таблица 14 – Тормозные характеристики.

№ характеристики RET	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T,расч}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (79)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

13.2 Защита от перегрузки трансформатора

На трансформаторах, находящихся под наблюдением персонала, защита от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством токового реле. Токовое реле устанавливается в одной фазе, поскольку перегрузка

трансформатора возникает одновременно во всех трех фазах. Чтобы избежать излишних сигналов при коротких замыканиях и кратковременных перегрузках, предусматривается реле времени, обмотки которого должны быть рассчитаны на длительное прохождение тока.

Ток при котором происходит срабатывание защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 83,97 = 110,21 \quad (80)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки

k_B – коэффициент возврата

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{110,21}{(100/5)} = 5,51 \quad (81)$$

Данную защиту принимаем для установки на трансформаторы ТРДН 32000/220/10 ПС «НПС-15»

13.3 Максимальная токовая защита

Принцип действия МТЗ аналогичен принципу действия токовой отсечки. В случае повышения силы тока в защищаемой сети защита начинает свою работу. Однако, если токовая отсечка действует мгновенно, то максимальная токовая защита даёт сигнал на отключение только по истечении определённого промежутка времени, называемого выдержкой времени. Выдержка времени зависит от того, где располагается защищаемый объект. Наименьшая выдержка времени устанавливается на наиболее удалённом от источника участке. МТЗ соседнего участка действует с большей выдержкой времени, отличающейся на величину, называемую ступенью селективности. Ступень селективности определяется временем действия данной защиты. В случае короткого замыкания на участке срабатывает защита этого участка. Если по каким-то причинам защита не сработала, то через определённое время после начала

короткого замыкания сработает МТЗ более близкого к источнику участка и отключит повреждённый и свой участок. По этой причине важно, чтобы степень селективности была больше времени срабатывания защиты, иначе защита смежного участка отключит как повреждённый, так и рабочий участок до того, как собственная защита повреждённого участка успеет отработать. Однако важно так же сделать степень селективности достаточно небольшой, чтобы защита успела сработать до того, как ток КЗ нанесёт серьёзный ущерб электрической установке.

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах, если для их защиты не используются предохранители. На понижающих трансформаторах мощностью более 1 МВА МТЗ с минимальным или комбинированным пуском по напряжению используется для защиты от внешних междуфазных КЗ. Время срабатывания МТЗ может оказывать влияние на выбор основной защиты трансформаторов мощностью от 1 до 6,3 МВА.

Если МТЗ трансформатора является его резервной защитой, то нет необходимости отключать при ее действии все выключатели трансформатора.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ [14]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_H \cdot k_{САМ}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 83,97 = 188,93 \quad (82)$$

где k_H – коэффициент надежности

$k_{САМ}$ – коэффициент само запуска

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{19,85 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 220)}{188,93} = 5,04 \quad (83)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{188,93}{(100/5)} = 9,45$$

Данную защиту принимаем для установки на трансформаторы ТРДН 32000/220/10 ПС «НПС-15»

13.4 Газовая защита

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой от повреждений, возникающих внутри бака трансформатора и сопровождающихся выделением газов и быстрым перемещением масла из корпуса в расширитель. Газы выделяются при разложении масла и твердых изоляционных материалов электрической дугой, а также при повреждении и перегреве в материале магнитопровода. Защита реагирует и на понижения уровня масла в расширителе. Газовое реле устанавливается в трубе, соединяющей расширитель с корпусом бака трансформатора. Газы, образующиеся в баке трансформатора, на своем пути к расширителю проходят через газовое реле.

Газовое реле - единственное защитное устройство трансформатора, выполненное не на электрическом принципе. Его рабочими элементами могут быть полые герметичные цилиндры, лопасти и открытые алюминиевые чашки. Рабочие элементы размещают в корпусе реле на осях и имеют возможность поворачиваться вместе с прикрепленными к нему контактами, замыкающими цепь при накоплении газа в верхней части реле, при динамических перемещениях масла из бака в расширитель в момент бурного развития повреждения. Обычно газовое реле имеет два рабочих элемента: верхний и нижний. Контакты верхнего действуют на сигнал, нижнего - на отключение от сети.

Для защиты контакторных устройств регулирования напряжения под нагрузкой, размещенных вне корпуса бака трансформатора, применяются струйные реле с одним элементом, реагирующим только на появление динамической струи масла, перетекающего в сторону расширителя. На газообразование струйное реле не реагирует, так как образование газа в процессе работы контактора - обычное явление.

В качестве газовой защиты на трансформаторе применяется газовое реле на базе РГЧЗ. Защита данного типа предназначена для отключения (или работы

сигнализации) в случае внутренних повреждений трансформаторов ТРДН-32000/220/10 если не работает основная или резервная защита.

13.5 Токовая защита нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) применяется при необходимости обеспечения защиты электроустановок от однофазных коротких замыканий - замыканий на землю одного из фазных проводов в электросети. Данная защита используется в роли резервной защиты класса напряжения 110-220 кВ.

В электротехнике есть понятие о симметричных и несимметричных системах фазных токов или напряжений. Симметричная система предусматривает равенство фазных токов трехфазной сети. При этом векторы фазных токов могут стоять относительно друг к другу в прямой, обратной, а также нулевой последовательности (НП).

При прямой последовательности векторы фазных токов идут в последовательности А, В, С, каждая из фаз отстает от другой на 120 гр. Обратная последовательность это чередование фаз А, С, В, угол сдвига фаз тот же – 120 гр. При нулевой последовательности векторы трех фаз совпадают по направлению. Несимметричная система представляется как значение тока - геометрическая сумма векторов всех составляющих прямой, обратной и нулевой последовательности.

В нормальном режиме работы электроустановки система токов и напряжений является симметричной, то же самое касается межфазных коротких замыканий. В данном случае, как напряжение, так и ток нулевой последовательности равны нулю. В случае возникновения однофазного замыкания система становится несимметричной - возникает ток и напряжение нулевой последовательности.

В данном случае ток одной из фаз нулевой последовательности равен трети суммы векторов несимметричной системы, соответственно сумма векторов несимметричной системы – это тройной ток (напряжение) НП.

Результаты расчетов коротких замыканий в электрических сетях также показывают, что ток однофазного замыкания на землю в электрических сетях равен тройному значению тока нулевой последовательности – $3I_0$, а напряжение, возникающее между нейтралью трансформатора и точки короткого замыкания – тройному значению напряжения нулевой последовательности - $3 \times U_0$.

Принцип работы токовой защиты нулевой по последовательности заключается в контроле значения $3 \times I_0$ в случае достижения его определенной величины – реализации автоматического отключения выключателя с определенной выдержкой времени.

На силовой трансформатор ТРДН-32000/220/10 дополнительно устанавливается данная защита, предназначенная для работы при однофазных коротких замыканиях.

Выбирается ток и время срабатывания специальной защиты нулевой последовательности на стороне 220 кВ. Ток срабатывания выбирается по следующим условиям.

Отстройка от наибольшего допустимого тока небаланса в нулевом проводе трансформатора в нормальном режиме:

$$I_{CЗ} = k_H \cdot I_{НБР} = 0.5 \cdot I_{ВНН} \quad (84)$$

$$I_{CЗ} = 0,5 \cdot 83,97 = 41,98$$

Обеспечение достаточной чувствительности при однофазных КЗ на землю на стороне 220 кВ защищаемого трансформатора ($K_{ч.осн.} \approx 2$). Следует также обеспечить резервирование защитных устройств элементов 220 кВ.

Из вышесказанных слов следует ток срабатывания защиты выбирается таким образом, чтобы при $t_{с.з.} \leq 0.5 \div 0.7$ с. обеспечить степень селективности $\Delta t \approx 0.5$ с характеристиками защитных устройств элементов 220 кВ, не

имеющих специальных защит нулевой последовательности. Тогда время срабатывания защиты принимаем равным:

$$t_{с.з.} = 0.6 \text{ с.}$$

Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{ср} = \frac{41,98 \cdot 5}{100} = 2,09$$

Данную защиту принимаем для установки на трансформаторы ТРДН 32000/220/10 ПС «НПС-15»

14 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ 10 КВ ПС «НПС-15»

Под надежностью понимается характеристика системы системы выполнять заданные функции, сохраняя показатели безаварийности в заданных условиях эксплуатации. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность, живучесть.

Система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматривается приближенно. Отказ системы или ее элемента в выполнении заданных функций наступает в результате отказа других элементов, отказов противоаварийной автоматики. Разделение на элемент и систему носит условный характер. В зависимости от решаемой задачи одни и те же физические объекты или их совокупности могут рассматриваться и как система, и как элемент. Рассмотрим подробно расчет надежности электроснабжения потребителей 10 кВ ПС «НПС-15» параметры элементов приведены в таблице 15

Таблица 15 - Параметры элементов

Элемент	λ , 1/год	tв, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	tпр, часов.
Выключатель 220 кВ	0,003	20	0,8	12
Разъединитель 220 кВ	0,01	11	0,834	5
Воздушная линия 220 кВ (на 100 км)	1,7	7	3,8	15
Трансформатор 220 кВ	0,014	70	0,75	28
Выключатель 10 кВ	0,003	20	0,86	8
Сборные шины 10 кВ (на одно присоединение)	0,03	7	0,834	2

Обозначение элементов представлено на рисунке 12, схема замещения представлена на рисунке 13

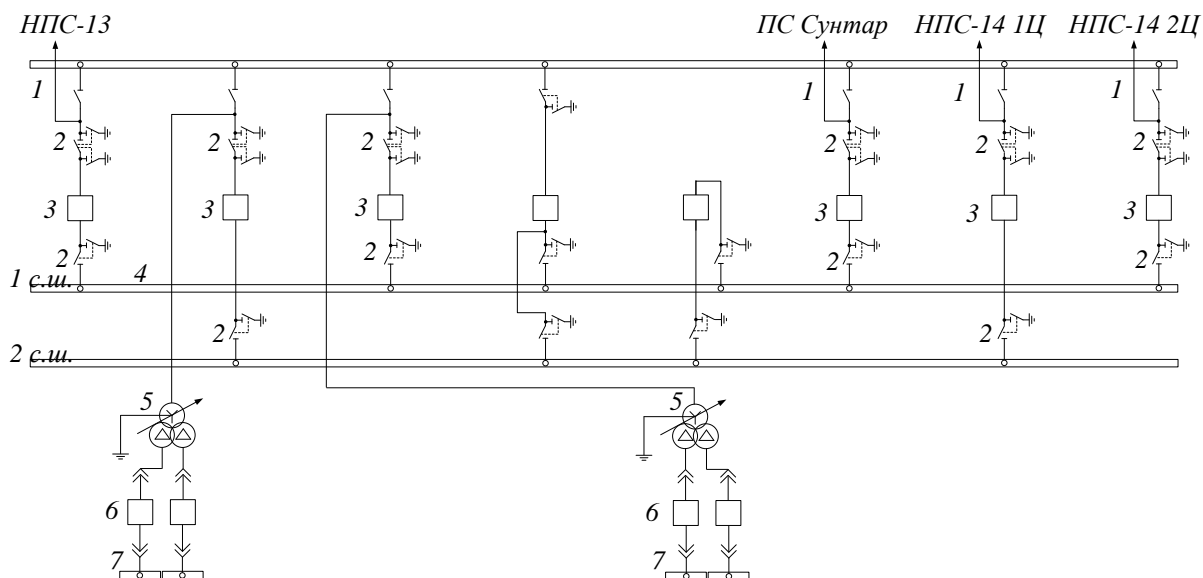


Рисунок 12 – Обозначение элементов схемы замещения

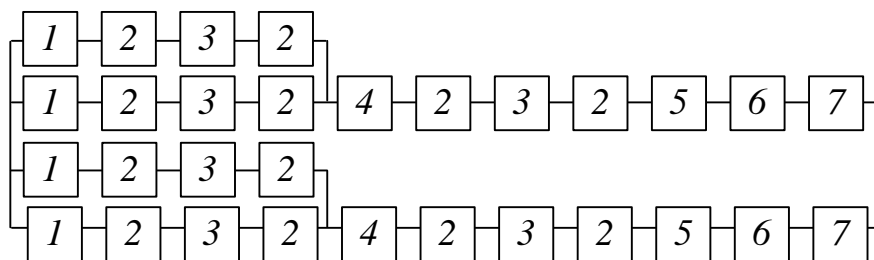


Рисунок 13 – Схема замещения

В качестве показателей надежности как отдельных элементов, так и систем в практических инженерных расчетах принимаются следующие характеристики: параметр потока отказов (среднее количество отказов); среднее время восстановления $t_{в}$, часов. Дополнительно для расчетов показателей надежности элементы системы характеризуются параметром потока преднамеренных отключений; их средней продолжительностью, часов .

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{в.л1} = \frac{\lambda_{в.л} \cdot t_{в.л}}{T_{г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{1,7 \cdot 7}{8760} \cdot 55,8 \cdot \frac{1}{100} = 16,29 \cdot 10^{-5} \quad (85)$$

$$q_{в.л2} = \frac{\lambda_{в.л} \cdot t_{в.л}}{T_{г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{1,7 \cdot 7}{8760} \cdot 146,4 \cdot \frac{1}{100} = 5,16 \cdot 10^{-5} \quad (86)$$

где T_{Γ} – число часов в году (час).

l - длина ВЛ (км).

Для шин 10 кВ:

$$q_{ш} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{\epsilon ш}}{T_{\Gamma}} \cdot n_{np} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 13 = 1,68 \cdot 10^{-4} \quad (87)$$

Для разъединителей 220 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{\epsilon р}}{T_{\Gamma}} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,26 \cdot 10^{-5} \quad (88)$$

Для трансформаторов 220 кВ:

$$q_{m} = \frac{\lambda_{m} \cdot t_{\epsilon m}}{T_{\Gamma}} = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 1,12 \cdot 10^{-4} \quad (89)$$

Для выключателей 220 кВ:

$$q_{\epsilon} = \frac{\lambda_{\epsilon 220} \cdot t_{\epsilon 220}}{T_{\Gamma}} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он} \quad (90)$$

где $a_{кз}$ - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов сети $a_{кз} = 0,005$;

$q_{смеж}$ - вероятность отказа смежного с выключателем элемента сети;

$a_{он}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях в электроустановке $a_{он} = 0,003$;

$N_{он}$ - число оперативных переключений за год, для данной схемы принимаем $N_{он} = 2$.

Для выключателя 220 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{\text{в220}} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,12 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ

$$q_{\text{в10}} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Рассмотрим подробно расчет надежности электроснабжения относительно шин 10 кВ при передаче мощности только по одной цепи.

Определяем вероятность отказа цепи:

$$q_{\text{ц}} = \sum q_i + \frac{\lambda_{\text{нрmax}} \cdot t_{\text{нр}}}{8760} \quad (91)$$

$$q_{\text{ц}} = (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,26 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6,01 \cdot 10^{-3} + 1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + \frac{0,86 \cdot 8}{8760} = 0,013$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{\text{нрmax}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр

q_i - вероятность отказа i -го элемента цепи

Параметр поток отказов цепи (1/год):

$$\lambda_{\text{ц}} = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{нрmax}} = 0,3 + 0,86 = 1,16 \quad (92)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_{\text{ц}} \cdot 8760}{\lambda_{\text{ц}} - \lambda_{\text{нрmax}}} = \frac{0,013 \cdot 8760}{1,16 - 0,86} = 379,6 \text{ (час)} \quad (93)$$

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$K_{\text{нл}} = 1 - e^{\left(\frac{-t_{\text{нр}}}{t_{\text{вс}}}\right)} = 0,02$$

Определяем параметры системы состоящей из взаимно резервирующих цепей, вероятность отказа (принимается в расчет работа АВР):

$$q_{y2} = q_y^2 + 2 \cdot K_{nl} \cdot \left(\frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} \right) = 0,013^2 + 2 \cdot 0,02 \cdot \left(\frac{0,86 \cdot 8}{8760} \right) = 2,01 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потокоотказов:

$$\lambda_{y2} = 2 \cdot \lambda_y \cdot q_y + 2 \cdot (\lambda_y - \lambda_{нр\max}) \cdot \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} = 9,3 \cdot 10^{-4}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{y2}} = \frac{1}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 111 \text{ (лет)} \quad (94)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{y2}} = \frac{0,105}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 11,6 \text{ (лет)} \quad (95)$$

Расчет параметров надежности электроснабжения показывает высокую живучесть объекта в частности ПС «НПС-15» при отключении различных его элементов.

15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

15.1 Безопасность работы

В данной работе рассматривается модернизация подстанции 220 кВ «НПС-15», предполагается установка на данной ПС двух двух обмоточных трансформаторов типа ТРДН 32000/220.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей отечественного производства, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Все работы по перевооружению электроустановок, электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности /Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002/.

При производстве работ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.
5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

6. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».

7. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями / СО 153-34.03.204/.

8. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.

9. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/

10. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители монтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

К вредным факторам в электроустановках следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

15.2 Экологичность работы.

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «НПС-15» устанавливаются 2 трансформатора марки ТРДН 32000/220 с размерами (м) 8,4×5,55×7,85 и массой масла 27 т.

Принимаем следующие условия

1) Габариты данного маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Маслоприемник должен предусматриваться закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Маслоприемник масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Верхний уровень щебня находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

3) Маслоприемник оборудуется специальной сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

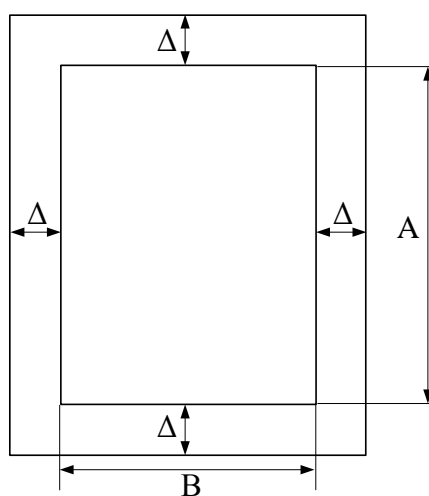


Рисунок 12 – Маслоприемник вид сверху

Находим объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{прм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{27,0}{0,88} = 30,68 \text{ (м}^3\text{)} \quad (96)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 15,0 тонн.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Находим площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{mn}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (8,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (5,55 + 2 \cdot 1,5) = 97,47 \text{ (м}^2\text{)} \quad (97)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [12]:

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (8,4 + 5,55) \cdot 2 \cdot 7,85 = 219,02 \text{ (м}^2\text{)} \quad (98)$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормированный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Находим объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{mn}} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (97,47 + 219,02) \cdot 10^{-3} = 113,93 \text{ (м}^3\text{)} \quad (99)$$

Находим объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{\text{ммH}_2\text{O}} = V_{\text{прм}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}} = 30,68 + 0,8 \cdot 113,93 = 121,82 \text{ (м}^3\text{)}$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости $V_{\text{ммH}_2\text{O}}$

$$H_{\text{mn}} = \frac{V_{\text{ммH}_2\text{O}}}{S_{\text{mn}}} = \frac{121,82}{97,47} = 1,25 \text{ (м)} \quad (100)$$

Высота гравийной подушки :

$$H_{\text{г}} = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки :

$$H_{\text{вп}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{\text{нмп}} = H_{\text{mn}} + H_{\text{вп}} + H_{\text{г}} = 1,25 + 0,05 + 0,25 = 1,55 \text{ (м)} \quad (101)$$

15.3 Чрезвычайные ситуации

При реконструкции ПС должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции «НПС-15» предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ «НПС-15».

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «НПС-15» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая орга-

низационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС «НПС-15» составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты на ПС «НПС-15» составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС «НПС-15» обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымовой защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара на ПС «НПС-15» обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных

отсеков и секций;

- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

- применением огнепреграждающих устройств;

- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 220 кВ ПС «НПС-15» .

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 220 кВ, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется значительное количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, ящик с песком емкостью 0,5 м³.

На ПС «НПС-15» определены места хранения защитных средств для

пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара на ПС «НПС-15» в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе был предложен вариант реконструкции системы электроснабжения «НПС-15» в частности замена силовых трансформаторов на более мощные. В процессе выполнения данной работы был проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций КТП с центром питания ПС «НПС-15», Произведен расчет токов короткого замыкания в связи с изменением мощности силовых трансформаторов. Проверено все основное оборудование на рассматриваемой ПС в связи с увеличением токов короткого замыкания. Рассчитаны зоны молниезащиты на ОРУ 220 кВ и выполнен расчет защитного заземления ПС. Выполнен расчет защиты силового трансформатора. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации электротехнического оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

17 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

18 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

20 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

21 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

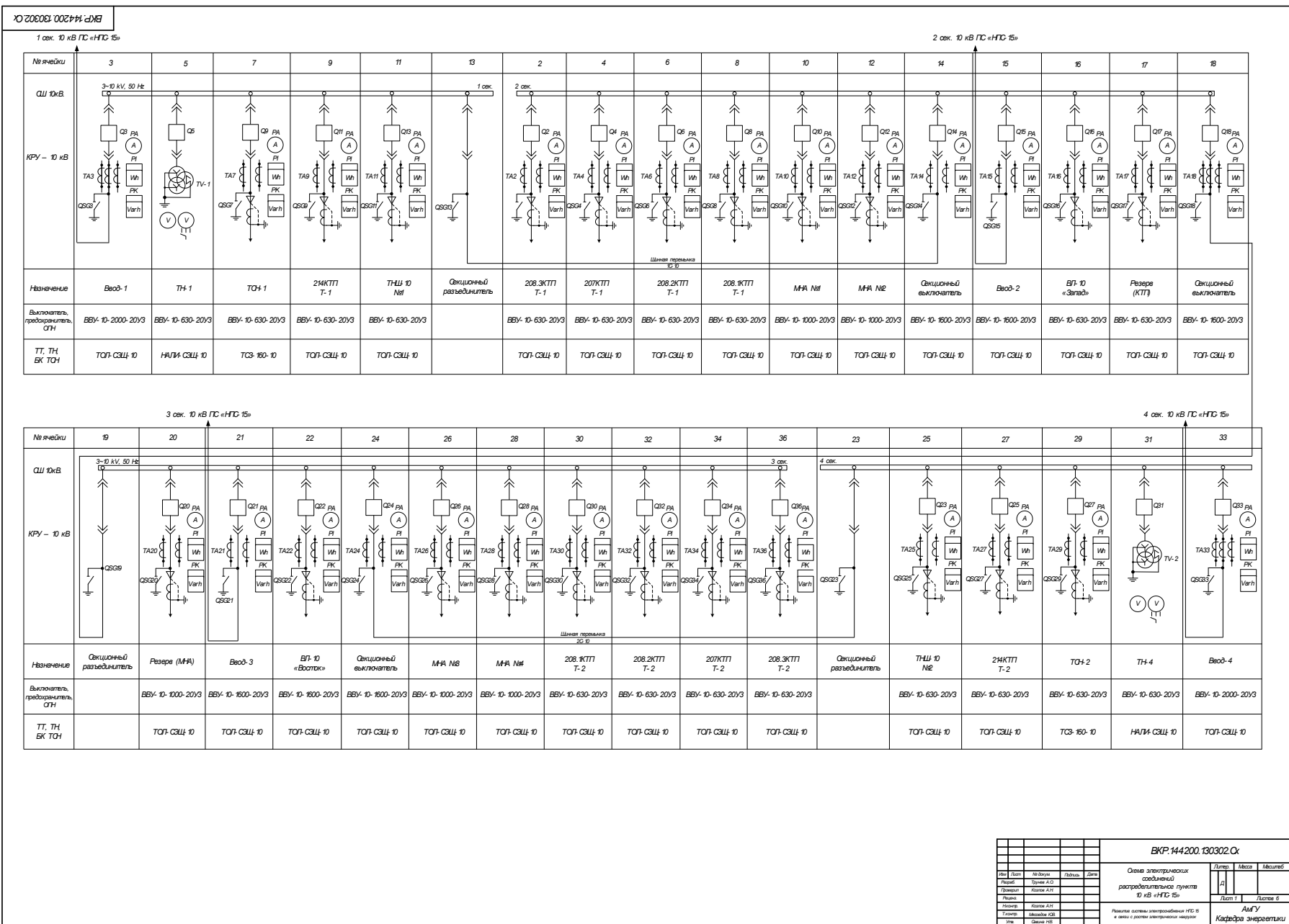
Приложение А Расчет трансформаторов

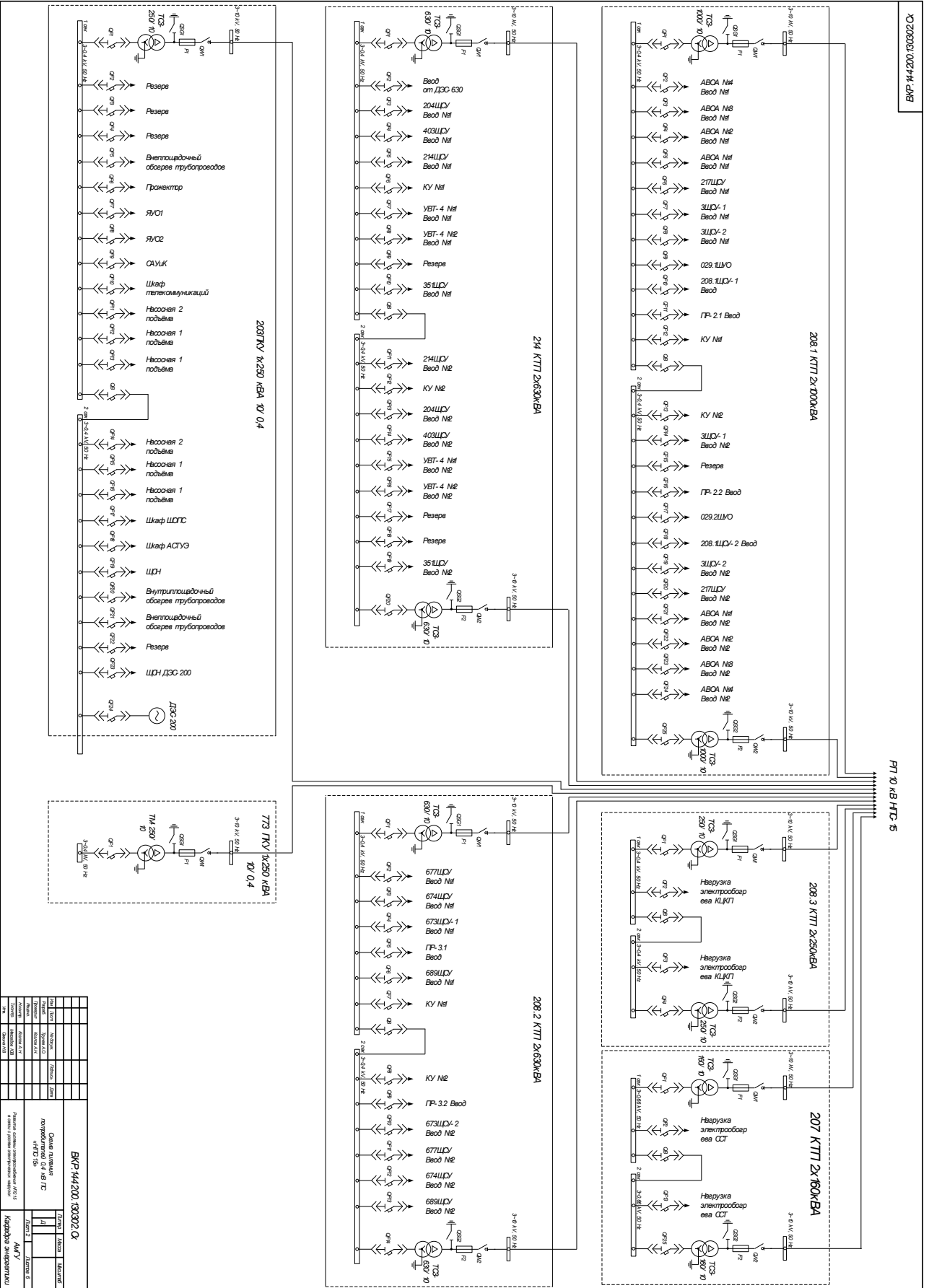
Наим КТП	Расч мощ S	Ншт	Рном	коэф норм	коэф ПАВ
208.1	843,93	2	1000	0,421965	0,84393
208.2	241,31	2	630	0,191516	0,38303
208.3	160	2	250	0,32	0,64
207	120	2	160	0,375	0,75
203	106,36	1	250	0,42544	
214	101,01	2	630	0,080167	0,16033
773	74,57	1	250	0,29828	
Наим КТП	I _{хх}	U _{кк}	P _{хх}	P _{кз}	DP
208.1	0,5	5,5	1,98	9,4	7,30742
208.2	0,6	5,5	1,24	7,6	3,03751
208.3	1	4,5	0,53	3,7	1,81776
207	1,5	4,5	0,41	2,6	1,55125
203	1	4,5	0,53	3,7	1,1997
214	0,6	5,5	1,24	7,6	2,57769
773	1	4,5	0,53	3,7	0,85919
Наим КТП	DQ	DS	S _{расч 10}	P _{расч0,4}	Q _{расч0,4}
208.1	88,34396294	88,645667	932,5756667	722,81	435,62
208.2	17,72723297	17,985585	259,2955848	241,2	7,4
208.3	14,216	14,331745	174,3317447	160	0
207	12,9	12,992936	132,9929356	120	0
203	4,536240928	4,6922015	111,0522015	101,4	32,11
214	9,3414797	9,6905989	110,7005989	77,25	65,04
773	3,500923282	3,6048128	78,17481285	68	30,6

1799,12355

Наим КТП	Расчетная P 10 (кВт)	Расчетная Q 10 (кВар)
208.1	730,1174239	523,96396
208.2	244,2375106	25,127233
208.3	161,81776	14,216
207	121,55125	12,9
203	102,599697	36,646241
214	79,82768576	74,38148
773	68,85919255	34,100923
	1509,01052	721,33584

пункта 10 кВ «НПС-15»

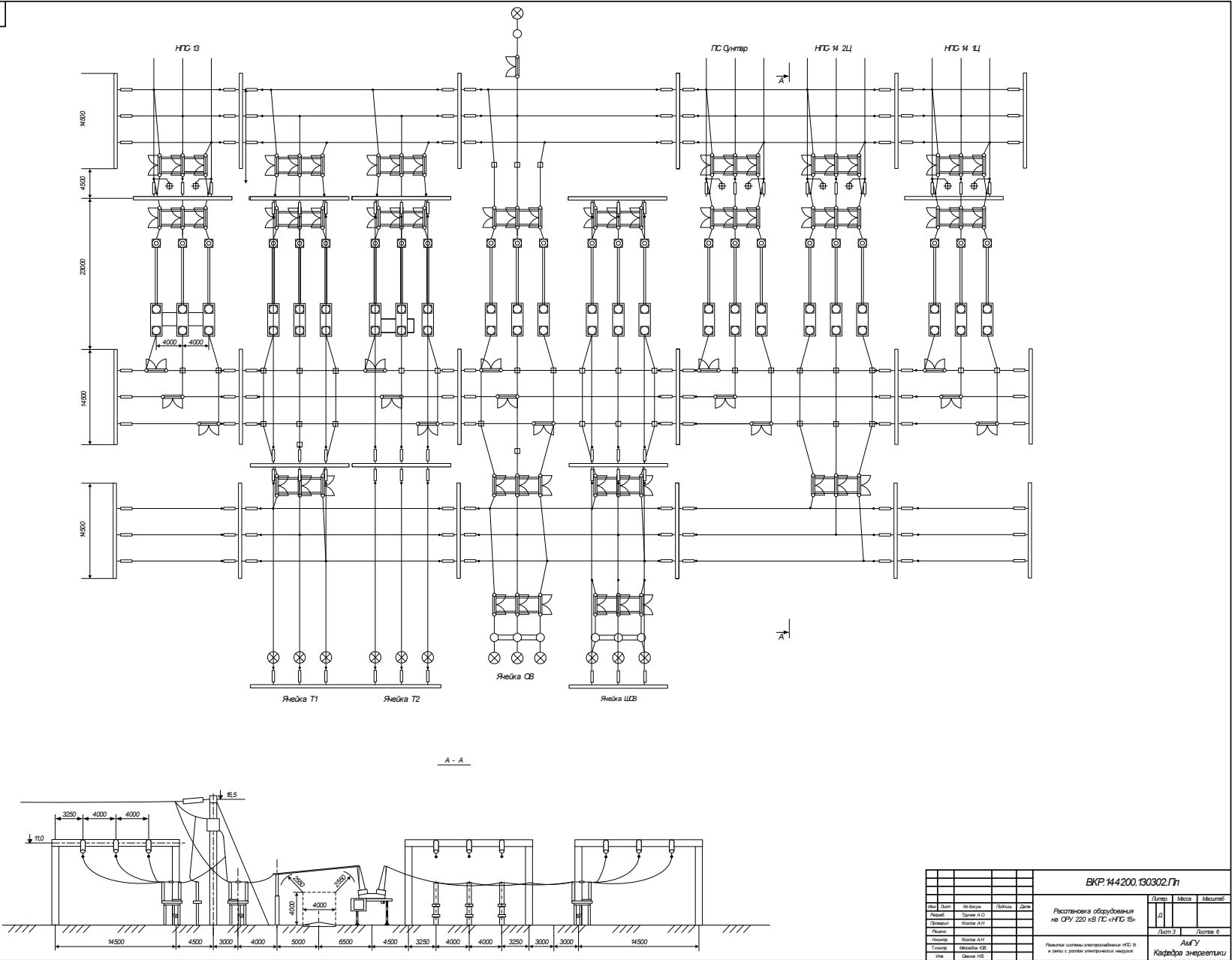




Приложение В. Схема питания потребителей 0,4 кВ ПС «НПС-15»

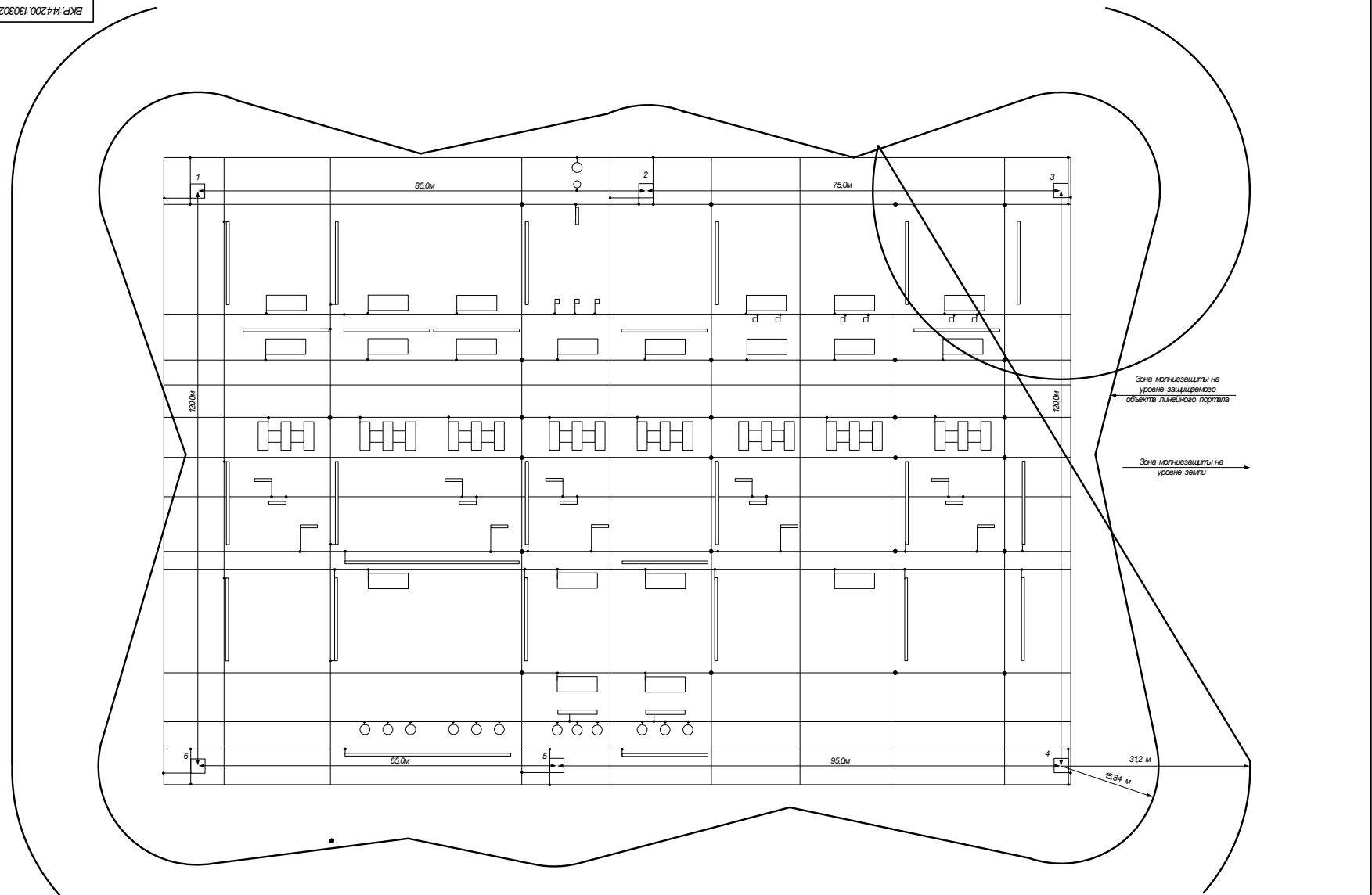
БНР-144.200.103.022.04		Лист 2	Издание 6
Исполнитель	Проверено	Утверждено	Дата
М.П.	М.П.	М.П.	М.П.
Схема питания потребителей 0,4 кВ ПС «НПС-15»			
Разработчик: [Имя]		М.П. [Подпись]	
Проверено: [Имя]		М.П. [Подпись]	
Утверждено: [Имя]		М.П. [Подпись]	
Дата: [Дата]		М.П. [Подпись]	
М.П. [Подпись]			
Индекс документа			

БКР.144200.130302.П1



				БКР.144200.130302.П1		
Имя	Долг	Подпись	Подпись	Дата	Лист	Место
Рисовал	Сухина А.О.				Д	
Проверил	Сухина А.И.					
Рисовал	Сухина А.И.				Лист 3	Листов 6
Проверил	Морозова СВ				АИГУ	
Техник	Морозова СВ				Кафедра энергетики	
Учт.	Сухина СВ					

БКР.Н44200.130302.Ох



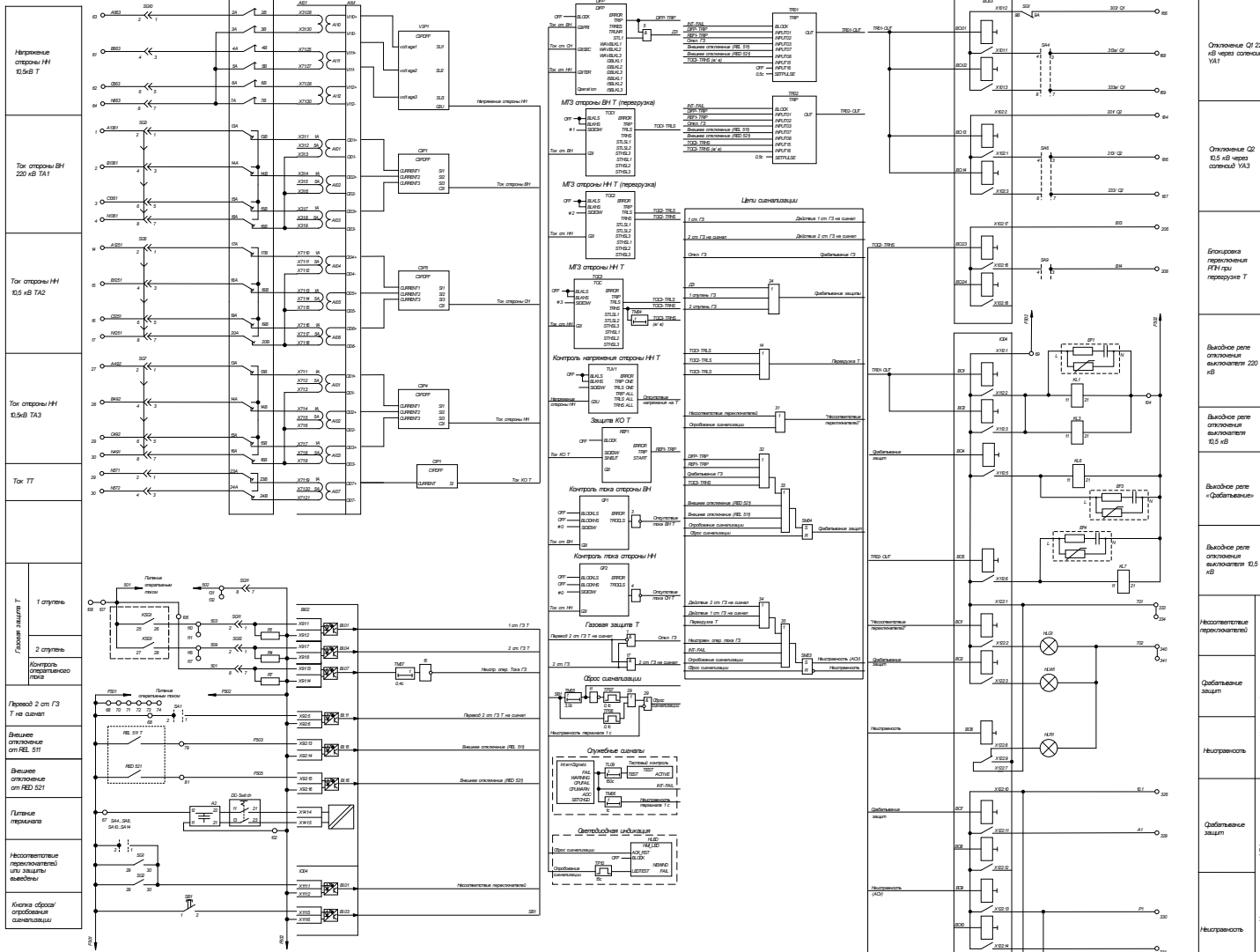
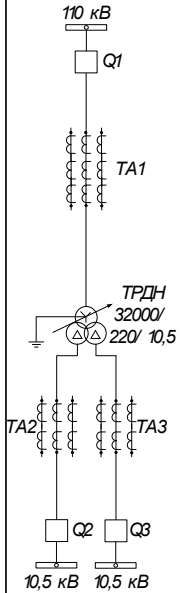
БКР.Н44200.130302.Ох				Лист 4	Листов 6
Имя	Должность	Подпись	Дата		
Проектант	Экономист				
Проверил	Инженер А.И.				
Разработчик	Инженер А.И.				
Инженер	Инженер А.И.				
Главный инженер	Михайлов И.В.				
Ученый	Севастьян Г.В.				

Молниезащита ОРУ 220 кВ НПС «НПС-15»

Разработчик: Михайлов И.В.
Инженер: Севастьян Г.В.

Институт: АИГУ
Кафедра: Энергетики

Защита RET-521



Отключение О1 220 кВ через соленоид YA1	Отключение О2 0,5 кВ через соленоид YA3	Блокировка переключения РН при перегрузке Т	Выходное реле отключения выключателя 220 кВ	Выходное реле отключения выключателя 0,5 кВ	Выходное реле «Фидер-авария»	Выходное реле отключения выключателя 0,5 кВ	Несоответствие переключателей	Фидерная защита	Неисправность	Фидерная защита	Неисправность
---	---	---	---	---	------------------------------	---	-------------------------------	-----------------	---------------	-----------------	---------------

БКР-144200.130302.01				Лист	Место	Масштаб
Изм.	Доп.	Исполн.	Годная	Дата		
Рисов.		Климов А.Д.				
Листов		Климов А.И.				
Рисов.		Климов А.И.				
Нормир.		Климов А.И.				
Генер.		Михайлов Ю.В.				
Упр.		Федина И.В.				

Защита трансформаторов ПС «НПС-15»

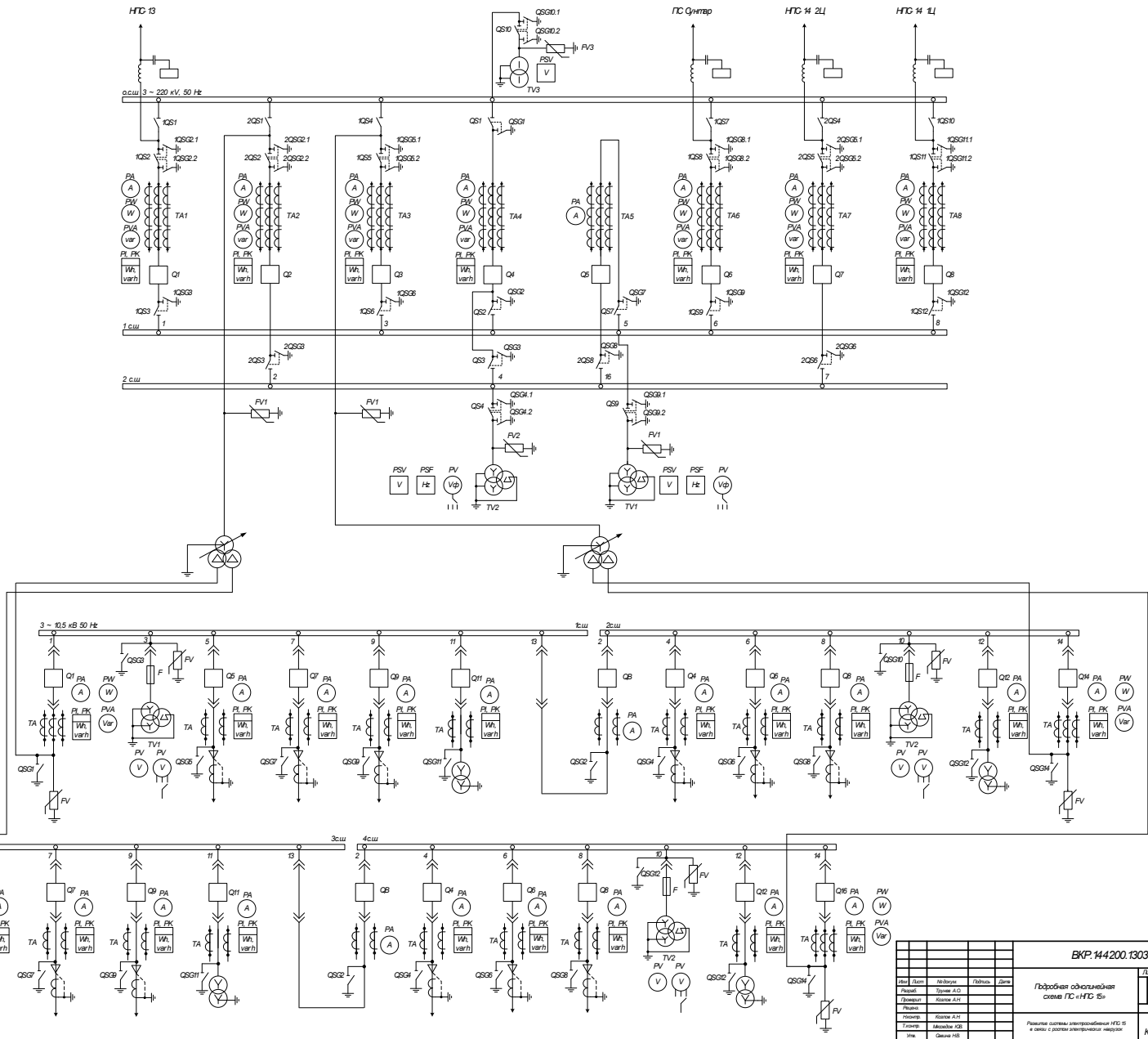
Лист 5 из 8

АмГУ
Кафедра энергетики

БКР №144200.130302.01

Высокочастотный заградитель связи ВЗ-600
Фильтр присоединения
Конденсатор связи
Разъединитель SGF-245
Трансформатор тока встроенный в выключатель
Выключатель ЗАР1 ДТ-245
Разъединитель SGF-245
Ограничитель перенапряжений ОПН - 220 УХЛ1
Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1
Трансформатор силовой ТРДН 32000/220У10

Выключатель ВБУ-10-2000-20 УХЛ1
Предохранитель ГКТ - 10
Трансформатор тока ТТТК-10-1-1
ОПН - 10 УХЛ1
Трансформатор напряжения НАМИ - 10



БКР №144200.130302.01			
Изм.	Лист	Масштаб	Дата
1	1	1:1	
Подробная однолинейная схема ПС «НПС-15»			
Разработано: АИИЭ Энергетики Проверено: АИИЭ Энергетики Типовая: АИИЭ Энергетики Утверждено: АИИЭ Энергетики			

Приложение Ж. Подробная однолинейная схема ПС «НПС-15»