

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части понизительной подстанции
220/110 кВ «Солнечная»

Студент(ка)

О.А. Шпунтов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В квалификационной работе представлен проект реконструкции ОРУ 220 кВ ПС 220/110/10 кВ «Солнечная» - Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети (МЭС) Волги. Приведены основные потребители ПС 220/110/10 кВ «Солнечная» и их технические параметры. Рассчитана величина нагрузок электроприемников и используемая мощность от энергосистемы. Рассчитаны токи КЗ.

Работа включает в себя следующие вопросы по замене оборудования:

Замена высоковольтного оборудования на стороне 220 и 110 кВ;

Замена силовых трансформаторов на более мощные;

Установка современной микропроцессорной защиты.

Работа состоит из пояснительной записки на 57 листах, содержащая 23 таблиц, 13 рисунков, графическая часть представлена на шести листах формата А1.

Содержание

Введение.....	7
1 Общая характеристика объекта проектирования.....	8
1.1 Описание электрической части ОРУ 220 кВ подстанции «Солнечная»	8
1.2 Объемы реконструкции понизительной подстанции	14
1.3 Технические решения при реконструкции ОРУ-220 и 110 кВ ПС 220/110/10 кВ «Солнечная».....	14
2 Выбор силовых трансформаторов.....	15
3 Расчет токов короткого замыкания	19
3.1 Расчет ударных токов	23
4 Выбор высоковольтного оборудования ОРУ-220, 110 кВ ПС 220 кВ «Солнечная».....	26
4.1 Условия выбора высоковольтного оборудования подстанций	26
4.2 Выбор высоковольтного выключателя ОРУ-220 кВ	28
4.3 Выбор разъединителей ОРУ-220 кВ	32
4.4 Выбор трансформаторов тока для ОРУ-220 кВ.....	36
4.5 Выбор ОПН для ОРУ-220 кВ.....	38
4.6 Выбор высоковольтного выключателя ОРУ-110 кВ	39
4.3 Выбор разъединителей ОРУ-110 кВ	41
4.4 Выбор трансформаторов тока для ОРУ-220 кВ.....	43
4.5 Выбор ОПН для ОРУ-110 кВ.....	45
5 Собственные нужды и система постоянного тока подстанции.....	47
6 Выбор релейной защиты и автоматики	49
6.1 Микропроцессорное релейная защита ШЭ2607	49
6.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства ШЭ2607	49
6.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора.....	51
7 Изоляция, молниезащита, защита от перенапряжений, заземление, освещение.....	54

Заключение	56
Список использованных источников	57

Введение

Для России проблема электроснабжения городов и промышленных центров имеет особую значимость, поскольку большая часть ее территории находится в суровых климатических зонах, и требования к надежности систем электроснабжения должны быть очень жесткими.

Работа посвящена модернизации понизительной подстанции (ПС) ПС 220/110/10 кВ «Солнечная», которая осуществляет электроснабжение потребителей Советского и Промышленного районов города Самара. Выбранная тема работы является актуальной, т.к. при подключении новых потребителей до 2020 года в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 220 кВ «Солнечная» при проведении ремонтной компании в летний период происходит перегрузка автотрансформатора АТ-1 – 125000/220/110/10 кВ ПС 220 кВ «Солнечная» на 40 %, что является не допустимым.

Целью реконструкции является повышение надежности электроснабжения потребителей Советского и Промышленного районов города Самара и обеспечение электрической энергией и мощностью новых потребителей, путем замены электрооборудования установленного на ОРУ-220 кВ ПС 220/110/10 кВ «Солнечная».

Согласно поставленной цели, в квалификационной работе решаются следующие задачи:

- Замена трансформаторов марки АТ-1(2) -125000/220/110/10 кВ;
- Замена высоковольтного оборудования на стороне 220 и 110 кВ на более современное;
- Расчёт токов КЗ для максимального и минимального режимов работы, а также выбор и установка современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

1 Общая характеристика объекта проектирования

1.1 Описание электрической части ОРУ 220 кВ подстанции «Солнечная»

ПС 220 кВ Солнечная осуществляет электроснабжение потребителей Советского и Промышленного районов города Самара. В административном отношении площадка подстанции расположена по адресу Самарская область, г. Самары, 6-я просека, д. 145.

ПС 220 кВ «Солнечная» является действующей, год ввода в эксплуатацию 1989 году. По типу подстанций ПС 220 кВ «Солнечная» является проходной с двухсторонним питанием по двум линиям ВЛ 220 кВ Кировская-Солнечная и ВЛ 220 кВ Жигулевская ГЭС-Солнечная.

Имеет следующие основные характеристики:

- Установленная мощность 125+125 МВА;
- номинальные напряжения 220/110/10 кВ.

ПС 220 кВ Солнечная расположена в Промышленном районе г. Самары, 6-я просека, д. 145, и представляет собой подстанцию 220/110/10/6 кВ, расположенную на открытой площадке. Основными потребителями ПС 220 кВ «Солнечная» являются жилые микрорайоны (коммунально-бытовая нагрузка), а также промышленные предприятия, такие как ЗИМ, ГПЗ, ЗИТ (зд. автотракторного оборудования), очистные сооружения и прочие предприятия инфраструктуры города.

На территории подстанции расположено ОРУ-220 кВ (4 ячейки), ОРУ-110 кВ (12 ячеек), 2 автотрансформатора АТ-1(2), 2 силовых трансформатора 10/6 кВ, здание ОПУ, в котором находится помещение РЩ, здание ЗРУ-6 кВ и хозяйственные постройки. Центральная часть площадки повсеместно застроена инженерными сооружениями. По периметру проходят трассы автоподъездов. Вокруг площадки так же расположены инженерные сооружения и жилые дома.

В настоящее время на ПС 220 кВ Солнечная установлены:

- один трехфазный автотрансформатор АТ-1 типа АТДЦТН-125000/220/110 У1, мощностью 125 МВА, напряжением 220/110/10 кВ;
- один трехфазный автотрансформатор АТ-2 типа АТДЦТН-125000/220 У1, мощностью 125 МВА, напряжением 220/110/10 кВ;
- один трехфазный трансформатор Т-1 типа ТРДНС-25000/15-У1, мощностью 25000 кВА, напряжением 10/6 кВ;
- один трехфазный трансформатор Т-2 типа ТРДНС-25000/15-У1, мощностью 25000 кВА, напряжением 10/6 кВ.

Суммарная установленная мощность 250 МВА. ОРУ 220 кВ выполнено по схеме № 220-7 «Четырехугольник».

Автотрансформаторы АТ-1 и АТ-2 подключены к ОРУ 220 кВ через разъединители. ОРУ 110 кВ выполнено по типовой схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин». К ОРУ 110 кВ присоединены шесть ВЛ 110 кВ, два автотрансформатора АТ-1, АТ-2. Трансформаторы Т-1 и Т-2 запитаны от обмоток низшего напряжения автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 соответственно. ЗРУ 6 кВ выполнено по схеме «Две, секционированные выключателями, системы шин». Питание ЗРУ 6 кВ осуществляется от трансформаторов Т-1, Т-2.

В соответствии с решением поставленной цели, в данной квалификационной работе будет рассмотрен вопрос реконструкции ОРУ-220 и 110 кВ.

ОРУ-220 кВ выполнено по схеме № 220-7 «Четырехугольник», с двухсторонним питанием по двум линиям ВЛ 220 кВ Кировская-Солнечная и ВЛ 220 кВ Жигулевская ГЭС-Солнечная.

Данная схема ОРУ-220 кВ имеет ряд достоинств:

1. ОРУ -220 кВ по схеме № 220-7 «Четырехугольник» занимает минимальное пространство по сравнению с другими схемами ОРУ 220 кВ;
2. Сравнительно дешевая схема;
3. С точки зрения эксплуатационных характеристик, является простой и наглядной, электромагнитные блокировки и операции с

разъединителями просты и однотипны, что позволяет минимизировать отказы по вине персонала.

4. Обладает высокой надежностью. При отказе любого выключателя отключается не более одной линии и одного автотрансформатора. При этом теряется транзит мощности через сторону высшего напряжения подстанции. Потеря транзита не приводит к ограничению электроснабжения потребителей на смежных подстанциях 110 кВ и как следствие ограничений по выдаче мощности потребителям.

В связи с этим, при реконструкции ПС 220 кВ «Солнечная» схему ОРУ-220 кВ, предлагается оставить прежней.

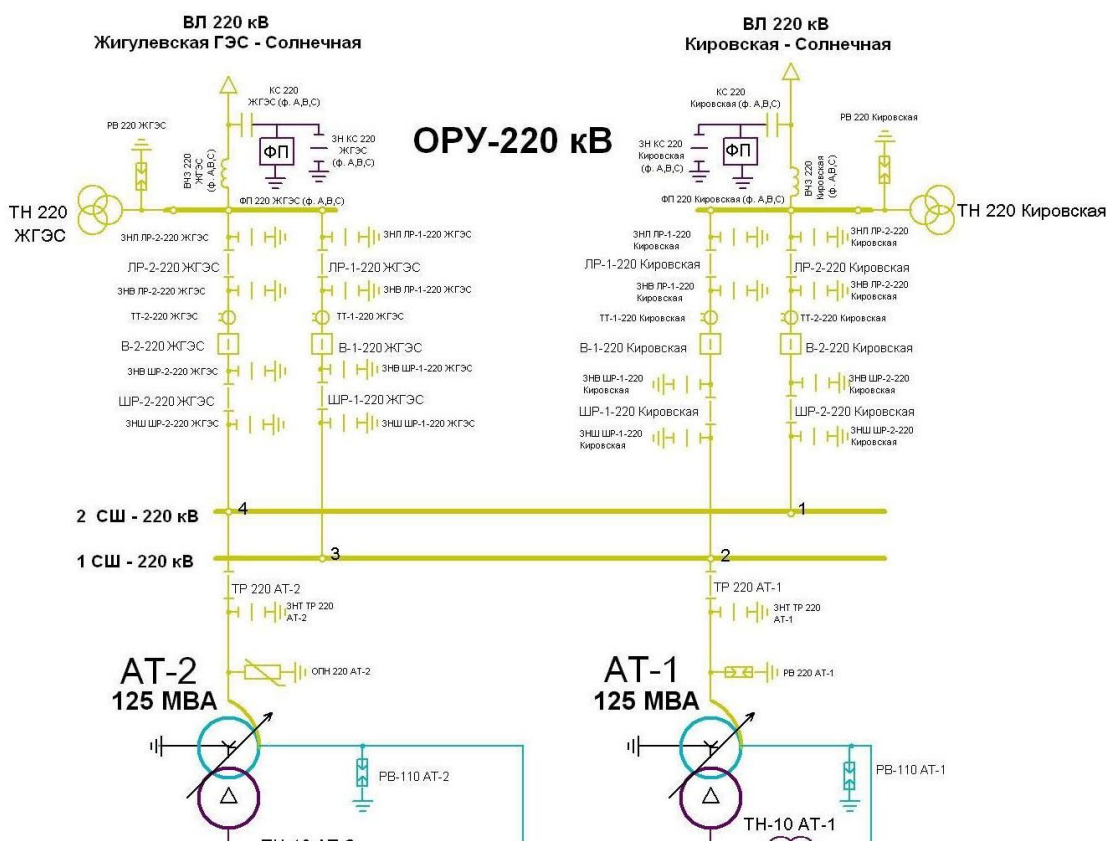


Рисунок 1.1 – Действующая схема ОРУ-220 кВ ПС 220 кВ

«Солнечная»

В ОРУ 220 кВ установлены масляные выключатели У-220Т-10 кВ, выносные трансформаторы тока ТФНД-220, разъединители РЛНД-220/1000, с ручными приводами на главных и заземляющих ножах, трансформаторы

напряжения НКФ-220, разрядники вентильные РВС-220. Оборудование ОРУ 220 кВ физически устарело и требует замены.

ОРУ 110 кВ выполнено по типовой схеме 110-13Н «две рабочие и обходная система шин».

Данная схема ОРУ обеспечивает требуемый уровень надежности системы электроснабжения потребителей по стороне 110 кВ, а так же позволяет подключать новые ячейки 110 кВ для обеспечения для электрической энергией (мощности) вновь вводимых потребителей.

В ОРУ 110 кВ установлены масляные выключатели МКП-110 кВ, выносные трансформаторы тока ТФНД-110, разъединители РНД-110/1000, с ручными приводами на главных и заземляющих ножах, трансформаторы напряжения НКФ-110, разрядники вентильные РВС-110. Оборудование ОРУ 110 кВ морально устарело и требует замены.

В соответствии со «Схемой и программой развития энергосистемы Самарской области на 2014-2020 г.» и с техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств до 2020 года планируется присоединение ВЛ 110 кВ к ОРУ-110 кВ ПС 220 кВ «Солнечная» для обеспечения электрической энергией спортивного комплекс к ЧМ-2018 года, который будет построен на территории Радиоцентра в г. Самара.

В связи с этим были проведены расчеты режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к ПС 220 кВ «Солнечная» в соответствии со «Схемой и программой развития энергосистемы Самарской области на 2014-2020 г.», для летнего и зимнего максимума нагрузки 2020 года.

Графические схемы потокораспределения представлены на рисунках 1.2 и 1.3.

Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети с учетом существующей схемы электрических соединений ПС 220 кВ «Солнечная» показал, что при летнем максимуме рабочего дня 2018 года с

учетом планового вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Семейкино-1 и аварийном отключения АТ-1(2) ПС 220 кВ Солнечная происходит перегруз АТ-2(1) на ПС 220 кВ Солнечная на 40 % ($I_{расч}=399$ А, при нормальной круглосуточной нагрузке для ТНВ=+300С - 286 А), при этом отсутствует возможность перевода нагрузки на другие источники питания в послеаварийных режимах. В связи с этим необходимо выполнять ввод графиков временного отключения электроснабжения потребителей ПС 220 кВ Солнечная, так как основными потребителями данной подстанции являются потребители первой и второй категории, то такой режим не допустим.

В качестве мероприятия по устранению перегрузки АТ-2(1) ПС 220 кВ «Солнечная» предлагается реконструкция ПС 220 кВ Солнечная с заменой существующих автотрансформаторов с номинальной мощностью 2x125 МВА на автотрансформаторы с мощностью 2x200 МВА.

После проведения повторных расчетов режимов работы электрической сети на схеме летнего максимума 2018 года с учетом замены АТ ПС 220 кВ Солнечная было установлено, что при аварийном отключении АТ-1(2) ПС 220 кВ Солнечная, перегрузка АТ-2(1) отсутствует ($I_{расч}=387$ А, при нормальной круглосуточной нагрузке для ТНВ=+300С - 457 А).

Таким образом, необходимо выполнить реконструкцию ПС 220 кВ «Солнечная» с заменой существующих автотрансформаторов АТ 2x125 МВА ПС 220 кВ Солнечная на новые 2x200 МВА к 2018 году и как следствие провести модернизацию, замену и установку электрооборудования ОРУ-220 и 110 кВ.

Таким образом, необходимо:

- выполнить замену АТ-1 и АТ-2 типа АТДЦТН-125000/220/110/10 кВ на АТДЦТН-200000/220/110/10 кВ;
- реконструкцию ОРУ 220 кВ и ОРУ-110 кВ с заменой и установкой современного электрооборудования, без изменения схемных решений.

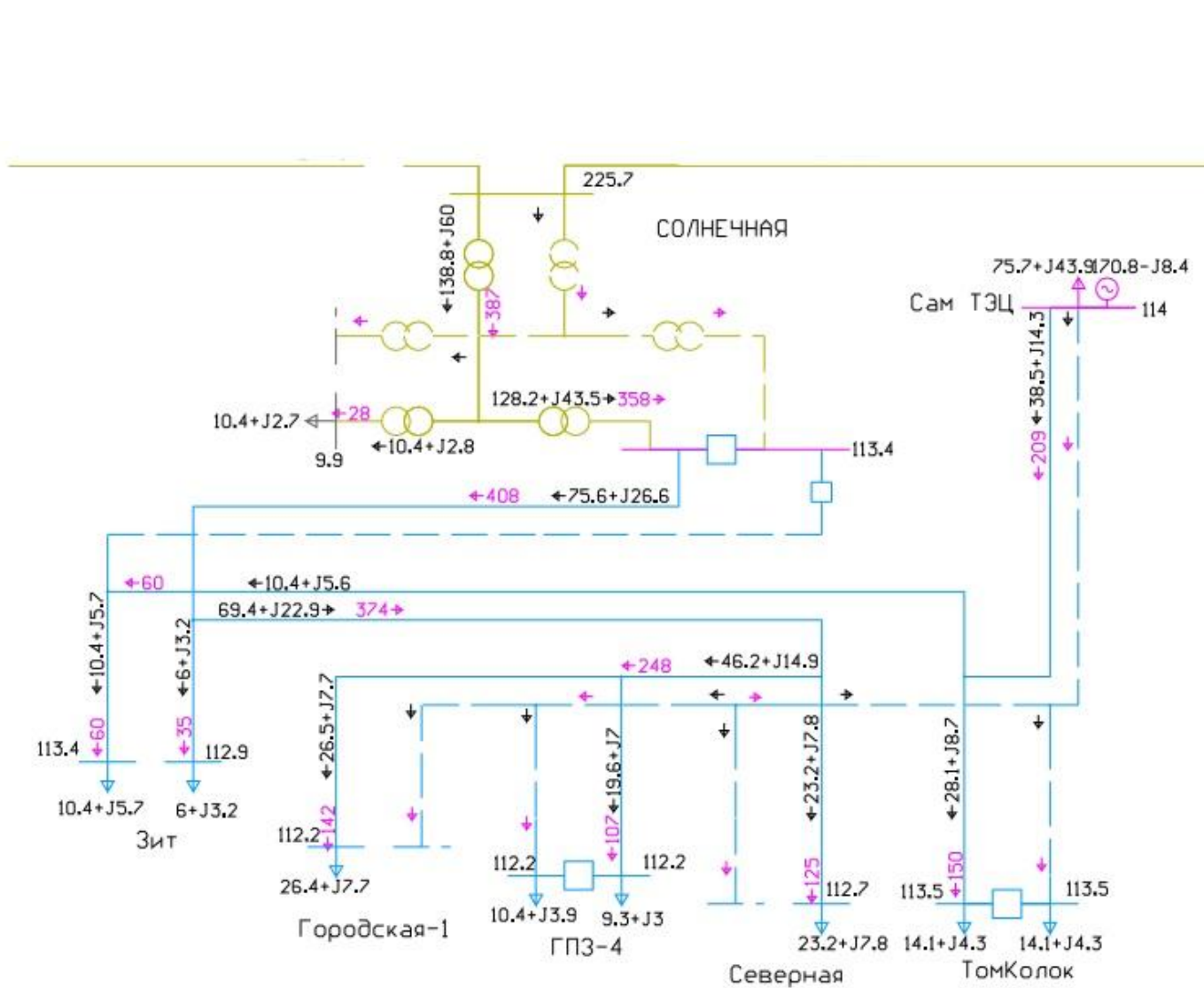


Рисунок 1.2 - Летний максимум рабочего дня 2020 г. с учётом существующей схемы электрических соединений. Послеаварийный режим. Аварийное отключение АТ-1 ПС 220 кВ Солнечная

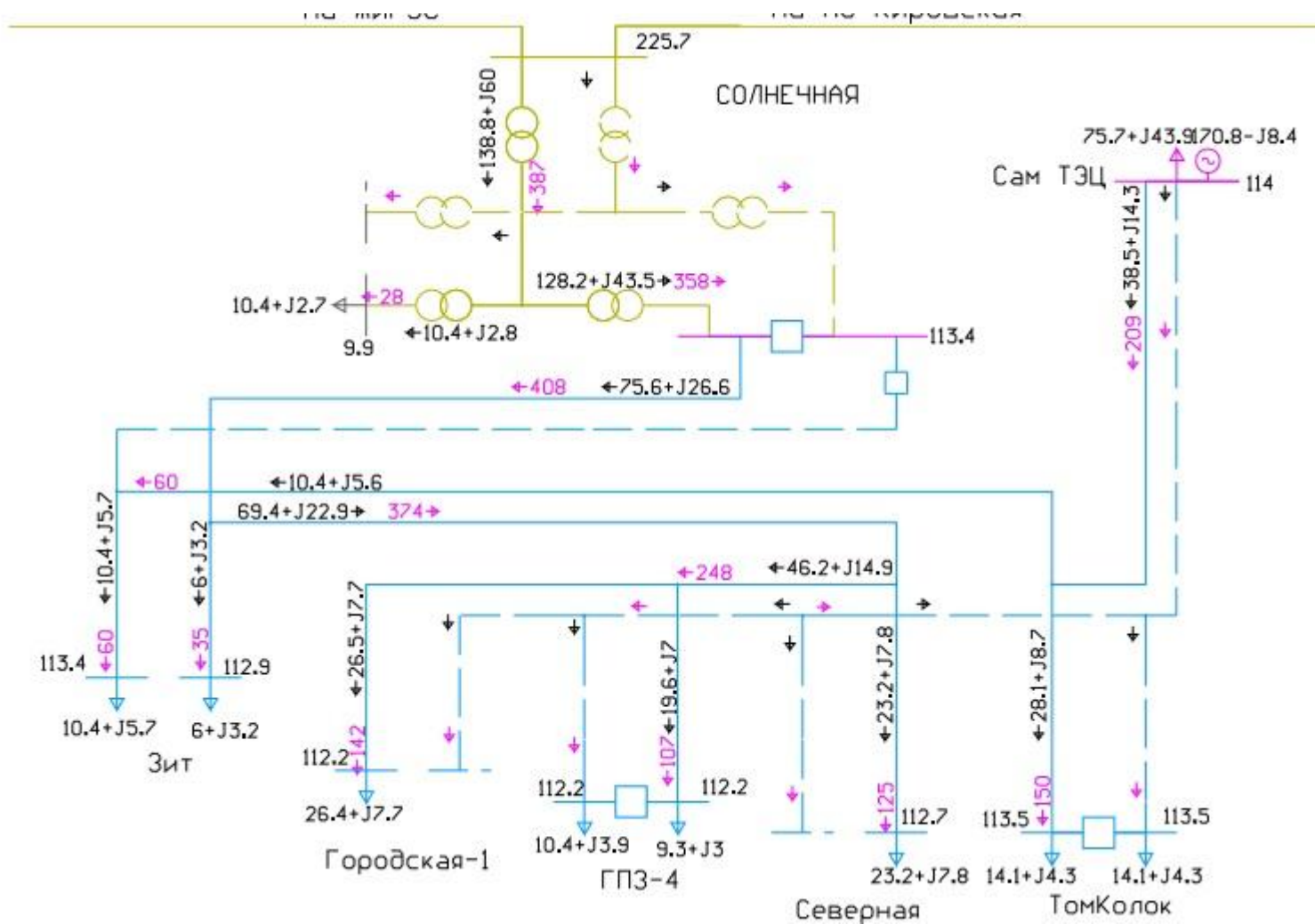


Рисунок 1.3 - Летний максимум рабочего дня 2020 г. с учётом реконструкции ПС 220 кВ Солнечная. Послеаварийный режим. Аварийное отключение АД-2 ПС 220 кВ Солнечная

1.2 Объемы реконструкции понизительной подстанции

Согласно объемам реконструкции планируется произвести следующие:

- Реконструкция ОРУ 220 кВ: замена электротехнического оборудования 220 кВ;
- Реконструкция ОРУ 110 кВ: замена электротехнического оборудования 110 кВ;
- Замена силовых автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 типа АТДЦТН-125000/220/110/10 кВ на АТДЦТН-200000/220/110/10 кВ.

Установка вместо разрядников устройств ограничения перенапряжений типа ОПН.

1.3 Технические решения при реконструкции ОРУ-220 и 110 кВ ПС 220/110/10 кВ «Солнечная»

При рассмотрении вопроса реконструкции ОРУ – 220, 110 кВ ПС 220 кВ «Солнечная» и в соответствии с п. 1.1 и п. 1.2 данной квалификационной работы предлагается, схемы электрических соединений ОРУ 220, 110 кВ:

1. ОРУ 220 кВ по схеме № 220-7 «Четырехугольник»;
2. ОРУ-110 кВ схеме 110-13Н «две рабочие и обходная система шин»;

При проведении реконструкции ОРУ-220 кВ рекомендовать к использованию следующее оборудование:

- выключатели – элегазовые с пружинным приводом;
- трансформаторы тока – встроенные и элегазовые ТТ выносного типа;
- разъединители – горизонтально-поворотного типа с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей;
- трансформаторы напряжения – емкостного типа, антирезонансные;
- ограничители перенапряжения нелинейные, со счетчиком срабатываний.

2 Выбор силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется на основании годовых графиков нагрузки понизительной подстанции.

Суммарная максимальная нагрузка подстанции:

$$S_{\max} = 147,3 \text{ МВА.}$$

Следовательно, мощность одного трансформатора, МВА:

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot S_{\max};$$

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot 147,3 = 103,11 \text{ МВА.}$$

По вышеприведённым расчётам в соответствии с п.1.1 данной работы можно сделать вывод что, в связи с ожидаемым ростом электрических нагрузок ПС 220 кВ «Солнечная» установленные автотрансформаторы АТ-1 и АТ-2 АДЦТН-125000/220/110/10 кВ на ПС 220 кВ «Солнечная» при аварийном отключении одного оставшийся в работе АТ будет работать с недопустимой перегрузкой. В связи с этим примем к установке два трансформатора АДЦТН-200000/220/110/10 кВ.

Таблица 2.1 – Паспортные параметры трансформатора АДЦТН-200000/220

Тип Трансформатора	$S_{\text{ном.Т}}$, МВА	Каталожные данные										
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$, кВт			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ	
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н		
АДЦТН-200000/220/100	200	230	115	11	11	45	28	305	280	275	65	0,5

Находим приведенные потери мощности в стали трансформатора на Х.Х.:

Находим приведенные потери мощности в стали трансформатора на Х.Х.:

$$\Delta P_x = \Delta P_x + K_{ипx} \times \Delta Q_x = 65 + 0,05 \times 625 = 96,25 \text{ кВт},$$

$$\text{где } \Delta Q_x = I_{xx\%} \times S_{ном Т} / 100 = 0,5 \times 125000 / 100 = 625 \text{ квар}$$

$$K_{ип} = 0,05 \text{ кВт / квар}$$

Определим коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений:

$$K_{3.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{69.83}{125} = 0.6$$

$$K_{3.с} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{51.2}{125} = 0.41$$

$$K_{3.н} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{18.63}{125} = 0.19$$

Определим расчетные параметры U_k автотрансформаторов

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}) = \frac{1}{2} \cdot (45 + 11 - 28) = 14 \text{ \%},$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}) = \frac{1}{2} \cdot (11 + 28 - 45) = -6 = 0,$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}) = \frac{1}{2} \cdot (45 + 28 - 11) = 62 \text{ \%}$$

Находим приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора:

$$\Delta Q_{кв} = U_{кв} \times S_{ном Т} / 100 = 14 \times 125000 / 100 = 17500 \text{ квар}$$

$$\Delta Q_{кс} = U_{кс} \times S_{ном Т} / 100 = 0 \text{ квар}$$

$$\Delta Q_{\text{кн}} = U_{\text{кн}} \times S_{\text{ном Т}} / 100 = 62 \times 125000 / 100 = 77500 \text{ квар}$$

$$P_{\text{к.в}} = P_{\text{к.с}} = P_{\text{к.н}} = 0,5 \times \Delta P_{\text{к.вн-нн}} = 0,5 \times 280 = 160 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{\text{кв}} = \Delta P_{\text{кв}} + K_{\text{ипх}} \times \Delta Q_{\text{кв}} = 160 + 0,05 \times 17500 = 1035 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{\text{кс}} = \Delta P_{\text{кс}} + K_{\text{ипх}} \times \Delta Q_{\text{кс}} = 160 + 0,05 \times 0 = 160 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{\text{кн}} = \Delta P_{\text{кн}} + K_{\text{ипх}} \times \Delta Q_{\text{кн}} = 160 + 0,05 \times 77500 = 4035 \text{ кВт}$$

$$P'_T = \Delta P'_x + \kappa_{\text{з.в}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{к.в}} + \kappa_{\text{з.с}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{к.с}} + \kappa_{\text{з.н}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{к.н}} = 984,2 \text{ кВт}$$

Определяем экономическую нагрузку трансформаторов ПС:

$$S_{\text{э.пс}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 125000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{147,3}{315}} = 97717 \text{ кВА}$$

При загрузке трансформаторов на подстанции менее чем на 97,717 МВА один из трансформаторов следует отключить.

На основании расчетных графиков нагрузки определяются потери электроэнергии в трансформаторах ПС ΔW и их стоимость $I_{\Delta W}$:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P'_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторах составляют $\Delta W_k = 3680503$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторе:

$$I_3 = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_3 = (1686300 + 3680503) \cdot 1,09 = 5849815 \text{ руб.}$$

$$\text{где } C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{2455}{6207,8} + 0,693 = 1,09$$

Определяются приведенные затраты:

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I = E_H \cdot K + I_o + I_s = 0,15 \cdot 15000000 + 12600000 + 5849815 = 9359815 \text{руб}$$

где $E_H = 0,15$ – номинальный коэффициент эффективности;

$K = 2 \cdot 6300000 = 126000000$ руб. – капитальные затраты на оборудование ПС;

Ежегодные эксплуатационные издержки $I_0 = 10,5$ млн.руб (для ПС 220 кВ $P_{\text{сум}} = 0,084$).

Принимаем к установке на ПС 220 кВ «Солнечная» автотрансформаторы мощностью 200 МВА каждый, так как при вводе новых потребителей до 2020 года и аварийном отключении одного из трансформаторов, оставшийся автотрансформатор будет в нормальном режиме. Установка двух АТ по 200 МВА позволит обеспечить надёжное электроснабжение перспективных потребителей в 2020 г. без погашения нагрузки при выводе в ремонт или аварийном отключении одного трансформатора ПС 220 кВ «Солнечная». В связи с этим к установке принимаем 2× АТДЦТН-200000/220/110/10.

3 Расчет токов короткого замыкания

При расчетах токов к.з. (ТКЗ) составляется электрическая схема и схема замещения, в которой параметры электрической схемы представлены в виде ЭДС и сопротивлений.

Схема замещения для расчетов ТКЗ ПС 220 кВ “Южная” представлена на рисунке 3.1. Она включает в себя: Самарскую энергосистему в максимальном и минимальном режиме ее работы, сопротивление силовых трансформаторов. Под максимальным режимом работы системы понимается питание подстанции по всем ВЛ – 220 кВ и под минимальным режимом, когда питание осуществляется только по нескольким линиям ВЛ – 220 кВ. Силовые автотрансформаторы трансформаторы на стороне 10 кВ работают отдельно.

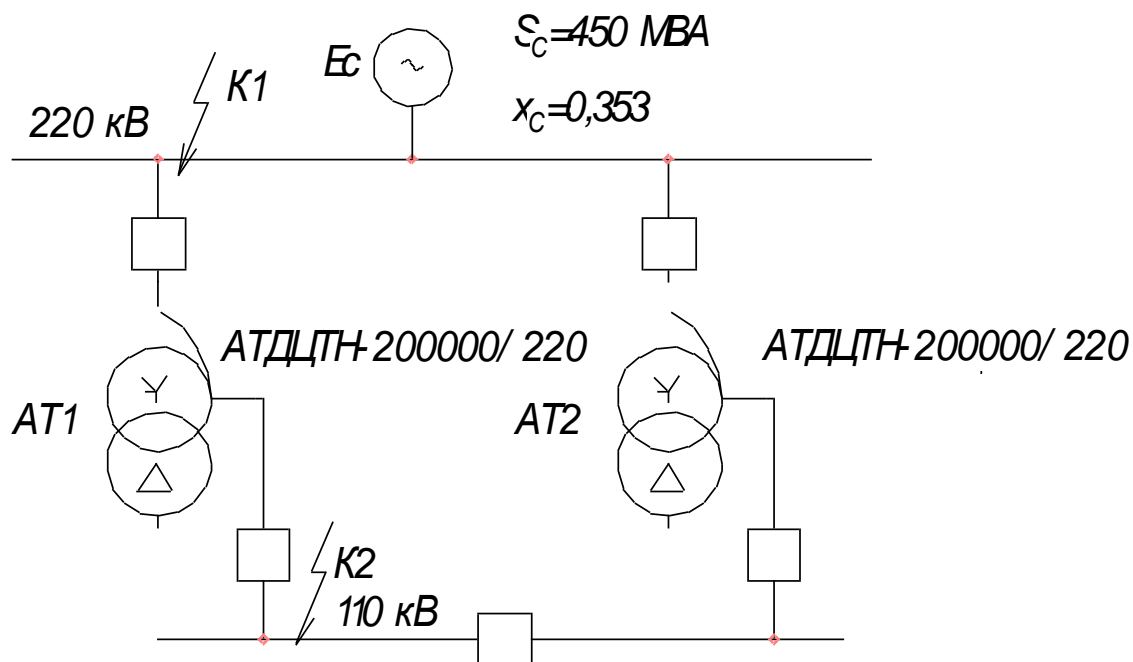


Рисунок 3.1 - Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

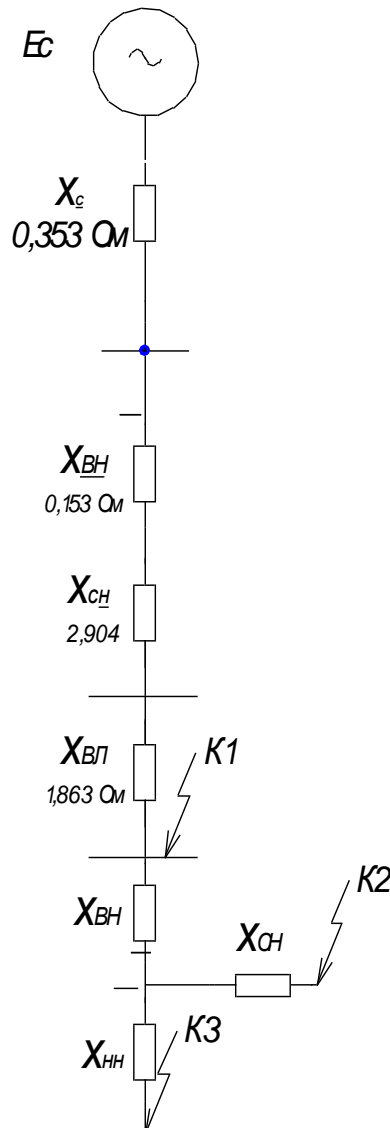


Рисунок 3.2 - Расчетная схема замещения

В основе расчетов положена методика согласно РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»[5].

Сопротивление в расчетной точке для определения ТКЗ, (на шинах ВН подстанции) определяют по формуле:

$$X_{HH.MIN} = U_{HH}^2 \cdot \left[\frac{X_{C.MAX}}{U_{CP.BH} \cdot (-\Delta U)} + \frac{U_{CP.BH} \cdot (1 - \Delta U) \cdot U_{K.MIN}}{100 \cdot S_{H.TP}} \right]$$

$$X_{HH.MAX} = U_{HH}^2 \cdot \left[\frac{X_{C.MIN}}{U_{CP.BH}^2} + \frac{U_{K.MAX}}{100 \cdot S_{T.TP}} \right]$$

где, U_{HH} - номинальное напряжение трансформатора стороны НН, 10,5 кВ;

Токи трехфазного КЗ на шинах НН подстанции определяются по выражению:

$$I_{K.HH.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MIN}};$$

$$I_{K.HH.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MAX}}.$$

Приведение указанных токов КЗ к стороне ВН трансформатора производится с учетом изменения коэффициента трансформации трансформатора переключателем РПН:

$$I_{K.VH.MAX}^{(3)} = I_{K.HH.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)};$$

$$I_{K.VH.MIN}^{(3)} = I_{K.HH.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{VH.MAX}}.$$

Определим сопротивление энергосистемы шин 220 кВ подстанции «Южная»:

$$X_{MAXC} = \frac{U_C^2}{S_{K3}} = \frac{230^2}{5000} = 3.1752 \text{ Ом};$$

$$X_{MINC} = \frac{U_C^2}{S_{K3}} = \frac{230^2}{5500} = 8.066 \text{ Ом};$$

Найдем сопротивления трансформатора АТДЦТН-200000/220 находящегося на подстанции.

Для первой и второй секции шин 10 кВ:

$$X_{HH3.MIN} = \frac{10,5^2}{230} \cdot \left[\frac{5,864}{230 \cdot (-0,16)} + \frac{230 \cdot (1 - 0,16) \cdot 9,52}{100 \cdot 40} \right] = 0,519 \text{ Ом};$$

$$X_{HH3.MAX} = 10,5^2 \cdot \left[\frac{18,976}{230^2} + \frac{19,59}{100 \cdot 40} \right] = 0,728 \text{ Ом}.$$

Определим напряжение короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме на стороне 110 кВ:

$$\begin{aligned} U_{к.min} &= 0,5(U_{к.вс.min} + U_{к.сн.min} - U_{к.сн.ср}) = \\ &= 0,5 \cdot 9,52 + 17,04 - 6,5 = 10,03 \% \end{aligned} ;$$

$$\begin{aligned} U_{к.max} &= 0,5(U_{к.вс.max} + U_{к.сн.max} - U_{к.сн.ср}) = \\ &= 0,5 \cdot 11,56 + 19,29 - 6,5 = 12,175 \% . \end{aligned}$$

Определяем сопротивление к.з:

Для шин 110 кВ:

$$X_{HC.MIN} = \frac{115^2}{230} \cdot \left[\frac{5,864}{230 \cdot (-0,16)} + \frac{230 \cdot (1 - 0,16) \cdot 10,03}{100 \cdot 40} \right] = 4,082 \text{ Ом};$$

$$X_{HC.MAX} = 115^2 \cdot \left[\frac{18,976}{230^2} + \frac{12,175}{100 \cdot 40} \right] = 6,283 \text{ Ом}.$$

На стороне 110 кВ:

$$I_{K,CH1.MAX}^{(3)} = \frac{U_{CH1}}{\sqrt{3} \cdot X_{CH1.MIN}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 6,283} = 6,226 \text{ кА};$$

$$I_{K,CH1.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH1}}{\sqrt{3} \cdot X_{CH1.MAX}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 4,028} = 5,439 \text{ кА}.$$

На стороне 220 кВ:

$$I_{K,BH1.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH1}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH1.MIN}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 0,651} = 6,388 \text{ кА};$$

$$I_{K,BH1.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH1}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH1.MAX}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 1,30} = 4,475 \text{ кА}.$$

Для упрощения расчета токов к.з. в конце присоединений результаты расчета на шинах подстанции сведём в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета ТКЗ. на подстанции “Южная”

Полученные значения	Шины 10 кВ		Шины 110 кВ		Шины 220 кВ	
	1секция	2секция	1секция	2секция	1секция	2секция
$I_{к.мах}^3$, кА	19,803	19,803	6,226	6,226	6,388	6,388
$I_{к.мин}^3$, кА	15,439	15,439	5,439	5,439	4,475	4,475
$X_{i.мах}$, Ом	0,519	0,519	4,082	4,082	3,175	3,175
$X_{i.мин}$, Ом	0,72	0,72	6,283	6,283	8,07	8,07

3.1 Расчет ударных токов

Ударный ток КЗ требуется для выбора коммутационного и измерительного оборудования по динамической стойкости.

Определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I^{(3)}$$

где K_y - ударный коэффициент, определяется по формуле:

$$K_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,6$$

где T_a - время затухания аperiodической составляющей тока КЗ, для 220 и 110 кВ $T_a = 0,02$ сек, для 10 кВ $T_a = 0,01$:

$$i_{y.KI} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{KIВН.МИН.}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 6,388 = 15,49 \text{ кА}$$

$$i_{y.K2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2.CH.MAKC}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 6,226 = 14,088 \text{ кА}$$

Таблица 3.2 - Итоги расчета ударных токов к.з. на шинах ПС «Южная»

Полученные значения	Шины 10 кВ		Шины 110 кВ		Шины 220 кВ	
	1секция	2секция	1секция	2секция	1секция	2секция
$I_{к.мах}^3$, кА	42,9856	42,9856	14,088	14,088	15,49	15,49
$I_{к.мин}^3$, кА	34,923	34,923	12,03	12,03	10,124	10,124

На основании полученных расчетов выберем оборудование подстанции ОРУ-220 кВ и рассчитаем уставки релейной защиты ПС 220/110/10В «Южная»

4 Выбор высоковольтного оборудования ОРУ-220, 110 кВ ПС 220 кВ «Солнечная»

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 703,4 \text{ А}$$

4.1 Условия выбора высоковольтного оборудования подстанций

Выбор оборудования производится по следующим параметрам:

1) По напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}. \quad (4.1)$$

2) По максимальному рабочему току:

$$I_{\text{раб.н}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (4.2)$$

где $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ – паспортные параметры выключателя;

3) Проверка на отключающую способность выключателя:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}} \quad (4.3)$$

4) Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по следующим условиям:

$$i_y < I_{\text{мдин}}, \quad (4.4)$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по условию:

$$B \leq B_k \quad (4.5)$$

где B_k – значение импульса квадратичного тока, гарантированное заводом изготовителем, определяется по формуле:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T, \quad (4.6)$$

где I_T – ток термической стойкости, кА;

t_T – допустимое время действия термического тока предельной стойкости, с;

I_T и t_T – справочные данные;

B – расчетный импульс квадратичного тока к.з., определяется по формуле:

$$B = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (4.7)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения к.з.:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{вык}}, \quad (4.8)$$

где $t_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты принимается 0,4 с.;

$t_{\text{вык}}$ – собственное время отключения выключателя (паспортный параметр), с.

4.2 Выбор высоковольтного выключателя ОРУ-220 кВ

Выбор выключателей осуществляется в соответствии с требованиями СТО 5694700729.130.10.095 – 2011. «Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору» п. 3.1 [10]. Выключатель выбирается на основании сопоставления его параметров с характеристиками сети в месте установки выключателя в нормальных и аварийных режимах. Выключатели выбирают по номинальным параметрам в соответствии с п.4.1 данной работы.

Проверяют на термическую и динамическую стойкость. Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений по ГОСТ Р 52565 -2006.

Таблица -4.1 Условия выбора выключателя

Наименование параметра	Требуемые параметры выключателя	Расчетные величины для выбора выключателя	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 220$	$U_{уст.} = 220$	$U_{уст.} < U_{ном}$
Номинальный ток, А	$I_{ном} = 2000, А$	$I_{расч.1} = 351,9 А$ $I_{расч.2} = 703,4 А$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
Номинальный ток отключения, кА	$I_{о.ном.р} = 40 кА$	$I_{о.ном.р} = I_{пт} = 6,196 кА$	$I_{по} \leq I_{откл}$
Ток электродинамической стойкости кА	$I_{м.дин} = 100 кА$	$i_y = 15,49 кА$	$i_y \leq I_{м.дин}$
Номинальный ток отключения, кА	$I_{откл} = 40 кА$	$I_{кз.макс} = 6,388 кА$	$I_{кз.макс} \leq I_{откл}$
Ток термической стойкости кА	$B_k = 100 кА$	$B = 6,196_{но}^2 \cdot 0,045 + 0,01_{а} \cdot \dots = 1,76 \dots кА$	$B \leq B_k$

1. Выбор выключателя по номинальному напряжению Номинальное напряжение выключателя должно быть больше или равно номинальному напряжению в месте установки:

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном}} / U_{\text{н.р.}}, \text{ кВ} \geq U_{\text{уст}}; U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$$

Выбирается из ряда номинальных параметров

$$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}, U_{\text{ном}} / U_{\text{н.р.}} = 220 / 252, \text{ кВ}$$

2. Выбор выключателя по номинальному току. При выборе выключателя по номинальному току $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{нагр.макс}}$ выбирается величина из расчетного тока с учетом равномерной загрузки трансформаторов.

Для автотрансформатора АД-1Т

$$I_{\text{нагр.макс}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = 0,7 \cdot \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 351,9 \text{ А}$$

В соответствии с техническими решениями, принятыми на подстанции $I_{\text{ном}}$ выключателей принимается равным 2000 А.

3. Выбор выключателя по номинальному току отключения. В соответствии с п.7.1.1 СТО 56947007-29.130.10.095-2011. «Номинальный ток отключения выбирается из ряда номинальных значений, по наибольшему возможному эффективному значению периодической составляющей тока короткого замыкания в месте установки выключателя в момент размыкания его контактов» [7]:

$$I_{\text{о.ном}} \geq I_{\text{о.ном.р}} = I_{\text{пт}} = 6,196 \text{ кА}, \text{ принимаем } I_{\text{о.ном}} = 40 \text{ кА}$$

4. Проверяем выключатель по условиям КЗ

$$I_{п.0} = 6,388 \text{ кА}; i_{уд} = 15,49 \text{ кА}; I_{пт} = 6,196 \text{ кА}.$$

По способности на включение:

$$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.0} = 6,196 \text{ кА};$$

$$I_{вкл.ном} = 100 \text{ кА} > i_{уд} = 15,49 \text{ кА}.$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{пт} = 6,196 \text{ кА}.$$

На отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{а.ном} \geq i_{а.т};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\tau/T_{а.эк}} = \sqrt{2} \cdot 6,388 \cdot e^{-0,04/0,031} = 6,06 \text{ кА},$$

где $\tau = t_{выкл.соб} + 0,01 = 0,03 + 0,01 = 0,04$ с – время до начала расхождения контактов выключателя, $T_{а.эк}$ определяем из уравнения:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot (1 + e^{-0,01/T_{а.эк}});$$

$$15,49 = \sqrt{2} \cdot 6,196 \cdot (1 + e^{-0,01/T_{а.эк}});$$

отсюда $T_{а.эк} = 0,01$ с.

Для $\tau = 0,04$ с $\beta_{норм} = 40\%$, поэтому

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \beta_{норм} / 100 = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40 / 100 = 22,6 \text{ кА}$$

$$i_{а.ном} = 22,6 \text{ кА} > i_{а.т} = 6,06 \text{ кА}.$$

Для большинства выключателей составляет (β) т не более 40%, что составляет ~16 кА от принимаемого тока КЗ – 40 кА, (β)р в процентах в момент размыкания контактов выключателя, составляет приблизительно 7 % от принимаемого тока КЗ – 40 кА .

Проверяем выключатель на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА} > I_{\text{п.0}} = 6,388 \text{ кА};$$

$$i_{\text{пр.скв}} = 100 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 15,49 \text{ кА}.$$

По расчетным значениям и в соответствии с п.1.3 данной квалификационной работы выберем для ОРУ – 220 кВ элегазовые выключатели с пружинным приводом ВГТ-220-40/2500У1 производства ОАО «Электротяжмаш», на основании положительного результата в соответствии с Актом комиссии по приемке опытно-конструкторской работы и установочной серии элегазовых выключателей типа ВГТ-1А1-220-40/2500 ПАО «ФСК». При этом данные выключатели хорошо себя зарекомендовали в течении эксплуатации на многих электроэнергетических предприятиях.

Таблица -4.2 Паспортные параметры ВГТ-1А1-220-40/2500 У1

Наименование параметра	Параметры выключателя	Расчетные величины для выбора выключателя
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} = 220$	$U_{\text{уст.}} = 220$
Номинальный ток, А	$I_{\text{ном}} = 2500, \text{ А}$	$I_{\text{расч.1}} = 351,9 \text{ А}$ $I_{\text{расч.2}} = 703,4 \text{ А}$
Номинальный ток отключения, кА	$I_{\text{о.ном.р}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{о.ном.р}} = I_{\text{нт}} = 6,196 \text{ кА}$
Ток электродинамической стойкости кА	$I_{\text{м дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_y = 15,49 \text{ кА}$
Номинальный ток отключения, кА	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{кз.макс}} = 6,388 \text{ кА}$

Ток термической стойкости кА	$B_k = 100 \text{ кА}$	$B = 6,196_{no}^2 \cdot \sqrt{0,045 + 0,01_a} = 1,76 \text{ кА}$
Полное время отключения, сек	0,045	0,045
Собственное время отключения, сек	$t_{\text{выкл.соб}} = 0.03$	$t_{\text{вык}} = 0.04$

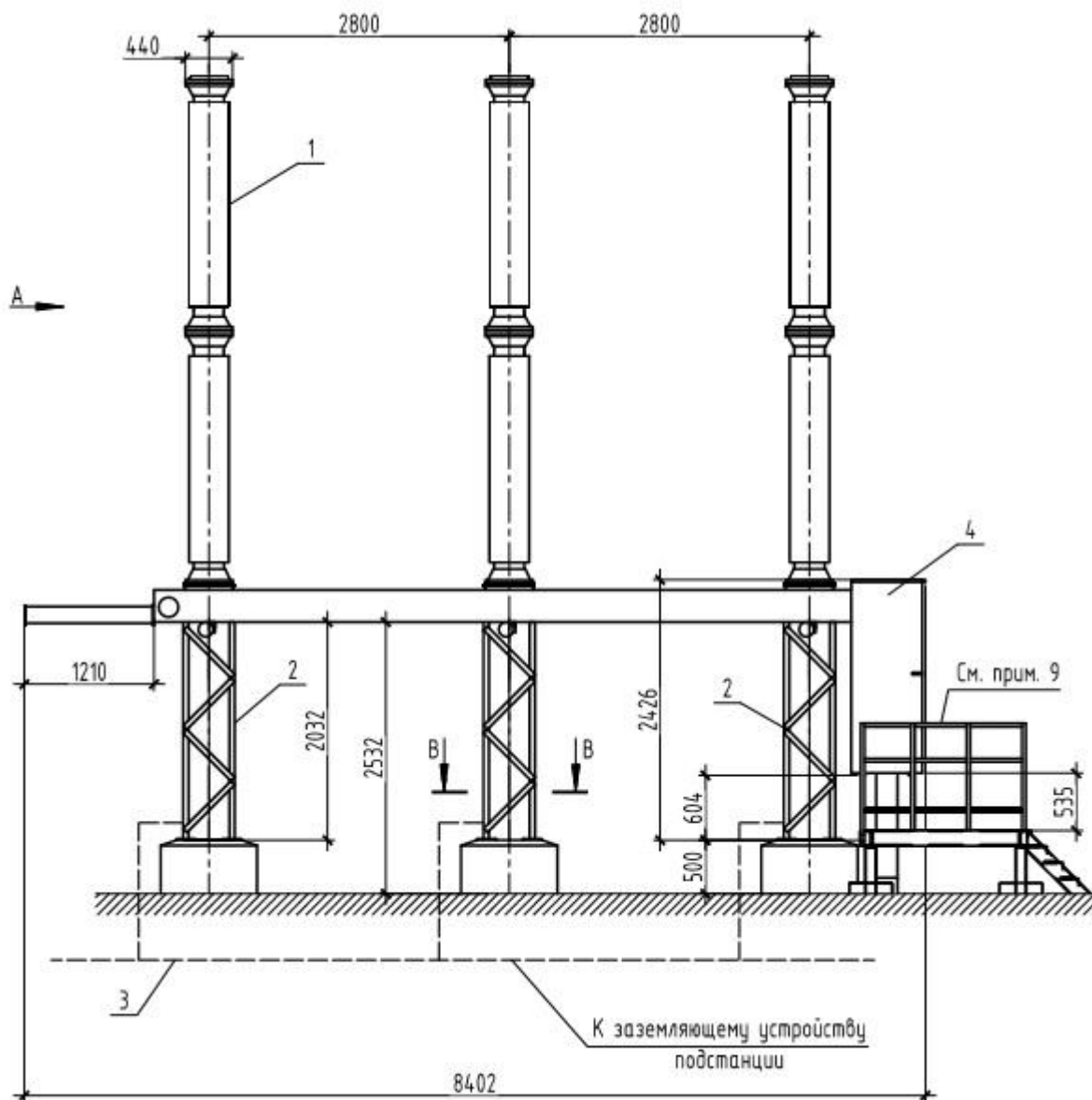


Рисунок 4.1 – Габаритные размеры ВГТ -1А1-220-40/2500 У1

4.3 Выбор разъединителей ОРУ-220 кВ

Выбор разъединителей осуществляется в соответствии с СТО 56947007- 29.130.10.077-2011 «Типовые технические требования к

разъединителям классов напряжения 6-750 кВ» и ГОСТ Р 52726-2007 «Разъединители и заземлители переменного тока на напряжения свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия» [7]. Разъединители выбирают по номинальным параметрам в соответствии с п.4.1 данной работы. Проверяют на термическую и динамическую стойкость.

Так как разъединители 220 кВ устанавливаются в одной цепи с выключателем, то соответствующие расчетные величины ($U_{расч}$, $I_{расч}$) для них такие же, как и у выключателей [7].

Таблица -4.3 Условия выбора разъединителя

Наименование параметра	Требуемые параметры разъединителя	Расчетные величины для выбора разъединителя	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 220$	$U_{уст.} = 220$	$U_{уст.} < U_{ном}$
Номинальный ток, А	$I_{ном} = 2000, А$	$I_{расч.1} = 351,9 А$ $I_{расч.2} = 703,4 А$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
Ток электродинамической стойкости кА	$I_{м дин} = 100 кА$	$i_y = 15,49 кА$	$i_y \leq I_{м дин}$
Ток термической стойкости кА	$B_k = 40 кА$	$B = 6,196_{но}^2 \cdot (0,045 + 0,01I_a) = 1,76 кА$	$B \leq B_k$

В соответствии с требованиями ГОСТ Р52726-2007 п . 5.6.1 [7] разъединители во включённом положении должны выдерживать без повреждений препятствующих их нормальной работе, электродинамическое и термическое воздействия токов короткого замыкания – номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости) I_T , равный одному из значений, приведенных в таблице 4.2,

В соответствии с СТО 56947007-29.130.10.077-2011 [7] кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости) I_T : Ток, который коммутационное оборудование должно пропускать во включенном положении в течение нормированного короткого промежутка времени при

предписанных условиях применения и поведения. Так как разъединители 220 кВ устанавливаются в одной цепи с выключателем, то величина тока пропускаемого разъединителем во включённом положении, не должна быть меньше номинального тока отключения выключателя $I_{o, ном}$ [7] следовательно:

$$I_T = 40 \text{ кА} . \text{ Отсюда}$$

$$I_D = 2,5 \cdot 40 = 100 \text{ кА}.$$

$$I_T = 40 \text{ кА} > I_{ит} = 6,196 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей $I_{нп}$ должно быть больше или равно начальной периодической составляющей тока КЗ в данной цепи [7].

Примем к установке разъединители трехполюсные с двумя комплектами заземляющих ножей РГН.2-220.П/1000-40 УХЛ1, трехполюсные с одним комплектом заземляющих ножей РГН.1б-220.П /1000-40 УХЛ1 и однополюсных с одним комплектом заземляющих ножей РГН. 1б -ОП-220. П /1000-40 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЗТО».

Таблица 4.4 – Разъединитель типа РГН.2-220.П/1000-40 УХЛ1

Наименование параметра	Паспортные значения	Расчетные величины
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	230,0	230
Номинальный ток, А	1000	$I_{расч.1} = 351,9 \text{ А}$ $I_{расч.2} = 703,4 \text{ А}$

Ток электродинамической стойкости кА	100	15,49
Ток термической стойкости кА	40,0	15,49
Время протекания номинального выдерживаемого тока, сек		
- для главных ножей	3	0,045
- для заземлителя	1	

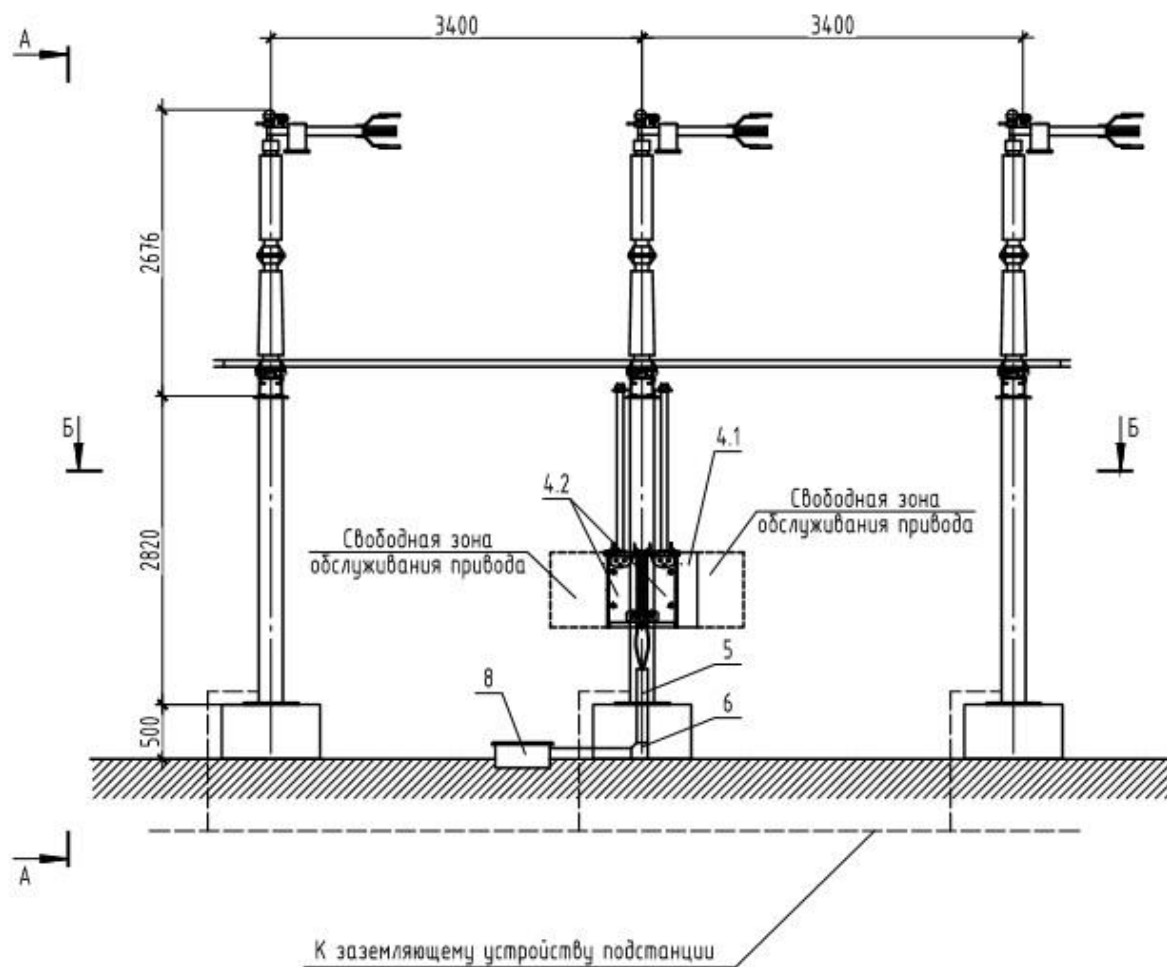


Рисунок 4.2 – Габаритные размеры РГН.2-220.П/1000-40 УХЛ1

Разъединители типа РГН.16-220.П /1000-40 УХЛ1 и РГН. 16 -ОП-220. П /1000-40 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЗТО» имеют аналогичные параметры с разъединителем типа РГН.2-220.П/1000-40 УХЛ1.

4.4 Выбор трансформаторов тока для ОРУ-220 кВ

Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия» [7] и СТО 56947007- 29.180.085-2011 «Типовые технические требования к трансформаторам тока 110 и 220 кВ» [7]. ТТ выбирают по номинальным параметрам в соответствии с п.4.1 данной работы.

Проверяют на термическую и динамическую стойкость.

Таблица -4.5 Условия выбора трансформатора тока

Наименование параметра	Требуемые параметры ТТ	Расчетные величины для выбора ТТ	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 220$	$U_{уст.} = 220$	$U_{уст.} < U_{ном}$
Номинальный ток, А	$I_{ном} = 1000-500, А$	$I_{расч.1} = 351,9 А$ $I_{расч.2} = 703,4 А$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
Ток электродинамической стойкости кА	$I_{м\ дин} = 100 кА$	$i_y = 15,49 кА$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
Ток термической стойкости кА	$B_k = 40 кА$	$B = 6,196_{но}^2 \cdot (0,045 + 0,01I_a) \approx 1,76'' кА$	$B \leq B_k$
Время протекания номинального выдерживаемого тока, сек	3	0,045	$t_m \geq t_{откл}$

Так как ТТ 220 кВ устанавливаются в одной цепи с выключателем, то соответствующие расчетные величины ($U_{расч.}$, $I_{расч.}$) для них такие же, как и у выключателей то $U_{ном}$ выбирается равным $U_{уст.}$, а $I_{ном.1}$ первичный номинальный ток выбирается из ряда номинальных значений первичного тока согласно ГОСТ 7746 – 2001 [7]: - для ячеек линии 220 кВ и для ячейки

автотрансформатора выбираем - 1000-500 А; Вторичный номинальный ток ТТ выбирается 5 А.

Выбор трансформатора тока по классу точности выполняется в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) п.19.3.3 [7] класс точности вторичной обмотки для цепей АИИС КУЭ измерительных трансформаторов тока (ТТ) должен быть: - для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220 кВ и выше - не хуже 0,2S; - для присоединений с присоединенной мощностью 100 МВт и более - не хуже 0,2S

В соответствии с п.1.3 данной квалификационной работе к установке примем элегазовый трансформатор тока ТОГФ – 220 – 1000-500/5 и встроенный ТТ в ввода силового трансформатора АДЦТН-125000/220/110 АД-1Т типа ТВТ-220 .

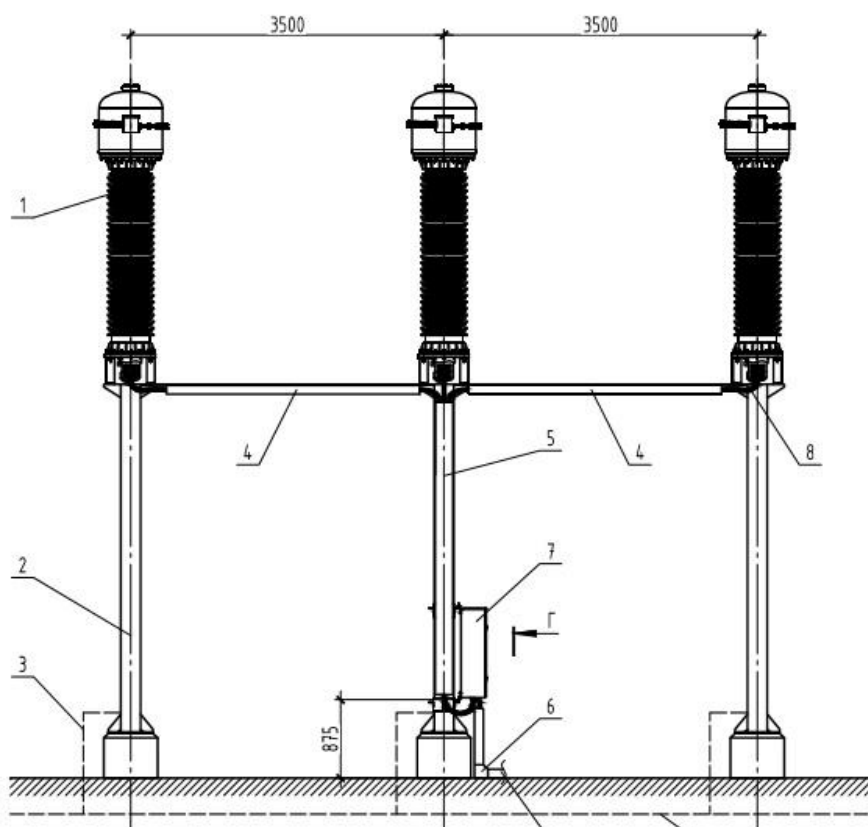


Рисунок 4.3 – Габаритные размеры ТОГФ – 220 – 1000-500/5

4.5 Выбор ОПН для ОРУ-220 кВ

Ограничители перенапряжения выбирают по следующим параметрам:

- номинальному напряжению; - допустимому рабочему напряжению на аппарате;

Ограничители типа ОПН – 220 кВ предназначены для защиты электрооборудования распределительных электрических сетей переменного тока с изолированной или компенсированной нейтралью от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Технические данные ограничителей перенапряжения на 220 кВ представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 -Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

Характеристика		ОПН-220/82/10/40 УХЛ1
1		2
Класс напряжения сети, кВ		220
Номинальное напряжение ОПН, кВ		230
Номинальный разрядный ток, кА		10
Остающееся напряжение при импульсном токе 30/60 мкс с амплитудой:	250 А, кВ, не более	212
	500 А, кВ, не более	217
	1000 А, кВ, не более	223
	2000 А, кВ, не более	-
импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой:	5 кА, кВ, не более	258
	10 кА, кВ, не более	275

Выбираем ограничитель перенапряжения марки ОПН-220/82/10/40 УХЛ1.

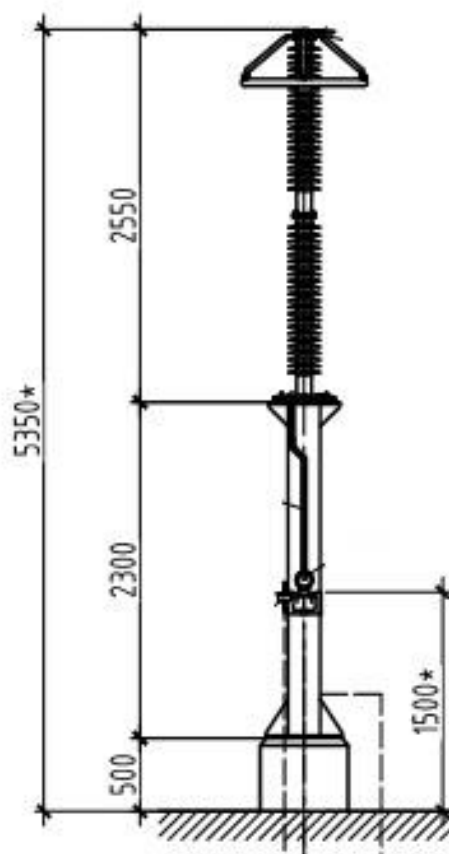


Рисунок 4.4 – Габаритные размеры ОПН-220/82/10/40 УХЛ1.

4.6 Выбор высоковольтного выключателя ОРУ-110 кВ

По условию п.1.3 данной квалификационной работы и в соответствии с п.4.1 выбираем высоковольтный колонковый элегазовый выключатель для ОРУ 110 кВ ВГТ.

Таблица -4.7 Условия выбора выключателя для ОРУ-110 кВ

Наименование параметра	Требуемые параметры выключателя	Расчетные величины для выбора выключателя	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 110$	$U_{уст.} = 110$	$U_{уст.} < U_{ном}$
Номинальный ток, А	$I_{ном} = 2000, А$	$I_{расч.1} = 136 А$ $I_{расч.2} = 345,3 А$	$I_{раб.н} < I_{ном}$

Номинальный ток отключения, кА	$I_{o,ном.р} = 40$ кА	$I_{o,ном.р} = I_{нт} = 6,228$ кА	$I_{по} \leq I_{откл}$
Ток электродинамической стойкости кА	$I_{м\ дин} = 100$ кА	$i_y = 14,02$ кА	$i_y \leq I_{м\ дин}$
Номинальный ток отключения, кА	$I_{откл} = 40$ кА	$I_{кз.макс} = 6,388$ кА	$I_{кз.макс} \leq I_{откл}$
Ток термической стойкости кА	$B_k = 100$ кА	$B = 6,228_{по}^2 \cdot 0,045 + 0,01_a = 2,06''$ кА	$B \leq B_k$

По расчетным значениям и в соответствии с п.1.3 данной квалификационной работы выберем для ОРУ – 110 кВ элегазовые колонковые выключатели с пружинным приводом ВГТ-110-40/3150У1 производства ОАО «Электротяжмаш».

Таблица -4.8 Паспортные параметры ВГТ-110-40/2000У1

Наименование параметра	Параметры выключателя	Расчетные величины для выбора выключателя
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 220$	$U_{уст.} = 220$
Номинальный ток, А	$I_{ном} = 2500$, А	$I_{расч.1} = 136$ А $I_{расч.2} = 345,3$ А
Номинальный ток отключения, кА	$I_{o,ном.р} = 40$ кА	$I_{o,ном.р} = I_{нт} = 6,228$ кА
Ток электродинамической стойкости кА	$I_{м\ дин} = 100$ кА	$i_y = 14,02$ кА
Номинальный ток отключения, кА	$I_{откл} = 40$ кА	$I_{кз.макс} = 6,315$ кА
Ток термической стойкости кА	$B_k = 100$ кА	$B = 6,228_{по}^2 \cdot 0,045 + 0,01_a = 2,06''$ кА
Полное время отключения, сек	0,045	0,045
Собственное время отключения, сек	$t_{выкл.соб} = 0.03$	$t_{вык} = 0.04$

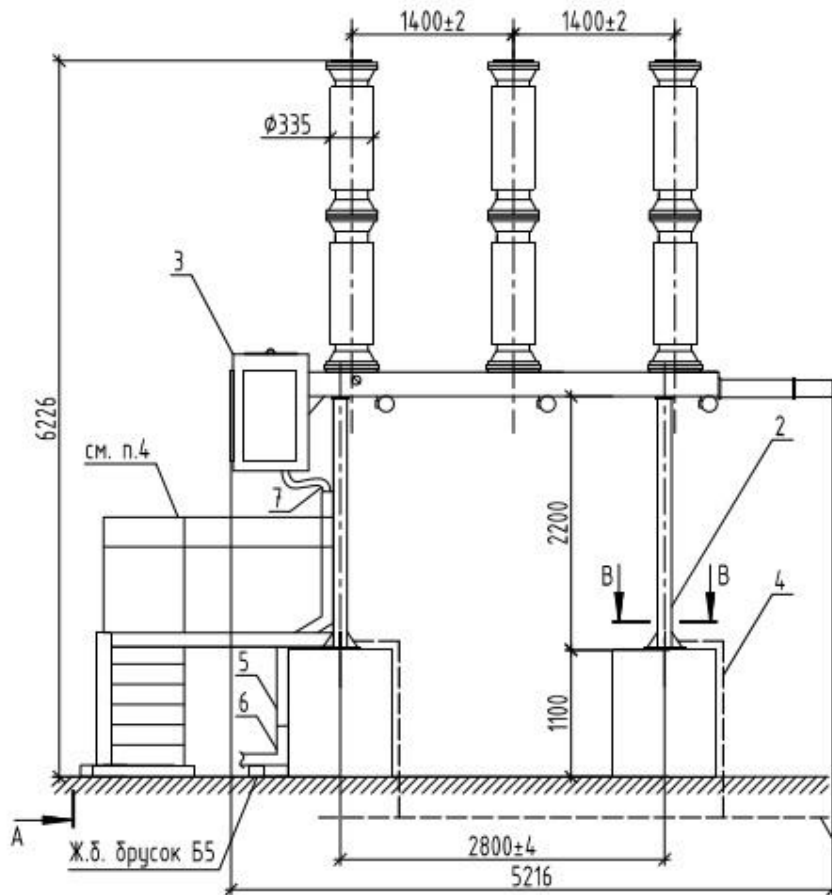


Рисунок 4.5 – Габаритные размеры ВГТ-110-40/3150У1

4.3 Выбор разъединителей ОРУ-110 кВ

Разъединители выбирают по номинальным параметрам в соответствии с п.1.3 и п.4.1 данной работы.

Так как разъединители 110 кВ устанавливаются в одной цепи с выключателем, то соответствующие расчетные величины ($U_{расч}$, $I_{расч}$) для них такие же, как и у выключателей [7].

Таблица -4.9 Условия выбора разъединителя

Наименование параметра	Требуемые параметры разъединителя	Расчетные величины для выбора разъединителя	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 110$	$U_{уст.} = 110$	$U_{уст} < U_{ном}$

Номинальный ток, А	$I_{ном} = 2000, А$	$I_{расч.1} = 136 А$ $I_{расч.2} = 345,3 А$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
Ток электродинамической стойкости кА	$I_{м дин} = 100 кА$	$i_y = 15,49 кА$	$i_y \leq I_{м дин}$
Ток термической стойкости кА	$B_k = 40 кА$	$B = 6,196^2_{но} \cdot 0,045 + 0,01_a \approx 1,76 кА$	$B \leq B_k$

Примем к установке разъединители трехполюсные с двумя комплектами заземляющих ножей РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1, трехполюсные с одним комплектом заземляющих ножей РГН.1б-110.П /1000-40 УХЛ1 и однополюсных с одним комплектом заземляющих ножей РГН. 1б -ОП-110. П /1000-40 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЗТО».

Таблица 4.10 – Разъединитель типа РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1

Наименование параметра	Паспортные значения	Расчетные величины
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	230,0	230
Номинальный ток, А	1000	$I_{расч.1} = 136 А$ $I_{расч.2} = 345,3 А$
Ток электродинамической стойкости кА	100	14,02 кА
Ток термической стойкости кА	40,0	14,02 кА
Время протекания номинального выдерживаемого тока, сек		
- для главных ножей	3	0,045
- для заземлителя	1	

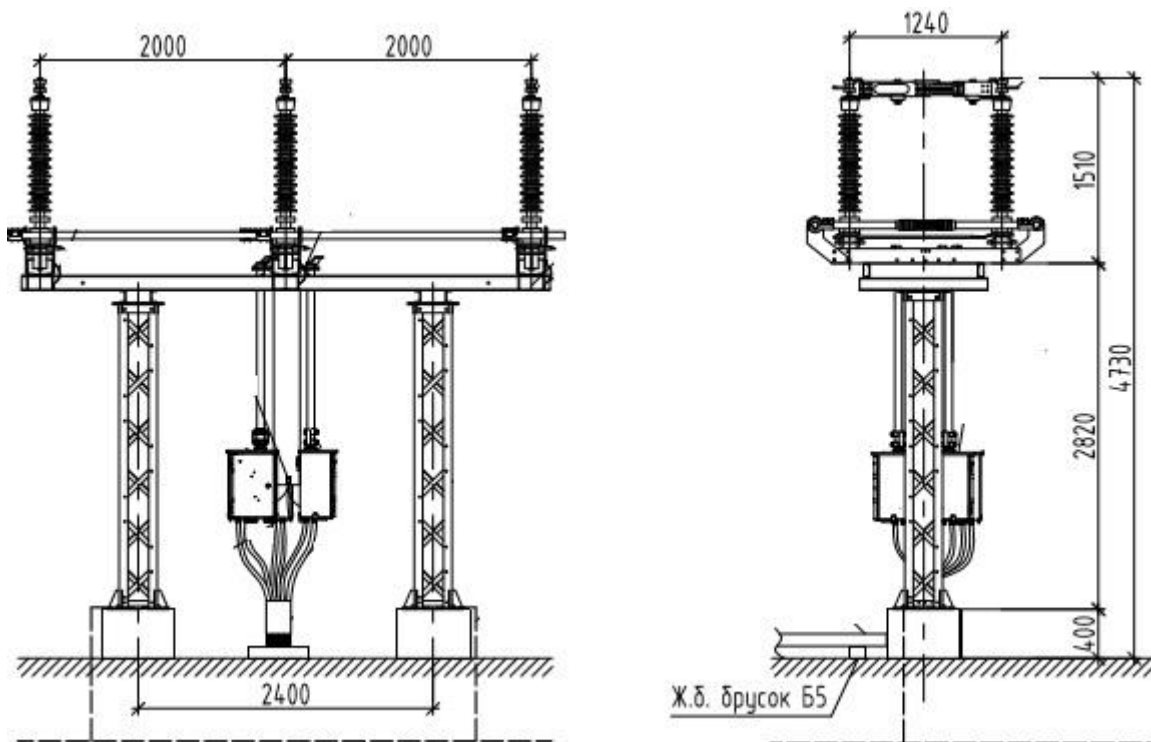


Рисунок 4.6 – Габаритные размеры РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1

Разъединители типа РГН.16-110.П /1000-40 УХЛ1 и РГН. 16 -ОП-110. П /1000-40 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЗТО» имеют аналогичные параметры с разъединителем типа РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1.

4.4 Выбор трансформаторов тока для ОРУ-110 кВ

Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия» [7] и СТО 56947007- 29.180.085-2011 «Типовые технические требования к трансформаторам тока 110 и 220 кВ» [7]. ТТ выбирают по номинальным параметрам в соответствии с п.4.1 данной работы.

Так как ТТ 110 кВ устанавливаются в одной цепи с выключателем, то соответствующие расчетные величины ($U_{расч}$, $I_{расч}$) для них такие же, как и у выключателей то $U_{ном}$ выбирается равным $U_{уст}$, а $I_{ном.1}$ первичный

номинальный ток выбирается из ряда номинальных значений первичного тока согласно ГОСТ 7746 – 2001 [7]: - для ячеек линии 110 кВ и для ячейки автотрансформатора выбираем - 1000-500 А; Вторичный номинальный ток ТТ выбирается 5 А.

Таблица -4.11 Условия выбора ТТ для ОРУ-110 кВ

Наименование параметра	Требуемые параметры ТТ	Расчетные величины для выбора ТТ	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 220$	$U_{уст.} = 220$	$U_{уст.} < U_{ном}$
Номинальный ток, А	$I_{ном} = 1000-500, А$	$I_{расч.1} = 136 А$ $I_{расч.2} = 345,3 А$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
Ток электродинамической стойкости кА	$I_{м дин} = 100 кА$	$i_y = 14,02 кА$	$i_y \leq I_{м дин}$
Ток термической стойкости кА	$B_k = 40 кА$	$B = 6,196_{по}^2 \cdot 0,045 + 0,01_a = 2,06 кА$	$B \leq B_k$
Время протекания номинального выдерживаемого тока, сек	3	0,045	$t_m \geq t_{откл}$

В соответствии с п.1.3 данной квалификационной работе к установке примем элегазовый трансформатор тока ТОГФ – 110 – 1000-500/5 и встроенный ТТ в ввода силового трансформатора АДЦТН-200000/220/110 АД-1Т типа ТВТ-110 .

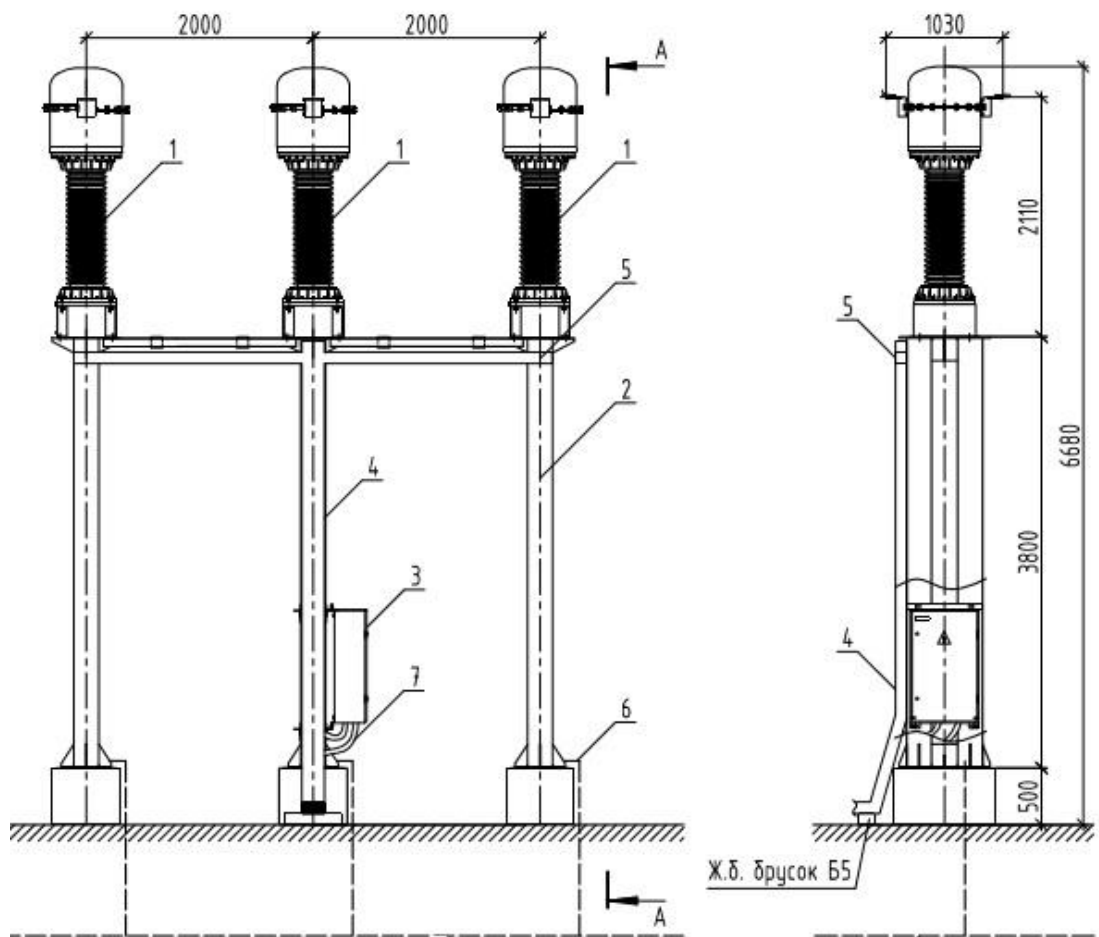


Рисунок 4.6 – Габаритные размеры ТОГФ – 110 – 1000-500/5

4.5 Выбор ОПН для ОРУ-110 кВ

Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 -Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

Характеристика	ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1
1	2
Класс напряжения сети, кВ	110
Номинальное напряжение ОПН, кВ	115
Номинальный разрядный ток, кА	10

Продолжение таблицы 4.12

Остающееся напряжение при импульсном токе 30/60 мкс с амплитудой:	250 А, кВ, не более	212
	500 А, кВ, не более	217
	1000 А, кВ, не более	223
	2000 А, кВ, не более	-
импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой:	5 кА, кВ, не более	258
	10 кА, кВ, не более	275

Выбираем ограничитель перенапряжения марки ОПНН-110/82/10/40
УХЛ1.

5 Собственные нужды и система постоянного тока подстанции

Существующий ЩСН 380/220 В выполнен по схеме неявного резерва. Система заземления щита и электроприемников подключаемых к нему TN-C-S. Категория электроснабжения электроприемников подключаемых к щиту СН – I-я. Запитывается от Р-1-Т (ТСН-1) и Р-2-Т (ТСН-2). Питание Р-1-Т (ТСН-1) и Р-2-Т (ТСН-2) осуществляется от КРУН 10 кВ ячейка №2 и №21.

Мощности и типы установленных ТСН:

- ТСН-1(Р-1-Т) – ТМ-630/10/0,4 кВ;
- ТСН-2(Р-2-Т) – ТМ-630/10/0,4 кВ.

Загрузка трансформаторов собственных нужд ПС 220 кВ «Солнечная» составляет около 14 % - $90+18,76 = 326,76$ кВт (протокол замера контрольного дня 19.12.12 – зимний максимум). При реконструкции предусматривается увеличение мощности СН. Общая расчётная нагрузка проектируемых потребителей с учётом коэффициента спроса и одновременности составит, приблизительно 159 кВт

Загрузка трансформаторов собственных нужд с учетом проектных нагрузок увеличится не значительно. Замена трансформаторов собственных нужд на следующий габарит не требуется. Питание цепей обогрева, приводов выключателей, приводов разъединителей, шкафов управления, ящиков зажимов, вновь устанавливаемого оборудования, предусматривается с двух дополнительных шкафов с автоматическими выключателями, которые подсоединяются к разным секциям существующего щита собственных нужд (ЩСН). Дополнительные шкафы устанавливаются на резервные места в помещении ГЩУ. Разработка дополнительных шкафов ЩСН выполняется на стадии рабочей документации. Оперативный ток подстанции постоянный 220 В. Щит постоянного тока (ЩПТ) запитан от аккумуляторной батареи. Номинальная емкость аккумуляторной батареи составляет 585 А/ч. В связи с демонтажем выключателя У-220 Т (АД-1Т У-220-10/1000 с приводом ШПЭ-44) потребляющим при включении 550 А, необходимость в использовании

батареи такой емкости отпадает, надежность существующей системы ОПТ увеличится.

В соответствии с СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» п. 1.13.1 «При проектировании технического перевооружения и реконструкции подстанций должны быть устранены дефекты, неисправности и повреждения оборудования, конструкций, устройств, схем, зданий, сооружений, а также изменены все технические решения, которые не соответствуют действующим нормативам или являлись причиной отказов при эксплуатации подстанций. Допускается оставлять без изменений конструкции и технические решения, принятые на существующей подстанции, если, несмотря на их несоответствие нормам, действующим на момент технического перевооружения, они удовлетворяют требованиям правил техники безопасности при производстве соответствующих работ, и в процессе эксплуатации не было случаев отказов по причинам этих несоответствий», рекомендуется оставить систему ОПТ ПС 220 кВ «Солнечная» без изменений. Вновь проектируемое оборудование подключается к блокам предохранителей, которые устанавливаются на существующий щит постоянного тока.

6 Выбор релейной защиты и автоматики

6.1 Микропроцессорное релейная защита ШЭ2607

Микропроцессорное устройство защита ШЭ2607 изготавливается компанией ООО ННП «ЭКРА» (г. Чебоксары), и выполняет функции токовой защиты (в том числе дифференциальной) для автотрансформаторов

Функции данного устройства таковы:

- трехступенчатая максимально-токовая - защита (МТЗ) с независимой выдержкой времени;
- двухступенчатая дифференциальная защита. Первая ступень - чувствительная дифференциальная защита (ДТ) с функцией торможения, вторая ступень - дифференциальная отсечка (ДО).

Питание устройства ШЭ2607 может осуществляться как от источника постоянного, так и от источника переменного оперативного тока.

Все имеющиеся данные в устройстве передаются диспетчеру и могут обрабатываться по месту или дистанционно.

6.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства ШЭ2607

Параметры терминала ШЭ2607 для защиты силового трансформатора, со схемой Y/Δ:

- на ВН – звезда;
- на НН – треугольник.

Электрическая нагрузка (максимальная) силового трансформатора –
 $S_{\text{нагр.мах}} = 93 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Значения токов КЗ (максимальный/минимальный режим) на стороне 220 кВ (точка К1) и шинах 110 кВ (точка К2) представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Значения токов КЗ

Величина напряжения	Режим ЭЭС	Ток КЗ
Сторона 220 кВ	Максимальный	$I_{K1MAX}^{(3)BH} = 6288 \text{ А}$
	Минимальный	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 4171 \text{ А}$
Сторона 110 кВ	Максимальный	$I_{K1MAX}^{(3)CH} = 6127 \text{ А}$
	Минимальный	$I_{K1MIN}^{(3)CH} = 5157 \text{ А}$
Сторона 10 кВ	Максимальный	$I_{K2MAX}^{(3)HH} = 19840 \text{ А}$
	Минимальный	$I_{K2MIN}^{(3)HH} = 15323 \text{ А}$

Значения токов короткого замыкания в К2, приведенные к стороне ВН определяются по выражению:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T},$$

где $I_{K2}^{(3)HH}$ - ток 3х-фазного КЗ на стороне 10 кВ; k_T - коэффициент трансформации СТ.

Ток короткого замыкания в максимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MAX}^{(3)BH} = \frac{19840}{220 / 10,5} = 1361 \text{ А.}$$

Ток КЗ в минимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MIN}^{(3)BH} = \frac{15323}{220 / 10,5} = 1168 \text{ А.}$$

6.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита реализуется на основе терминала типа РС83-ДТ2. Методика выбора уставок представлено ниже:

- На стороне ВН – 220 кВ, коэффициент выравнивания:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}},$$

$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078, \quad K_{B1} = 1,08.$$

На стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}},$$

$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, \quad K_{B2} = 1,02.$$

Уставки по току находятся:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = 4,6 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = 4,9 \text{ А.}$$

Ток срабатывания:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}},$$

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{4,6 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 159,54 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.\text{min}}^{(2)}}{I_{СР.ТО}}$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)};$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010 \text{ A};$$

$$k_{\times} = \frac{1010}{159,64} = 6,33 > 2.$$

Уставка по вторичному току срабатывания:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{\bullet СР}^{ДО}}{K_{B_1}};$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78 \text{ A. } I_{УСТ.ВН}^{ДО} = 28 \text{ A.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{\bullet СР}^{ДО}}{K_{B_2}};$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 \text{ A. } I_{УСТ.НН}^{ДО} = 30 \text{ A.}$$

Степень отсечки дифференциальной:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДО} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ A.}$$

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ A};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5.$$

Первая ступень отсечки шкафа защит ШЭ2607 удовлетворяет требованиям.

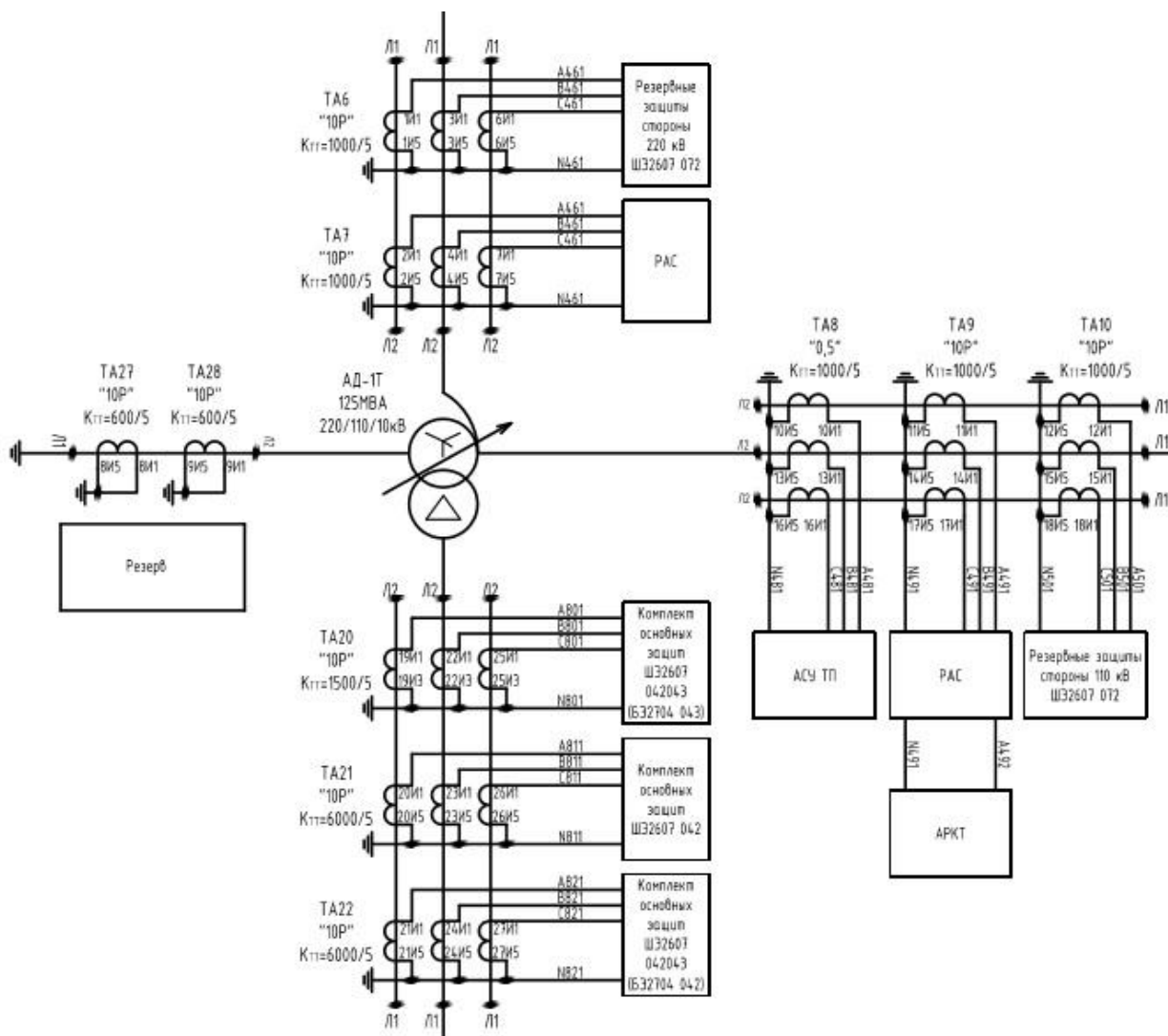


Рисунок 6.1- Релейная защита и автоматика автотрансформатора АТ-1Т ПС 220 кВ «Солнечная»

7 Изоляция, молниезащита, защита от перенапряжений, заземление, освещение

Подстанция размещена в зоне второй степени загрязненности. В соответствии с ПУЭ [1] (ПУЭ, 7 издание, гл. 1.9 и по ГОСТ 9920-89) удельная эффективная длина пути утечки вновь устанавливаемого оборудования, принимается не менее 2,25 см/кВ.

Изоляционные покрышки основного электрооборудования (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, шинных опор) выполняются из фарфора.

Защита оборудования от прямых ударов молнии выполняется в соответствии с РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений» часть 3 раздел 9.2 «Защита станций и подстанций от прямых ударов молнии» существующими отдельно стоящими молниеотводами и молниеотводами, совмещенными с прожекторными мачтами.

Проектируемая ячейка 220 кВ автотрансформатора АТ-1, вновь устанавливаемый автотрансформатор 220 МВА, попадают в зону покрытия существующей молниезащиты подстанции.

Защита оборудования ОРУ 220 кВ от волн перенапряжений, приходящих с ВЛ и коммутационных перенапряжений выполняется ОПН-220 кВ.

Для осуществления защиты от поражения электрическим током при косвенном прикосновении к открытым проводящим частям электрооборудования, на территории реконструируемых ячеек предусматривается заземляющее устройство (ЗУ), которое выполняется в соответствии с СТО 56947007-29.130.15.114-2012.

Сопrotивление заземляющего устройства ОРУ 220 и 110 кВ должно составлять не более 0,5 Ом.

ЗУ прокладывается на глубине 0,7 м от уровня спланированной земли. Корпуса электрооборудования соединяются с продольными элементами ЗУ, прокладываемыми вдоль рядов оборудования со стороны обслуживания. Продольные элементы ЗУ соединяются поперечными элементами, что способствует эффективному выравниванию электрического потенциала на территории рассматриваемой электроустановки. ЗУ выполняется из полосовой стали сечением 5x40 мм².

Все вновь устанавливаемое оборудование подсоединяется к существующему заземляющему устройству.

К заземляющему устройству подсоединить все металлические части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением при нарушении изоляции.

Разность потенциалов, которая может быть кратковременно приложена к изоляции кабелей вторичных цепей, не превышает 2,5 кВ (ГОСТ Р 50571.19-2000).

Допустимое напряжение прикосновения на рабочих местах по ГОСТ 12.1.038-82 не должно превышать 500 В при длительности импульса до 0,1 с.

При выполнении заземления должны быть учтены требования СТО 56947007 29.240.044-2010 по защите вторичных цепей от импульсных помех.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю, не превышает 10 кВ (ПУЭ, п.1.7.89)

Освещение ОРУ 220 кВ и 110 кВ выполнено существующими прожекторами, установленными на прожекторных мачтах.

Вновь вводимое оборудование попадает в зону существующего освещения.

Заключение

В работе был разработан проект реконструкции ОРУ -220 кВ и ОРУ-110 кВ подстанции «Солнечная» 220/110/10 кВ.

Согласно условиям реконструкции была произведена замена существующих автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 мощностью 125 МВА на автотрансформаторы мощностью 200 МВА в связи с повышением нагрузки.

Согласно нормативным документам и проделанным расчетам к установке в ОРУ -220 кВ и ОРУ-110 кВ было принято следующее оборудование:

- на стороне 220 кВ: колонковый элегазовый выключатель марки ВГТ-1А1-220-40/2500 У1; трансформаторы тока ТОГФ-220-У1 и ТВТ – 220 кВ; ограничители перенапряжения типа ОПНН-220/84-У1; трансформаторы напряжения марки НКФ – 220-83; разъединители марки РГН.2-220.П/1000-40 УХЛ1, РГН.16-220.П /1000-40 УХЛ1 и РГН. 16 -ОП-220.П/1000-40 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЗТО»;

- на стороне 110 кВ: колонковый элегазовый выключатель марки ВГТ-110-40/3150 У1; трансформаторы тока ТОГФ-110-1000-500/5-У1 и ТВТ – 110 кВ; ограничители перенапряжения типа ОПНН-110/84-У1; трансформаторы напряжения марки НКФ – 110-83; разъединители марки РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1, РГН.16-110.П /1000-40 УХЛ1 и РГН. 16 - ОП-110.П/1000-40 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЗТО»;

Также была произведена замена средств релейной защиты на микропроцессорные терминалы защит типа ШЭ2607 производства ООО ННП «ЭКРА» (г. Чебоксары).

В результате произведённой реконструкции главной понизительной подстанции она соответствует всем современным нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ, 7-е издание). С.Пб.: Энергоатомиздат, 2002.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. М.: Энергоатомиздат, 2012.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
4. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
5. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок/ Э. И. Басс – М.: Энергоатомиздат, 2002.
6. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д.Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Изд. центр «Академия», 2004.
8. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.4.
9. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.2.
10. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.6.

11. Справочник энергетика. Учебник./В.И. Григорьев – М.: Колос, 2006.
12. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. М.: МЭИ, 2002.
13. Самолина, О.В. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие/ О.В. Самолина - Тольятти: ТГУ, 2007.
14. Щербаков, Е.Ф. Распределение электрической энергии на предприятиях: учебное пособие/ Е.Ф. Щербаков, А.Л. Дубов – Ульяновск: УГТУ, 2006.
15. Шевченко, Н.Ю. Электроснабжение: учебное пособие/ Н.Ю. Шевченко – Волгоград: ВГТУ, 2006.
16. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
17. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
18. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
19. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
20. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.