

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110 кВ «Редуктор»

Обучающийся

Т. В. Ишмакова

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доц. М. Н. Третьякова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В выпускной квалификационной работе (ВКР) представлен проект реконструкции электрической части подстанции 110кВ «Редуктор», находящейся на балансовой принадлежности Барышского производственного отделения филиала публичного акционерного общества «Россети Волга» - «Ульяновские распределительные сети».

Эта работа была выполнена на основании анализа сложившейся энергетической обстановки на энергопредприятии и в районе расположения подстанции 110 кВ «Редуктор», который подтвердил необходимую замену значительной части устаревшего электрооборудования подстанции для этого произведен расчет электрических нагрузок, выбор и проверка электрооборудования, расчет заземления и молниезащиты, а также выбор оперативного тока и собственных нужд подстанции.

Итогом работы стала разработанная, спроектированная и реконструируемая электрическая часть подстанции «Редуктор», являющейся источником энергетического обеспечения города, района и ответственных промышленных потребителей.

Структурная часть ВКР представлена пояснительной запиской на 80 страницах, содержащую 15 таблиц и 24 рисунка. Графическая часть произведена в графическом редакторе и отражена на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ состояния электрооборудования подстанции «Редуктор».....	6
2 Расчёт электрических нагрузок.....	11
3 Выбор и проверка электрооборудования.....	17
3.1 Выбор схемы электрических соединений и выбор основных конструктивных решений на подстанции.....	17
3.2 Расчет токов короткого замыкания.....	21
3.3 Выбор высоковольтных выключателей.....	32
3.4 Выбор разъединителей.....	41
3.5 Выбор трансформаторов тока.....	46
3.6 Выбор трансформаторов напряжения.....	53
3.7 Выбор и проверка оборудования на стороне 10 кВ.....	57
4 Оперативный ток и собственные нужды подстанции.....	62
5 Расчет заземления подстанции.....	67
6 Расчёт молниезащиты подстанции.....	71
Заключение.....	75
Список используемых источников.....	77

Введение

Проблема износа оборудования в электросетевых организациях в некоторых регионах России достигает 70%. Проанализировав сложившуюся техническую изношенность электрооборудования и ценовой диапазон, предлагается выполнить реконструкцию этого оборудования, т.е. замену большей части устаревшего оборудования, на новое, современное и надёжное электрооборудование. Но ценовой эквивалент не позволяет производить полностью техническую замену электрооборудования, выработавшего весь свой заложенный ресурс, поэтому технически и экономически выгодным решением выполнить реконструкцию большей части устаревшего электрооборудования и устройств, обеспечивающих нормальный режим работы подстанции.

Понизительная подстанция (ПС) 110/10 кВ «Редуктор» Барышского производственного отделения филиала публичного акционерного общества «Россети Волга» - «Ульяновские распределительные сети» является главным питательным центром города Барыша и частично Барышского района Ульяновской области в доле распределительной сети 10/0,4 кВ. Название подстанции выбрано не случайно, так как она обеспечивает еще и электроснабжением завод «Редуктор», выпуск продукции которого расходуется по всей России. Подстанция Редуктор является проходной и выполнена по схеме заходов по сети 110 кВ, она также участвует в системе питания тягового транзита Куйбышевской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго филиала открытого акционерного общества «Российские железные дороги».

Целью реконструкции электрической части понизительной подстанции будет повышение надежности работы подстанции за счет реконструкции силового оборудования.

Электрическая часть открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ скомпонована по упрощенной схеме с использованием отделителей и

короткозамыкателей, ввиду их низкой надежности они будут заменены на вакуумные выключатели.

Разработка и проектирование вновь сооружаемого ОРУ 35 кВ на ПС Редуктор решит важнейшие задачи, а именно перевод питания по стороне 35 кВ с тупиковой ПС 110 кВ Барыш тяговая (где отсутствует автоматическое включение резерва (АВР) на секционном выключателе 10 кВ, так и на стороне 35 кВ, где установлен только секционный разъединитель) на проходную ПС 110 кВ Редуктор, что позволит снизить перерывы электроснабжения практически до нуля, а в случае аварийных режимов перерыв ограничится временем действия релейной защиты и автоматики и включением (АВР).

Производимая работа по реконструкции электрической части позволит надежно и качественно снабжать электричеством не только город Барыш, но и весь Барышский район.

Все цели и задачи будут направлены на достижение высоких и значимых показателей надежности реконструируемой подстанции, а также на устранение и минимизацию возможных рисков нарушения электроснабжения ответственных потребителей.

В соответствии с установленной целью в выпускной квалификационной работе решаются следующие задачи:

- проверка и расчет электрических нагрузок новых установленных трехобмоточных трансформаторов;
- выбор, проверка и проектирование нового электрооборудования на ОРУ 35 кВ и 110 кВ;
- выбор оперативного тока и собственных нужд подстанции;
- расчет и проектирование заземления подстанции;
- расчет и проектирование молниезащиты подстанции.

1 Анализ состояния электрооборудования подстанции «Редуктор»

Реконструируемый объект – ПС 110 кВ Редуктор, класса напряжений 110/10кВ, построена и введена в эксплуатацию 30.11.1987 года. Место нахождения – Ульяновская область, Барышский район, город Барыш.

Подстанция представляет собой электроустановку, расположенную на обособленной огороженной территории, предназначенную для приёма, трансформации и распределения электроэнергии. Конструктивно она состоит из ОРУ 110 кВ, силовых трансформаторов, комплектного устройства наружной установки 10 кВ (КРУН 10 кВ) и общеподстанционного пункта управления (ОПУ). Практически все действующее электрооборудование находится в эксплуатации со времени строительства.

К ОРУ 110 кВ подключены сталеалюминиевым проводом АС-185 две ВЛ 110 кВ Барыш – Редуктор и ВЛ 110 кВ Редуктор – Должниково тяговая с отпайкой на ПС Базарный Сызган. ОРУ 110 кВ выполнено открытым по схеме, приближённой к №110-5Н [19], в цепях линий установлены отделители ОД-110 и короткозамыкатели КЗ-110, которые работают совместно автоматически, а именно при повреждении от действия защит срабатывает короткозамыкатель образуя короткое замыкание, после в безтоковую паузу срабатывает отделитель, отсекая поврежденный участок. В ОРУ 110 кВ и на стороне силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 установлены разъединители РНДЗ-110. Привода разъединителей и заземляющих ножей присоединений 110 кВ – ручного типа. Ремонтная перемычка состоит из двух разъединителей РНДЗ-110, она необходима для ревизии секционного выключателя СВ-110. На секционном выключателе СВ-110 марки МКП-110М-630 установлена делительная автоматика, обеспечивающая отделение поврежденного участка линии 110 кВ.

Секционный выключатель служит для разделения транзита линии Барыш-Инза на два участка в случаях работы защит силовых трансформаторов или работы делительной автоматики при отключении ВЛ110кВ на ПС 110кВ

Инза-тяговая и ПС 220кВ Барыш. Делительная автоматика СВ-110 работает следующим образом. При КЗ на ВЛ110кВ Барыш-Инза, линия с обеих сторон отключается защитами. При исчезновении напряжения делительной автоматика отключает СВ-110. При успешном АПВ ВЛ110кВ на силовых трансформаторах Т-1, Т-2 и трансформаторах собственных нужд появляется напряжение. Устройство контроля наличия напряжения на реле РП-25, подключенное до вводных автоматов 0,4кВ ТСН-1, ТСН-2, контролирует наличие напряжения, реле срабатывает, замыкает контакты запуская схему АПВ. СВ-110 включается. При неуспешном АПВ ВЛ110кВ с одной из сторон, запуск АПВ СВ-110 не происходит так как одно из РП-25 остается без напряжения и его контакт разомкнут. СВ-110 остается отключен. Тем самым один из трансформаторов, подключенный к линии с успешным АПВ остается под напряжением. При наличии напряжения с одной из сторон выключателя и включения его ключом управления, т.е. подачи напряжения на отключенный участок линии, на котором возможно имеется короткое замыкание, предусмотрена межфазная отсечка (МФО) и защита от замыкания на землю (ТЗНП), которые вводятся на время 0,5-1,0 секунд, на момент включения выключателя. После успешного включения защиты из работы выводятся и выполняют роль подготовки схемы делительной защиты к работе. Ввод в работу МФО, ТЗНП и делительной защиты выполняется накладками. Для аварийного отключения СВ-110 в случаи отказа делительной автоматики, при отсутствии напряжения собственных нужд и шинок управления, когда отключение выключателя ключом управления невозможно, на панели установлена кнопка «Аварийное отключение СВ-110», которая позволяет отключить выключатель в аварийных случаях. Отключение осуществляется по напряжению от аккумуляторов.

«Масляный выключатель МКП-110М комплектно состоит из трех отдельных полюсов, объединенных в общий агрегат при помощи междуфазных соединителей.» [6]

Управление выключателя производится подвесным электромагнитным приводом постоянного тока ШПЭ-33. Выключатель укомплектован шестью встроенными трансформаторами тока ТВ-110. На верху выключатель содержит шесть высоковольтных маслонаполненных вводов.

«Дугогасительное устройство выключателя представляет собой камеру многократного разрыва с шунтом, которая работает по принципу масляного дутья от многих генерирующих промежутков. Для обеспечения дугоустойчивости на контакты напаяны пластинки из вольфрамомедной металлокерамики.» [6]

Выключатель при отключении работает по двухступенчатому циклу: сначала размыкаются контакты и отключаемый ток обрывается внутри дугогасительных устройств, а затем в открытом разрыве обрывается ток, протекающий через сопротивление.

На ПС установлены два трехфазных трансформатора, двухобмоточный марки ТДН-10000/110/10 с РПН (регулирование переключения под напряжением) и трехобмоточный марки ТМТ-6300/110/35/10 с ПБВ (переключение без возбуждения, т.е. переключение выполняется на трансформаторе обесточенного со всех сторон), мощностью 10000 кВА и 6300 кВА, соответственно. Хотя подстанцию ввели в работу в 1987 году, а трансформаторы Украинского Запорожского завода имеют 1985 и 1967 годы выпуска, что указывает на их значительно выработавшейся ресурс, а по второму трансформатору почти двукратный, но они по-прежнему в работе. Трансформаторы оборудованы автоматикой: автоматика КЗ-110 и ОД-110, автоматика вводного выключателя 10 кВ и релейной защитой: газовая защита, газовая защита РПН, дифференциальная защита, защита вводного выключателя 10 кВ, максимальной токовой защитой (МТЗ) на стороне 110 кВ, резервной защитой, защитой от перегрузки, защитой от перегрева масла.

КРУН 10 кВ представляет собой схему «Одна секционированная выключателем система шин». В КРУН 10 первая секция шин запитана от трансформатора Т-1, вторая секция шин запитана от Т-2. Соединение между

1сш 10кВ и 2сш 10кВ КРУН 10кВ осуществляется через секционный масляный выключатель СВ-10 марки ВК-10 без автоматического включения резерва (АВР). Ячейки КРУН 10кВ марки К-59. На присоединениях 10кВ в ячейках установлены также масляные выключатели типа ВК-10-20-630. Данные выключатели представляют собой выкатной элемент, что позволяет без применения разъединителей создавать видимый разрыв цепей.

Секции шин 10кВ оснащены измерительными трансформаторами тока ТТ марок ТПЛ-10 и трансформаторами напряжения ТН-10 марки НАМИ-10, трансформаторами собственных нужд (ТСН) марок ТМ-100/10.К шинам 10 кВ подключены отходящие КЛ 10 кВ, выходящие на первые опоры и переходящие в ВЛ 10 кВ.

Защита отходящих ВЛ 10кВ смонтирована в релейном отсеке каждой ячейки 10кВ. Она состоит из максимальной токовой защиты (МТЗ) и токовой отсечки (ТО). Защита выполнена в двух фазах на реле РТ-40, которые включены в токовые цепи трансформаторов тока соответствующего присоединения. Включение и отключение выключателя выполняют ключом управления установленном на дверки релейного отсека. Для контроля за нагрузкой и расходом электроэнергии на каждой ячейки установлен амперметр и счетчики активной и реактивной энергии. Оперативный ток шинок управления и питания постоянный 220В.

Потребителями подстанции «Редуктор» являются потребители 1 категории - больницы, поликлиники, 2 категории АО «Редукторный завод», котельные и 3 категории – организации и население.

Однолинейная принципиальная электрическая схема ПС Редуктор до реконструкции представлена на чертеже 2.

Кирпичное здание ОПУ содержит панели релейной защиты и автоматики, панели телемеханики и связи, необслуживаемую аккумуляторную батарею, шкаф автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ)

марки ТОК-С, устройства электрообогрева, бытовые и дежурное помещение оперативного персонала.

Оперативный ток на ПС – постоянный, переменный и выпрямленный.

На объекте присутствует круглосуточное постоянное дежурство оперативного персонала. Обслуживание оборудования подстанции выполняет персонал Барышского производственного отделения филиала публичного акционерного общества «Россети Волга» - «Ульяновские распределительные сети».

Выводы по разделу 1.

В соответствии с проведенным анализом рабочего электрооборудования ПС 110/10 Редуктор, перспективы развития энергетической обстановки в районе и технического решения руководства предприятия о включении данной реконструкции в инвестиционную программу общества «Россети Волга» предлагается выставить приоритеты по замене устаревшего оборудования и обосновать расчетами, что необходимо реконструировать в дальнейшем.

2 Расчет электрических нагрузок

Исходя из технического решения руководства предприятия включенного в инвестиционную программу необходимо осуществить перевод питания по стороне 35 кВ с тупиковой ПС 110 кВ Барыш тяговая на проходную ПС 110 кВ Редуктор. Предлагается на ПС Редуктор спроектировать ОРУ 35 кВ для приема питания от ВЛ 35 кВ Барыш - Жадовка и ВЛ 35 кВ Барыш - Измайлово выполненных проводом АС-95. Постройка участков ВЛ 35 кВ будет выполнена силами подрядной организации отдельно не входя в стоимость реконструкции подстанции.

Проведем расчет режимов работы электрической сети 110 кВ с учетом планируемых к подключению потребителей по стороне 35 кВ. Такими потребителями будут являться действующая ПС «Редуктор», планируемые к подключению подстанции 35 кВ «Измайлово», «Жадовка», «Головцево», «Живайкино, «Бекшанка».

Семьдесят процентов потребителей электроэнергии перечисленных выше подстанций составляют бытовые потребители. Тридцать процентов потребителей составляет: редукторный завод, котельные, поликлиника и больница.

Расчет электрических нагрузок выполним на основании годовых графиков нагрузки этих подстанций, которые опираются на фактические измерения полной мощности, произведенных в режимные дни службой электрических режимов предприятия.

На рисунках 1–6 изображены графики загруженности подстанций в зависимости мощности от количества часов в году.

Годовой график нагрузки подстанций отображен на рисунках 1–6.

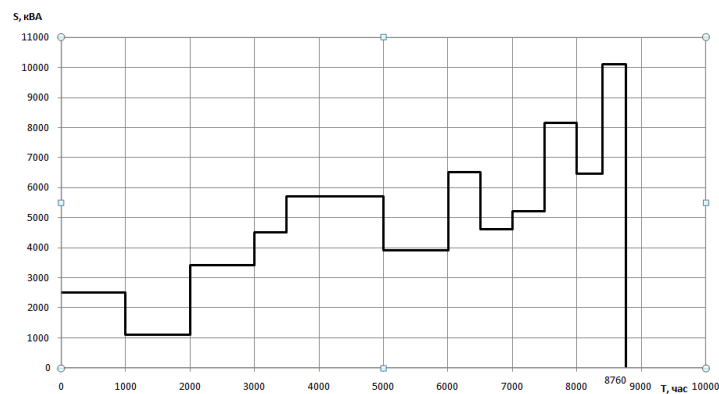


Рисунок 1 - График зависимости мощности от количества часов в году подстанции «Редуктор»

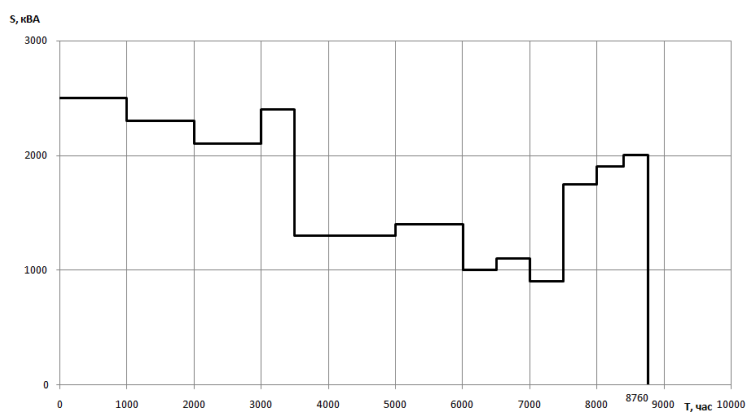


Рисунок 2 - График зависимости мощности от количества часов в году подстанции «Измайлово»

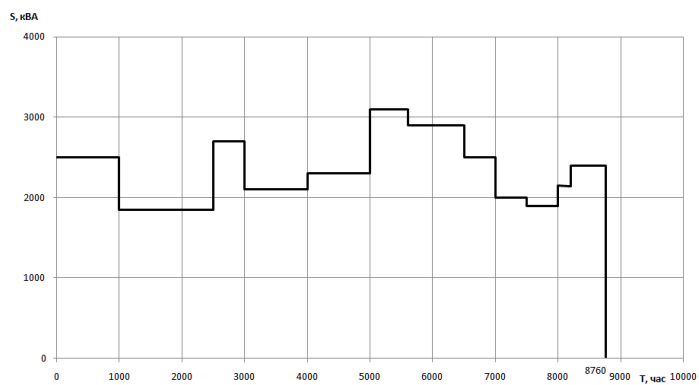


Рисунок 3 - График зависимости мощности от количества часов в году подстанции «Жадовка»

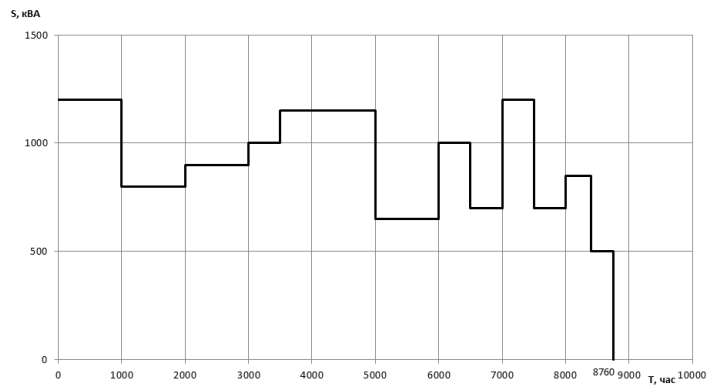


Рисунок 4 - График зависимости мощности от количества часов в году подстанции «Головцево»

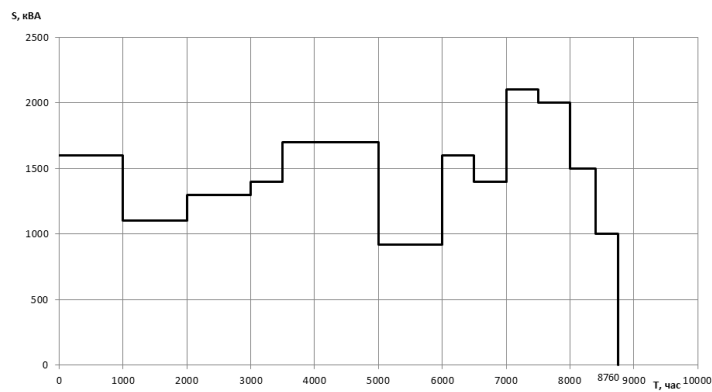


Рисунок 5 - График зависимости мощности от количества часов в году подстанции «Живайкино»

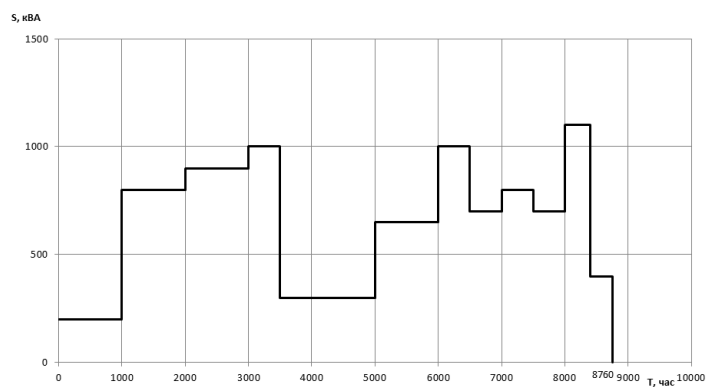


Рисунок 6 - График зависимости мощности от количества часов в году подстанции «Бекшанка»

Суммарная максимальная мощность подстанции «Редуктор» составляет:
 $S_{max1} = 10,1 \text{ МВА}$.

Суммарная максимальная мощность подстанции «Измайлово» составляет: $S_{max2} = 2,5 \text{ МВА}$.

Суммарная максимальная мощность подстанции «Жадовка» составляет:
 $S_{max3} = 3,1 \text{ МВА}$.

Суммарная максимальная мощность подстанции «Головцево» составляет: $S_{max4} = 1,2 \text{ МВА}$.

Суммарная максимальная мощность подстанции «Живайкино» составляет: $S_{max5} = 2,1 \text{ МВА}$.

Суммарная максимальная мощность подстанции «Бекшанка» составляет: $S_{max6} = 1,1 \text{ МВА}$.

Общая суммарная максимальная мощность подстанций составит:

$$S_{max.пс} = S_{max1} + S_{max2} + S_{max3} + S_{max4} + S_{max5} + S_{max6}, \text{ МВА} \quad (1)$$
$$S_{max.пс} = 10,1 + 2,5 + 3,1 + 1,2 + 2,1 + 1,1 = 20,1 \text{ МВА}.$$

Таким образом, исходя из общей суммарной максимальной мощности делаем вывод о том, что существующие силовые трансформаторы ТДН-10000/110/10 и ТМТ-6300/110/35/10 не удовлетворяют требованиям по допустимой аварийной перегрузке и необходимому напряжению 35 кВ для подключаемых подстанций [3].

Вычислим примерную необходимую номинальную мощность силового трансформатора с учетом допустимого коэффициента перегрузки по уравнению 2.

$$S_{ном.Т} \approx \frac{S_{max.пс}}{(n_T - 1) \cdot 1,4} \quad (2)$$

где $S_{ном.Т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

n_T – количество параллельно работающих трансформаторов, шт.

В итоге необходимая номинальная мощность силового трансформатора составит:

$$S_{\text{ном.Т}} \approx \frac{20100}{(2-1) \cdot 1,4} \approx 14000 \text{ кВА.}$$

Рядом находящаяся мощность трансформатора [2], соответственно будет 16000 кВА.

Необходимость данного расчета состоит в правильном определении загруженности подстанции «Редуктор», а также в выборе главных узлов подстанции.

Таким образом на подстанции устанавливаем два силовых трансформатора с раздельным электроснабжением систем шин и отключенным секционном выключателе в нормальном режиме работе с установленным устройством АВР по стороне 10 кВ.

Теперь с электронного ресурса [1] переносим параметры в составленную таблицу 1.

Таблица 1 – Технические характеристики и номинальные параметры силового трансформатора ТДТН-16000/110/35/10

Данные	Характеристика
Диспетчерское наименование/фаза	Т-1
Тип	ТДТН-16000/110-У1
Завод изготовитель	СВПО «Трансформатор», г.Гольягти
Ном. мощность $S_{\text{ном.}}$, МВА	16
Ном. мощность обмотки ВН при отключенном дутье для трансформаторов с охлаждением Д, МВА	10
Ном. мощность обмотки СН при отключенном дутье для трансформаторов с охлаждением Д, МВА	10
Ном. мощность обмотки НН при отключенном дутье для трансформаторов с охлаждением Д, МВА	10
Номинальное напряжение обмотки ВН $U_{\text{номВН}}$, кВ	115
Номинальное напряжение обмотки СН $U_{\text{номСН}}$, кВ	38,5

Продолжение таблицы 2 – Технические характеристики и номинальные параметры силового трансформатора ТДТН-16000/110/35/10

Данные	Характеристика
Номинальное напряжение обмотки НН $U_{номНН}$, кВ	11
Номинальный ток обмотки ВН, $I_{номВН}$, А	80
Номинальный ток обмотки СН, $I_{номСН}$, А	240
Номинальный ток обмотки НН, $I_{номНН}$, А	840
Схема и группа соединения обмоток.	Y _н /Y _н /D-0-11
Напряжение КЗ ВН-НН для среднего положения РПН, $U_{кВН-НН}$ %	17,6
Напряжение КЗ ВН-СН для среднего положения РПН, $U_{кВН-СН}$ %	10,7
Напряжение КЗ СН-НН для среднего положения РПН, $U_{кСН-НН}$ %	6,5
Вид переключения ответвлений	ВН-РПН-авто СН-ПБВ НН-нет
Величина регулирования напряжения, %	РПН $\pm 9 \times 1,78\%$, ПБВ $\pm 4 \times 2,25\%$
Полный срок службы, лет, не менее	30

Выводы по разделу 2.

Необходимость данного расчета состояла в правильном определении загруженности подстанции «Редуктор» и выборе главных узлов подстанции. Проведенная оценка электрических нагрузок на основе данных службы электрических режимов с учетом вновь подключаемой нагрузки по сети 35 кВ показала, что необходимо установить два трансформатора ТДТН-16000/110-У1 и спроектировать ОРУ 35 кВ с новым выбранным оборудованием.

3 Выбор и проверка электрооборудования

3.1 Выбор схемы электрических соединений и выбор основных конструктивных решений на подстанции

При выборе основной схемы подстанции в сети 110 кВ будем руководствоваться существующей схемой подключения. В существующей схеме есть ремонтная перемычка, отделители и короткозамкатели, разъединители, а также секционный выключатель. Ввиду частых отказов и недостатков эксплуатации отделителей и короткозамкателей исключаем их из компоновки в ОРУ 110 кВ [17, 19]. На подстанции уже есть ремонтная перемычка и секционный выключатель. «По виду подключения, выполненным в рассечку одной линии с двухсторонним питанием, подстанция является проходной, исходя из потребителей 1 и 2 категории наиболее предпочтительным вариантом выбора главной схемы будет схема - 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» на основе типового решения» [17]

Этот вариант ПС принимаем за основу. Иллюстрация данной схемы отражена на рисунке 7.

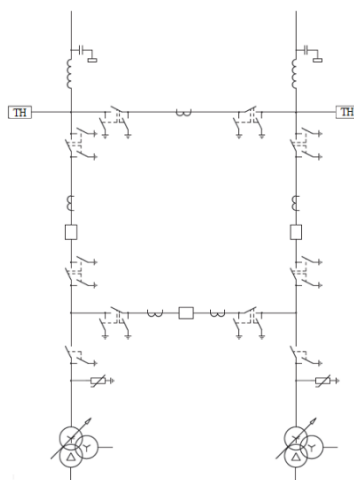


Рисунок 7 – Типовая схема ОРУ 110 кВ, принимаемая для ПС «Редуктор»

Обратим внимание, что территория подстанции позволяет выполнить проектирование и монтаж ОРУ 35 кВ и подвод питания ВЛ 35 кВ.

На вновь проектируемую компоновку ОРУ 35 для подключения ВЛ 35 кВ, также будем делать упор на типовое решение [17]. Принимаем вариант с одной рабочей секционированной выключателем систему шин №35-9, как наиболее надёжный.

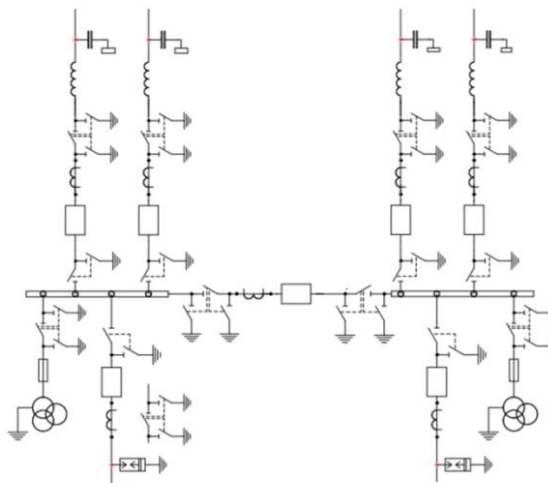


Рисунок 8 - Принципиальная схема ОРУ 35кВ принятая в данной работе на основе типового решения

Данная схема, показанная на рисунке 8 обеспечивает достаточную надежность всех потребителей по стороне 35 кВ и при установленном АВР на секционном выключателе осуществляет отключение только половины потребителей, вторая система шин и все отходящие ВЛ 35 кВ остаются в работе.

Действующая сеть в КРУН 10 кВ построена по схеме – одна секционированная выключателем система шин при питании от двух трансформаторов, каждый из которых присоединен к одной секции. Такая схема соответствует типовому решению, указанному в [20] и показанную на рисунке 9.

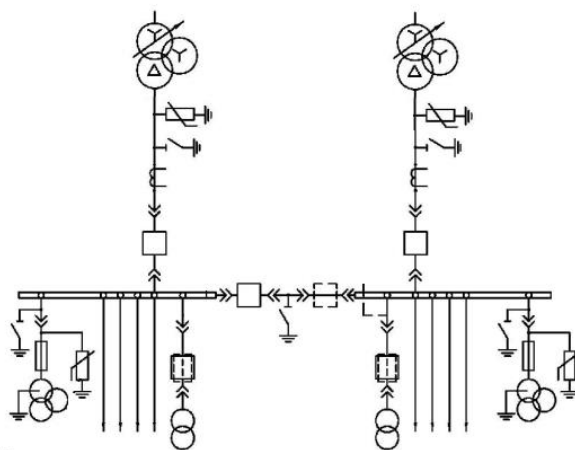


Рисунок 9 - Типовая схема КРУН 10 кВ по типу одна секционированная выключателем система шин

В простой и наглядной схеме, изображенной на рисунке 9 показано присоединение трансформаторов, которые выполнены через вводные и секционный выключатели. На секционном выключателе ставится АВР при повреждении на одном из трансформаторов, нагрузка перераспределяется на рабочий трансформатор.

В существующей схеме трансформаторы собственных нужд непосредственно присоединены к выводам трансформаторов до выключателей, это обусловлено наличием оперативного и выпрямленного переменного тока. Тогда схему подключения ТСН оставляем без изменений.

В соответствии с выбранными схемами подстанции по трем классам напряжения 110, 35, 10 кВ, будем компоновать проектируемое и реконструируемое электрооборудование.

Ввиду частых отказов и недостатков эксплуатации отделителей и короткозамыкателей в новой схеме оставлять их не будем [17, 19]. В ОРУ 35, 110 кВ предусматриваем установку вакуумных выключателей, ввиду их простоты конструкции и требуемого уровня пожарной безопасности, по сравнению с элегазовыми выключателями.

Установку распределительного устройства 35 кВ подстанции выполняем на открытом воздухе, как наиболее целесообразный и широко применяемый в практике вариант расположения электрооборудования.

При реконструкции подстанции обязательно предусматриваем монтаж заземляющего устройства, проектируемого ОРУ 35 кВ подстанции, которое выполняется в виде сетки соединенной полосовой сталью между собой с забитыми в землю вертикальными электродами, с сопротивлением заземляющего устройства ОРУ 35,110 кВ не более 0,5 Ом. Все металлические части электрооборудования, предназначенные для заземления соединяются с заземляющим устройством подстанции. Заземляющие устройства выполняем в соответствии с нормированием по допустимому напряжению прикосновения, либо по допустимому сопротивлению растекания, а также с учетом требований по снижению импульсных помех для обеспечения работы систем защиты, автоматики, телемеханики и связи [17].

Для работы каналов высокочастотной связи на присоединениях ВЛ устанавливаем высокочастотные обработки, в которые входят высокочастотный заградитель, конденсатор связи и фильтр присоединения, они применяются с целью передачи сигналов электросвязи (телефонии, сигналов телемеханики, данных) и сигналов-команд релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Освещение ОРУ выполняем прожекторами, установленными на прожекторных мачтах с молниеотводами, которые несут еще функцию молниезащиты, как самых высоких точек подстанции, относительно земли. Зона освещения покрывает полностью все рабочие зоны подстанции в случае выполнения оперативных переключений в ночное время. Вся зона молниезащиты должна удовлетворять требованиям руководящих документов и обеспечивать требуемую защиту от прямых ударов молний.

Ошиновку токоведущих проводников на ОРУ выполняем комбинированной: жесткой и гибкой.

Для защиты от перенапряжений и грозových импульсов устанавливаем ограничители перенапряжений (ОПН).

Два трехфазных силовых трехобмоточных трансформатора марки ТДТН-16000/110-У1 комплектуются встроенными трансформаторами тока ТВТ классов напряжения 35, 110 кВ, соответственно, также дополнительно устанавливаем отдельно стоящие трансформаторы тока на секциях шин 35, 110 кВ для точной и правильной работы релейной защиты.

Для питания цепей релейной защиты, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) и контрольно-измерительных приборов предусматриваем отдельно стоящие трансформаторы напряжения на 1 и 2 секции шин 110 кВ, а также и в ОРУ 35 кВ в таком же расположении.

Компоновка ОПУ соответственно будет дополняться панелями защит для вакуумных выключателей и новыми панелями защит и автоматики для ОРУ 35 кВ.

В действующем КРУН 10 кВ будут устанавливаться ячейки с вакуумными выключателями на выкатных тележках взамен устаревших масляных выключателей. Ввиду наличия потребителей 1 категории на секционных выключателях 35 кВ и 10 кВ предусматриваем автоматическое включение резерва (АВР).

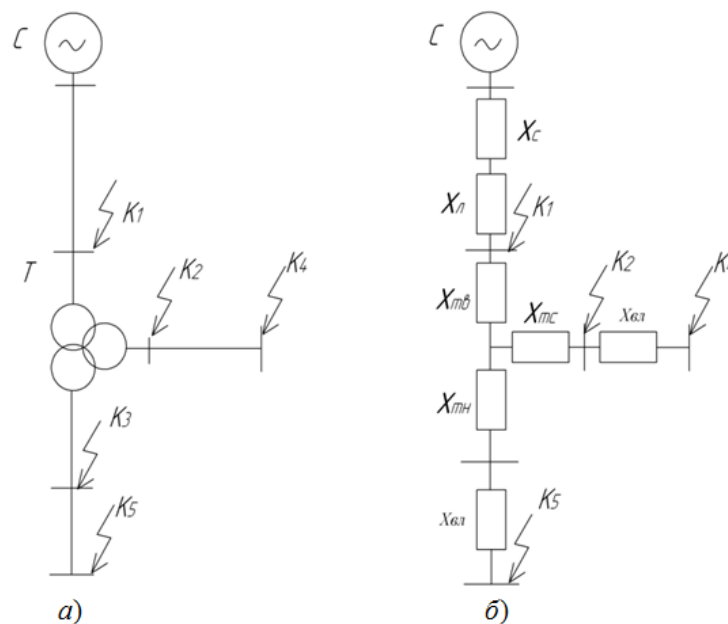
3.2 Расчет токов короткого замыкания

Короткие замыкания (КЗ) – это случайные величины, которые создают многообразие вероятностных значений. Сложный режим - режим КЗ электроустановок, должен учитывать весь сложный расчет токов КЗ, тем самым просчитывая все вероятностные условия, в результате которых исключаются возможные отказы оборудования.

Для расчетов будем вычислять трехфазный ток короткого замыкания и уже от него строить и выбирать все расчетные параметры.

При производстве расчетов не будем принимать во внимание: межсистемные связи, ток намагничивания трансформаторов, магнитное насыщение систем электрических машин, сдвиг по фазе ЭДС синхронных машин, поперечную емкость воздушных линий электропередачи.

В соответствии с упрощенной схемой выбранного варианта для проходной подстанции в соответствии со схемами, показанными на рисунках 7,8 и 9 представим схематично точки КЗ в разных узлах системы на рисунке 10.



а – расчетная схема; б – схема замещения

Рисунок 10 – Схематичный вариант точек КЗ в разных узлах системы

Выбрав расчет в относительных единицах, упростим себе вычисления.

Произведем расчет сопротивлений элементов схемы замещения:

- за базисную мощность системы принимаем значение $S_6 = 1000$ МВА;
- за базисное напряжение принимаем напряжение той ступени, для которой необходим расчет тока КЗ: для точки $K_1 - U_6 = 115$ кВ, для точки $K_2 - U_6 = 37$ кВ, для точки $K_3 - U_6 = 10,5$ кВ.

Вычисляем сопротивление системы:

$$x_{*б,c} = \frac{S_б}{S_к}, \quad (3)$$

где $S_б$ – базисная мощность, МВА;

$S_к$ – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_{*б,c} = \frac{1000}{5000} = 0,2.$$

Базисное сопротивление воздушной линии 110 кВ, где среднее значение погонных (удельных) индуктивных сопротивлений линий электропередачи $x_{уд}$ принимаем 0,4 Ом/км [13]:

$$x_{*б,л} = x_{уд} l \frac{S_б}{U_{ср}^2} \quad (4)$$

где $x_{уд} = 0,4$ Ом/км – удельное (погонное) индуктивное сопротивление линии;

$l = 10$ км – длина линии;

$U_{ср}$ – среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ.

$$x_{*б,л} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,3.$$

Базисное сопротивление трансформатора:

$$x_{*б,Тв} = \frac{U_{к.в.},\%}{100} \frac{S_б}{S_{номТ}} \quad (5)$$

где $U_{к.в.}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{номТ}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$x_{*б,Тв} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,72,$$

$$x_{*б,Тс} = \frac{1}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 0,63,$$

$$x_{*б,Тн} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 4,22.$$

Напряжения коротких замыканий $U_{к.в}$, $U_{к.с}$, $U_{к.н}$ (%) обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора при заданных в справочнике значениях напряжений коротких замыканий между обмотками $u_{к.вн-нн}$, $u_{к.вн-сн}$, $u_{к.сн-нн}$ определяются из выражений:

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (u_{к.вн-нн} + u_{к.вн-сн} - u_{к.сн-нн}); \quad (6)$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (u_{к.вн-сн} + u_{к.сн-нн} - u_{к.вн-нн}); \quad (7)$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (u_{к.вн-нн} + u_{к.сн-нн} + u_{к.вн-сн}). \quad (8)$$

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75;$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 1;$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75.$$

Короткое замыкание для точки K_1 .

Результирующее сопротивление точки K_1 :

$$x_{*рез1(\delta)} = x_{*б,с} + x_{*б,л}. \quad (9)$$

$$x_{*рез1(\delta)} = 0,2 + 0,3 = 0,5.$$

Базисный ток в точке K_1 :

$$I_{бК1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (10)$$

$$I_{бК1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке K_1 вычислим по формуле (10):

$$I_{п,К1} = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{бК1} \quad (11)$$

$$I_{п,К1} = \frac{1}{0,5} \cdot 5,03 = 10,06 \text{ кА},$$

где $E''_{*6} = 1$ – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы

Вычисляем мощность КЗ в точке K_1 по формуле (12):

$$S_{К1} = \sqrt{3} \cdot I_{п,К1} \cdot U_n, \quad (12)$$

$$S_{К1} = 1,73 \cdot 10,06 \cdot 115 = 2001,44 \text{ МВА}.$$

Ударный ток КЗ в точке K_1 вычислим по формуле (13):

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot I_{п,К1} \cdot k_{уд}, \quad (13)$$

$$i_{уд1} = 1,41 \cdot 10,06 \cdot 1,7 = 24,11 \text{ кА},$$

где $k_{уд} = 1,7$ – ударный коэффициент согласно таблице 5.1 «Средние значения ударного коэффициента и постоянной времени для характерных элементов и частей, примыкающих к точке короткого замыкания» [6].

Вычисляем действующее значение тока КЗ по формуле (14):

$$I_{д1} = i_{уд1} \cdot \sqrt{1 + 2(k_{уд} - 1)^2}, \quad (14)$$

$$I_{д1} = 24,11 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 33,93 \text{ кА}.$$

После вычисляем расчет токов КЗ на стороне среднего напряжения в точках K_2 и K_4 .

Результирующее сопротивление точки K_2 :

$$x_{*рез2(6)} = x_{*рез1(6)} + x_{*6,ТВ} + x_{*6,Тс}, \quad (15)$$

$$x_{*рез2(6)} = 0,5 + 6,72 + 0,63 = 7,85.$$

Базисный ток в точке K_2 :

$$I_{6K2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (16)$$

$$I_{6K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,62 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке K_2 вычислим по формуле (17):

$$I_{п,К2} = \frac{E''_{*6}}{x_{*рез2(6)}} \cdot I_{6K2}, \quad (17)$$

$$I_{п,К2} = \frac{1}{7,85} \cdot 15,62 = 1,99 \text{ кА},$$

где $E''_{*6} = 1$ – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы

Вычисляем мощность КЗ в точке K_2 по формуле (18):

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{п,К2} \cdot U_H, \quad (18)$$

$$S_{K2} = 1,73 \cdot 1,99 \cdot 37 = 127,38 \text{ МВА}.$$

Ударный ток КЗ в точке K_2 вычислим по формуле (19):

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot I_{п,К2} \cdot k_{уд}, \quad (19)$$

$$i_{уд2} = 1,41 \cdot 1,99 \cdot 1,7 = 4,77 \text{ кА},$$

где $k_{уд} = 1,7$ – ударный коэффициент находим по таблице 5.1 [6].

Вычисляем действующее значение тока КЗ в точке К₂ по уравнению (20):

$$I_{д2} = i_{уд2} \cdot \sqrt{1 + 2(k_{уд} - 1)^2}, \quad (20)$$
$$I_{д2} = 4,77 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 6,71 \text{ кА.}$$

Значения для точки К₄.

Базисное сопротивление воздушной линии 35 кВ, где среднее значение погонных (удельных) индуктивных сопротивлений линий электропередачи $x_{уд}$ можно взять 0,4 Ом/км [9]:

$$x_{*б,л} = x_{уд} l \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (21)$$

где $x_{уд} = 0,4$ Ом/км – удельное (погонное) индуктивное сопротивление линии;

$l = 20$ км – длина линии;

$U_{ср}$ – среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ.

$$x_{*б,л} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{37^2} = 5,84.$$

Результирующее сопротивление точки К₄:

$$x_{*рез4(б)} = x_{*рез1(б)} + x_{*б,Тв} + x_{*б,Тс} + x_{*б,л}, \quad (22)$$
$$x_{*рез4(б)} = 0,5 + 6,72 + 0,63 + 5,84 = 13,69.$$

Базисный ток в точке К₄:

$$I_{бК4} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (23)$$
$$I_{бК4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,62 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке К₄ вычислим по уравнению (24):

$$I_{п,К4} = \frac{E''_{*6}}{x_{*рез4(6)}} \cdot I_{6К4}, \quad (24)$$

$$I_{п,К4} = \frac{1}{13,69} \cdot 15,62 = 1,14 \text{ кА},$$

где $E''_{*6} = 1$ – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы.

Вычисляем мощность КЗ в точке К₄ по уравнению (25):

$$S_{К4} = \sqrt{3} \cdot I_{п,К4} \cdot U_{н}, \quad (25)$$

$$S_{К4} = 1,73 \cdot 1,14 \cdot 37 = 72,97 \text{ МВА}.$$

Ударный ток КЗ в точке К₄ вычислим по формуле (26):

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot I_{п,К4} \cdot k_{уд}, \quad (26)$$

$$i_{уд4} = 1,41 \cdot 1,14 \cdot 1,6 = 2,57 \text{ кА},$$

где $k_{уд} = 1,6$ – ударный коэффициент находим по таблице 5.1 [6].

Вычисляем действующее значение тока КЗ в точке К₄ по уравнению (27):

$$I_{д4} = i_{уд4} \cdot \sqrt{1 + 2(k_{уд} - 1)^2}, \quad (27)$$

$$I_{д4} = 2,57 \cdot \sqrt{1 + 2(1,6 - 1)^2} = 3,37 \text{ кА}.$$

После вычисляем расчет токов КЗ на стороне низшего напряжения в точках КЗ и К5.

Результирующее сопротивление точки К₃:

$$x_{*рез3(б)} = x_{*рез1(б)} + x_{*б,ТВ} + x_{*б,ТН}, \quad (28)$$

$$x_{*рез3(б)} = 0,5 + 6,72 + 4,22 = 11,44.$$

Базисный ток в точке К₃:

$$I_{бК3} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (29)$$

$$I_{бК3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке К₃ вычислим по уравнению (30):

$$I_{п,К3} = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез3(б)}} \cdot I_{бК3}, \quad (30)$$

$$I_{п,К3} = \frac{1}{11,44} \cdot 55,05 = 4,81 \text{ кА},$$

где $E''_{*б} = 1$ – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы.

Вычисляем мощность КЗ в точке К₃ по уравнению (31):

$$S_{К3} = \sqrt{3} \cdot I_{п,К3} \cdot U_н, \quad (31)$$

$$S_{К3} = 1,73 \cdot 4,81 \cdot 10,5 = 87,37 \text{ МВА}.$$

Ударный ток КЗ в точке К₃ вычислим по формуле (32):

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot I_{п,К3} \cdot k_{уд}, \quad (32)$$

$$i_{уд3} = 1,41 \cdot 4,81 \cdot 1,7 = 11,53 \text{ кА},$$

где $k_{уд} = 1,7$ – ударный коэффициент находим по таблице 5.1 [6].

Вычисляем действующее значение тока КЗ в точке К₃ по уравнению (33):

$$I_{дз} = i_{удз} \cdot \sqrt{1 + 2(k_{уд} - 1)^2}, \quad (33)$$
$$I_{дз} = 11,53 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 16,22 \text{ кА.}$$

Значения для точки К₅.

Базисное сопротивление воздушной линии 10кВ, где среднее значение погонных (удельных) индуктивных сопротивлений линий электропередачи $x_{уд}$ можно взять 0,4 Ом/км [9]:

$$x_{*б,л} = x_{уд} l \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (34)$$

где $x_{уд} = 0,4$ Ом/км – удельное (погонное) индуктивное сопротивление линии;

$l = 2$ км – длина линии;

$U_{ср}$ – среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ.

$$x_{*б,л} = 0,4 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 7,26.$$

Результирующее сопротивление точки К₅:

$$x_{*рез5(б)} = x_{*рез1(б)} + x_{*б,Тв} + x_{*б,Тн} + x_{*б,л}, \quad (35)$$
$$x_{*рез5(б)} = 0,5 + 6,72 + 4,22 + 7,26 = 18,7.$$

Базисный ток в точке К₅:

$$I_{бк5} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (36)$$
$$I_{бк5} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке К₅ вычислим по уравнению (37):

$$I_{п,К5} = \frac{E''_{*6}}{x_{*рез5(6)}} \cdot I_{6К5}, \quad (37)$$
$$I_{п,К5} = \frac{1}{18,7} \cdot 55,05 = 2,94 \text{ кА},$$

где $E''_{*6} = 1$ – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы.

Вычисляем мощность КЗ в точке К₅ по формуле (38):

$$S_{К5} = \sqrt{3} \cdot I_{п,К5} \cdot U_{н}, \quad (38)$$
$$S_{К5} = 1,73 \cdot 2,94 \cdot 10,5 = 53,41 \text{ МВА}.$$

Ударный ток КЗ в точке К₅ вычислим по формуле (39):

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot I_{п,К5} \cdot k_{уд}, \quad (39)$$
$$i_{уд5} = 1,41 \cdot 2,94 \cdot 1,6 = 6,63 \text{ кА},$$

где $k_{уд} = 1,6$ – ударный коэффициент находим по таблице 5.1 [6].

Вычисляем действующее значение тока КЗ в точке К₅ по формуле (40):

$$I_{д5} = i_{уд5} \cdot \sqrt{1 + 2(k_{уд} - 1)^2}, \quad (40)$$
$$I_{д5} = 6,63 \cdot \sqrt{1 + 2(1,6 - 1)^2} = 8,7 \text{ кА}.$$

В результате все расчеты сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Итоги вычисления уравнения токов КЗ

Расчётные точки КЗ	Ток КЗ I_k , кА	Мощность КЗ S_k , МВА	Ударный ток $i_{уд}$, кА	Действующее значение тока КЗ I_d , кА
K ₁	10,06	2001,44	24,11	33,93
K ₂	1,99	127,38	4,77	6,71
K ₃	4,81	87,37	11,53	16,22
K ₄	1,14	72,97	2,57	3,37
K ₅	2,94	53,41	6,63	8,7

Токи КЗ необходимы для дальнейшего выбора коммутационных аппаратов, они проверяют их отключающую способность, а также от действия токов КЗ должно быть защищено другое электрооборудование и вся электрическая сеть на подстанции.

3.3 Выбор высоковольтных выключателей

Высокотехнологичное оборудование, применяемое в энергетике, постоянно совершенствуется и модернизируется, поэтому на смену устаревшим воздушным и масляным выключателям пришли элегазовые и вакуумные выключатели, остановимся на вакуумном выключателе ввиду его простоты конструкции, доступного ценового диапазона и требуемого уровня пожарной безопасности по сравнению с элегазовым выключателем.

Реконструируемая часть ОРУ 110 предполагает замену масляного выключателя МКП-110М и взамен устаревших отделителей и короткозамыкателей установку еще двух трансформаторных выключателей.

На основании этого выбираем трёхполюсный колонковый вакуумный высоковольтный выключатель с пружинным приводом типа ВРС-110-III-31,5/2500 УХЛ1, содержащий такие характеристики [9]: $U_{ном} = 110$ кВ; $I_{ном} = 2500$ А; $I_{пр.с} = 31,5$ кА; $i_{пр.с} = 81$ кА; $i_{вкл.ном} = 81$ кА; $I_{вкл.ном} = 31,5$ кА; $I_{откл.ном} = 31,5$ кА; $\beta_{нор} = 40$ %; $I_T = 31,5$ кА; $t_T = 3$ с; $t_{св} = 0,045$ с; $t_{пв.откл} = 0,065$ с.

Проверка характеристик на соответствие уравнениям:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (41)$$
$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ};$$

- по номинальному рабочему току:

$$I_{раб} \leq I_{ном} \quad (42)$$
$$I_{раб} = 84,08 \text{ А} \leq I_{ном} = 2500 \text{ А}$$

где $I_{раб} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$, А (43)

$$I_{раб} = \frac{16000}{1,73 \cdot 110} = 84,08 \text{ А};$$

- по максимальному току:

$$I_{max} = 1,4 \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А} \quad (44)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{16000}{1,73 \cdot 110} = 117,71 \text{ А};$$

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (45)$$

$$I_{max} = 117,71 \text{ А} \leq I_{ном} = 2500 \text{ А};$$

- по отключающей способности:

- на симметричный ток отключения:

$$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном} \quad (46)$$

$$I_{n,\tau} = 10,06 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА};$$

- на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \quad (47)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,K} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (48)$$

где $\tau = t_{pz} + t_{св} = 0,01 + 0,065 = 0,075$ с;

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

$T_a = 0,03$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, для сетей 110 кВ [6].

$$i_{a,\tau} = 1,41 \cdot 10,06 \cdot e^{-\frac{0,075}{0,03}} = 1,16 \text{ кА}.$$

$$i_{a,ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор}/100) \cdot I_{откл.ном} \quad (49)$$

где $\beta_{нор}$ – значение процента апериодической составляющей, которую контакты способны отключить.

$$i_{a,ном} = \left(1,41 \cdot \frac{40}{100}\right) \cdot 31,5 = 17,77 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = 1,16 \text{ кА} \leq i_{a,ном} = 17,77 \text{ кА}.$$

Вышеуказанное действие выполняется, таким образом производить проверку отключающей способности выключателя по полному току короткого замыкания нет надобности.

- По включающей способности:

$$I_{п,0} \leq I_{вкл.норм} \quad (50)$$

$$I_{п,0} = 10,06 \text{ кА} \leq I_{вкл.норм} = 81 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{вкл.норм} \quad (51)$$

$$i_{уд} = 24,11 \text{ кА} \leq i_{вкл.норм} = 81 \text{ кА};$$

- по предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость:

$$I_{п,0} \leq I_{пр.с} \quad (52)$$

$$I_{п,0} = 10,06 \text{ кА} \leq I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с} \quad (53)$$

$$i_{уд} = 24,11 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 81 \text{ кА};$$

- по тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_{к.расч} \leq B_{к.выкл} \quad (54)$$

$$\text{где } B_{к.выкл} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \text{ при соблюдении условия } t_{откл} \leq t_{терм}; \quad (55)$$

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{нв.откл} \quad (56)$$

$$t_{откл} = 0,01 + 0,065 = 0,075 \text{ с.}$$

Так как $t_{откл} = 0,075 \text{ с} < t_{терм} < 3 \text{ с}$, то для вычисления применим формулу (55):

$$B_{к.выкл} = (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,075 = 74,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с.}$$

Вычислим:

$$B_{к.расч} = I_{п,0}^2 (t_{откл} + T_a) \quad (57)$$

$$B_{к.расч} = (10,06 \cdot 10^3)^2 (0,075 + 0,03) = 10,63 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с.}$$

В итоге:

$$B_{к.расч} = 10,63 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с} \leq B_{к.выкл} = 74,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с.}$$

Следовательно, выбранный вакуумный выключатель ВРС-110-III-31,5/2500 УХЛ1 соответствует всем условиям выбора и проверки. Сведем вычисленные итоги, каталожные характеристики и условия выбора выключателя в таблицу 4 [9].

Таблица 4 - Сравнительные параметры выключателя

Выключатель ВРС-110-III-31,5/2500 УХЛ1		
Расчетные характеристики	Каталожные характеристики	Соответствие
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 84,08 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_{max} = 117,71 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п,\tau} = 10,06 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,\tau} \leq I_{откл.ном}$
$I_{п,0} = 10,06 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 81 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{вкл.ном}$
$i_{a,\tau} = 1,16 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 17,77 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}$
$I_{п,0} = 10,06 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{пр.с}$
$i_{уд} = 24,11 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}$
$i_{уд} = 24,11 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}$
$B_{к,расч} = 10,63 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{к.выкл} = 74,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{к.расч} \leq B_{к.выкл}$

В итоге, вычислив и сравнив параметры выключателя делаем вывод, что вышеуказанный выключатель удовлетворяет всем условиям и допустим к установке как секционный, так и для силовых трансформаторов, в соответствии с выбранной схемой к установке в ОРУ выбираем 3 вакуумных выключателя. Схематично с размерами выключатель имеет конструктивный вид размещенный на рисунке 11.

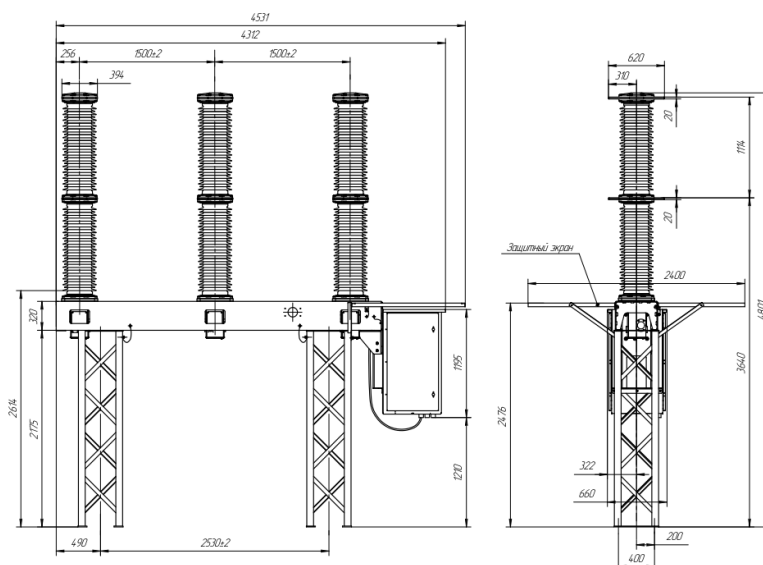


Рисунок 11 - Конструктивный вид выключателя
ВРС-110-III-31,5/2500УХЛ1

Вновь проектируемое ОРУ 35 кВ в соответствии с принятой схемой будет содержать 5 выключателей. Для стороны 35 кВ также выбираем трёх полюсный колонковый вакуумный выключатель с пружинным приводом стационарного исполнения марки ВПС-35-III-25/630 УХЛ1, содержащий такие характеристики [8]: $U_{ном} = 35$ кВ; $I_{ном} = 630$ А; $I_{пр.с} = 25$ кА; $i_{пр.с} = 64$ кА; $i_{вкл.ном} = 64$ кА; $I_{вкл.ном} = 25$ кА; $I_{откл.ном} = 25$ кА; $\beta_{норм} = 34$ %; $I_T = 25$ кА; $t_T = 3$ с; $t_{св} = 0,045$ с; $t_{пв.откл} = 0,06$ с.

Идентично производим проверку на термическую и динамическую стойкость этих характеристик.

Выполним проверку параметров на соответствие условиям по формулам (41–57):

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ};$$

- по номинальному рабочему току:

$$I_{раб} = 264,24 \text{ A} \leq I_{ном} = 630 \text{ A},$$

где $I_{раб} = \frac{16000}{1,73 \cdot 35} = 264,24 \text{ A};$

- по максимальному току:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{16000}{1,73 \cdot 35} = 369,94 \text{ A};$$

$$I_{max} = 369,94 \text{ A} \leq I_{ном} = 630 \text{ A};$$

- по отключающей способности:

- на симметричный ток отключения

$$I_{н,т} = 1,99 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 25 \text{ кА};$$

- на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$\tau = t_{pz} + t_{св} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с};$$

$$i_{а,т} = 1,41 \cdot 1,99 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,02}} = 0,85 \text{ кА},$$

где $T_a = 0,02$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, для сетей 35 кВ таблица 5.1 [6]

$$i_{а,ном} = \left(1,41 \cdot \frac{34}{100}\right) \cdot 25 = 11,99 \text{ кА},$$

$$i_{а,т} = 0,85 \text{ кА} \leq i_{а,ном} = 11,99 \text{ кА}.$$

Вышеуказанное действие выполняется, таким образом производить проверку отключающей способности выключателя по полному току короткого замыкания нет надобности.

- По включающей способности:

$$I_{n,0} = 1,99 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл.норм}} = 64 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial} = 4,77 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл.норм}} = 64 \text{ кА};$$

- по предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость:

$$I_{п,0} = 1,99 \text{ кА} \leq I_{\text{пр.с}} = 25 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial} = 4,77 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 64 \text{ кА};$$

- по тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с};$$

Так как $t_{\text{откл}} = 0,07 \text{ с} < t_{\text{терм}} < 3 \text{ с}$, то:

$$B_{\text{к.выкл}} = (25 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 43,75 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

Вычислим:

$$B_{\text{к.расч}} = (1,99 \cdot 10^3)^2 (0,07 + 0,03) = 0,4 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

В итоге:

$$B_{\text{к.расч}} = 0,4 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с} \leq B_{\text{к.выкл}} = 43,75 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

Следовательно, выбранный вакуумный выключатель ВБПС-35-Ш-25/630 УХЛ1 соответствует всем условиям выбора и проверки. Сведем

вычисленные итоги, каталожные характеристики и условия выбора выключателя в таблицу 5[8].

Таблица 5 – Сравнительные параметры выключателя

Выключатель ВБПС-35-III-25/630 УХЛ1		
Расчетные характеристики	Каталожные характеристики	Соответствие
$U_{НОМ}=35\text{кВ}$	$U_{СЕТ.НОМ}=35\text{кВ}$	$U_{НОМ}\leq U_{СЕТ.НОМ}$
$I_{РАБ}=264,24\text{ А}$	$I_{НОМ}=630\text{ А}$	$I_{РАБ}\leq I_{НОМ}$
$I_{МАХ}=369,94\text{ А}$	$I_{НОМ}=630\text{ А}$	$I_{МАХ}\leq I_{НОМ}$
$I_{П,Т}=1,99\text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ}=25\text{ кА}$	$I_{П,Т}\leq I_{ОТКЛ.НОМ}$
$I_{П,0}=1,99\text{ кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ}=64\text{ кА}$	$I_{П,0}\leq I_{ВКЛ.НОМ}$
$i_{а,Т}=0,85\text{ кА}$	$i_{а,НОМ}=11,99\text{ кА}$	$i_{а,Т}\leq i_{а,НОМ}$
$I_{П,0}=1,99\text{ кА}$	$I_{ПР.С}=25\text{ кА}$	$I_{П,0}\leq I_{ПР.С}$
$i_{уд}=4,77\text{ кА}$	$i_{ПР.С}=64\text{ кА}$	$i_{уд}\leq i_{ВКЛ.НОМ}$
$i_{уд}=4,77\text{ кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ}=64\text{ кА}$	$i_{уд}\leq i_{ВКЛ.НОМ}$
$B_{к,расч}=0,4 \cdot 10^6\text{ А}^2\text{с}$	$B_{к,ВЫКЛ}=43,75 \cdot 10^6\text{ А}^2\text{с}$	$B_{к,расч}\leq B_{к,ВЫКЛ}$

В итоге, вычислив и сравнив параметры выключателя делаем вывод, что вышеуказанный выключатель удовлетворяет всем условиям и допустим к установке как секционный, так для силовых трансформаторов и заходящих ВЛ 35 кВ на ОРУ 35 кВ. В соответствии с выбранной схемой к установке в ОРУ выбираем 5 вакуумных выключателя.

Схематично с размерами выключатель имеет конструктивный вид размещенный на рисунке 12.

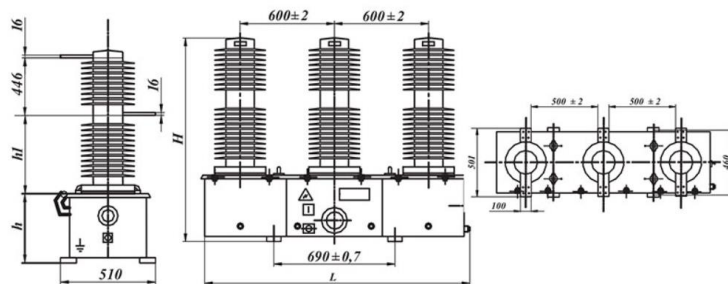


Рисунок 12 – Конструктивный вид выключателя

ВБПС-35-III-25/630УХЛ1

Выбранные и принятые к установке вакуумные выключатели имеют высокий коммутационный ресурс и высокие эксплуатационные характеристики, обеспечивающие безотказную работу в течении более 30 лет.

3.4 Выбор разъединителей

Взамен устаревших разъединителей РНДЗ проектируем современные имеющие высокопрочную фарфоровую изоляцию – это разъединители горизонтально-поворотного марки РГП2–110/1000 УХЛ1 с одним или двумя заземляющими ножами на полюс, имеющие такие характеристики [4]: $U_{ном} = 110$ кВ; $I_{ном} = 1000$ А; $i_{пр.с} = 50$ кА; $I_T = 20$ кА; $t_T = 3$ с.

Произведем проверку характеристик на соответствие формулам (41-43,53-57):

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}.$$

- по номинальному рабочему току:

$$I_{раб} = 84,08 \text{ А} \leq I_{ном} = 1000 \text{ А},$$

$$\text{где } I_{раб} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84,08 \text{ А};$$

- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = 24,11 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 50 \text{ кА};$$

- по термической стойкости:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл} = 0,01 + 0,065 = 0,075 \text{ с}.$$

Так как $t_{откл} = 0,075 \text{ с} < t_{терм} < 3 \text{ с}$, то для вычисления применим формулу (55):

$$B_{к.раз} = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,075 = 30 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с}.$$

Вычислим:

$$B_{к.расч} = (10,06 \cdot 10^3)^2 (0,075 + 0,03) = 10,63 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с},$$

$$B_{к.расч} = 10,63 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с} \leq B_{к.раз} = 30 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с}.$$

Следовательно, выбранный разъединитель РГП2–110/1000УХЛ1 соответствует необходимым условиям выбора и проверки. Сведем вычисленные итоги, каталожные характеристики и условия выбора разъединителя в таблицу 6 [4].

Таблица 6 – Сравнительные параметры разъединителя

Разъединитель РГП2–110/1000УХЛ1		
Расчетные характеристики	Каталожные характеристики	Соответствие
$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб}=84,08 \text{ А}$	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 24,11 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$B_{красч} = 10,63 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с}$	$B_{краз} = 30 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с}$	$B_{к.расч} \leq B_{к.выкл}$

В итоге, вычислив и сравнив параметры разъединителя, делаем вывод, что вышеуказанный разъединитель удовлетворяет всем условиям и допустим к установке, как линейный, шинный, секционный, трансформаторный, в соответствии с выбранной схемой к установке в ОРУ выбираем 12

разъединителей. Схематично с размерами разъединитель имеет конструктивный вид размещенный на рисунке 13.

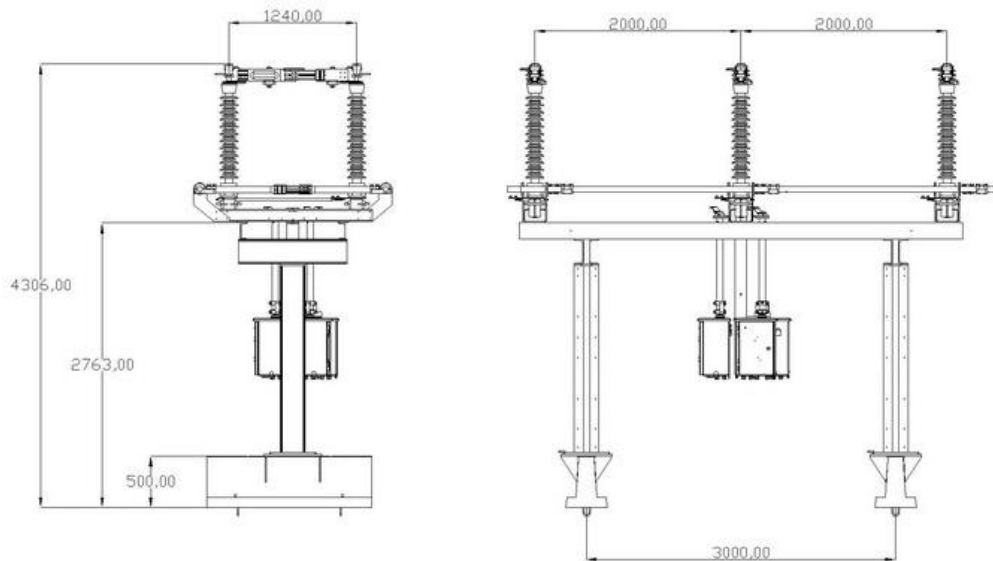


Рисунок 13 – Конструктивный вид разъединителя РГП2–110/1000УХЛ1

По напряжению 35 кВ останавливаемся как и на напряжении 110 кВ на разъединителях РГП2–35/1000УХЛ1 содержащие такие характеристики [5]: $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$; $I_{ном} = 1000 \text{ А}$; $i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$; $I_T = 20 \text{ кА}$; $t_T = 3 \text{ с}$.

Идентично произведем проверку параметров на соответствие формулам (41-43,53-57):

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ};$$

- по номинальному рабочему току:

$$I_{раб} = 264,24 \text{ А} \leq I_{ном} = 1000 \text{ А},$$

$$\text{где } I_{раб} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 264,24 \text{ А};$$

- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = 4,77 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 50 \text{ кА};$$

- по термической стойкости:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{нев.откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

Так как $t_{откл} = 0,06 \text{ с} < t_{терм} < 3 \text{ с}$, то для вычисления применим формулу (55):

$$B_{к.раз} = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 24 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с.}$$

Вычислим:

$$B_{к.расч} = (1,99 \cdot 10^3)^2 (0,06 + 0,03) = 0,36 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с,}$$

$$B_{к.расч} = 0,36 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с} \leq B_{к.раз} = 24 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с.}$$

Следовательно, выбранный разъединитель РГП2–110/1000УХЛ1 удовлетворяет всем условиям выбора и проверки. Сведем вычисленные итоги, каталожные характеристики и условия выбора разъединителя в таблицу 7 [5].

Таблица 7 – Сравнительные параметры разъединителя

Разъединитель РГП2–35/1000УХЛ1		
Расчетные характеристики	Каталожные характеристики	Соответствие
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 264,24 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$

Продолжение таблицы 7 – Сравнительные параметры разъединителя

Разъединитель РГП2–35/1000УХЛ1		
Расчетные характеристики	Каталожные характеристики	Соответствие
$i_{уд} = 4,77 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$B_{красч} = 0,36 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{краз} = 24 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{красч} \leq B_{к.выкл}$

В итоге, вычислив и сравнив параметры разъединителя, делаем вывод, что вышеуказанный разъединитель удовлетворяет всем условиям и допустим к установке, как линейный, шинный, секционный, трансформаторный, в соответствии с выбранной схемой к установке в ОРУ выбираем 10 разъединителей. Схематично с размерами разъединитель имеет конструктивный вид размещенный на рисунке 14.

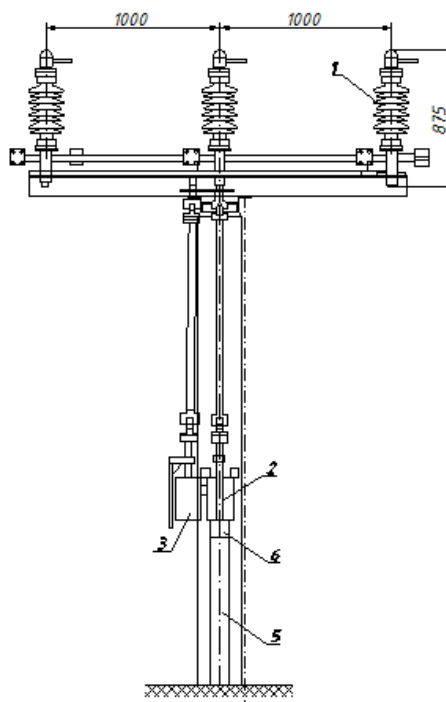


Рисунок 14 – Конструктивный вид разъединителя РГП2–35/1000УХЛ1

Выбранные новые разъединители РГП имеют надежные контактные системы, покрытые гальваническим оловом или серебром, которые

работоспособны при эксплуатационных переключениях и обладают к токам КЗ повышенной стойкостью контактных соединений с механическим ресурсом 10000 циклов. Конструктивные габариты разъединителей марки РГП идентичны габаритам марок РНДЗ. Эксплуатационные качества их зарекомендовали их с отличными характеристиками и практически устранили их обслуживание в течение всего срока эксплуатации.

3.5 Выбор трансформаторов тока

Выбираем отдельно стоящие трансформатора тока, так как их функциональные характеристики более обширны чем у встроенных трансформаторов тока, во-первых, по классу точности и мощности вторичных обмоток встраиваемый трансформатор тока уступает отдельно стоящему, во-вторых, если первичные токи имеют большие значение, также целесообразно применять отдельно стоящие.

Технические характеристики ТРГ-110УХЛ1 [1]: $U_{ном} = 110$ кВ; $I_{1ном} = 100$ А; $I_2 = 5$ А; $I_T = 40$ кА; $t_T = 3$ с; $S_2 =$ до 100 ВА; $i_{дин} = 102$ кА. Класс точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 5. Указанный трансформатор тока взрыво и пожаробезопасен, так как в качестве главной изоляции применен инертный негорючий газ.

Произведем проверку параметров на соответствие уравнениям:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (58)$$

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ};$$

- по номинальному рабочему току:

$$I_{раб} \leq I_{1ном} \quad (59)$$

$$I_{раб} = 84,08 \text{ А} \leq I_{1ном} = 100 \text{ А},$$

$$\text{где } I_{\text{раб}} = \frac{S_{T.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \text{ А} \quad (60)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{16000}{1,73 \cdot 110} = 84,08 \text{ А};$$

- по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} \quad (61)$$

$$i_{\text{уд}} = 24,11 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА};$$

- по термической стойкости:

$$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.выкл}} \quad (62)$$

$$\text{где } B_{\text{к.выкл}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \text{ при соблюдении условия } t_{\text{откл}} \leq t_{\text{терм}} \quad (63)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}}, \quad (64)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,065 = 0,075 \text{ с};$$

Так как $t_{\text{откл}} = 0,075 \text{ с} < t_{\text{терм}} < 3 \text{ с}$, то для вычисления применим формулу (55):

$$B_{\text{к.выкл}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,075 = 120 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

Вычислим:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н,0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_d) \quad (65)$$

$$B_{\text{к.расч}} = (10,06 \cdot 10^3)^2 (0,075 + 0,03) = 10,63 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

В итоге:

$$B_{\text{к.расч}} = 10,63 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с} \leq B_{\text{к.выкл}} = 120 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} \quad (66)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2}, \text{ Ом} \quad (67)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (68)$$

где $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов принимаем $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – при большом числе приборов)

$$R_{\text{пр}} - \text{сопротивление проводов, } R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{s} \quad (69)$$

ρ - удельное сопротивление материала медного провода, $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$,

$l_{\text{п}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока;

$R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока.

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \text{ Ом} \quad (70)$$

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}. \quad (71)$$

Учитывая $R_{\text{пр}}$, находим сечение соединительных проводов по уравнению (69):

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}$$

По уравнению 70 вычисляем сопротивление амперметров марки Э365-1:

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 4 - 0,02 - 0,1 = 3,88 \text{ Ом.}$$

Тогда сечение проводов будет:

$$s = \frac{0,0175 \cdot 75}{3,88} = 0,34 \text{ мм}^2,$$

где $l_p = l = 75$ м – расчетная длина провода до приборов для РУ 110 кВ при присоединении в полную звезду.

Таким образом принимаем медный провод сечением 2,5 мм² для вторичных цепей.

Все данные указываем в таблице 8.

Таблица 8 – Сравнительные параметры трансформатора тока

Трансформатор тока ТРГ-110 УХЛ1		
Расчетные характеристики	Каталожные характеристики	Соответствие
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$

Продолжение таблицы 8 – Сравнительные параметры трансформатора тока

Трансформатор тока ТРГ-110 УХЛ1		
Расчетные характеристики	Каталожные характеристики	Соответствие
$I_{\text{раб}} = 84,08 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 24,11 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.расч}} = 10,63 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к.выкл}} = 120 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.выкл}}$
$R_{\text{пр}} \leq 3,88 \text{ Ом}$, $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$, $Z_{2\text{ном}} = 4 \text{ Ом}$, $R_{\text{приб}} = 0,02 \text{ Ом}$, провода с медными жилами $s = 2,5 \text{ мм}^2$		

Конструктивный вид трансформатора тока представим на рисунке 15.

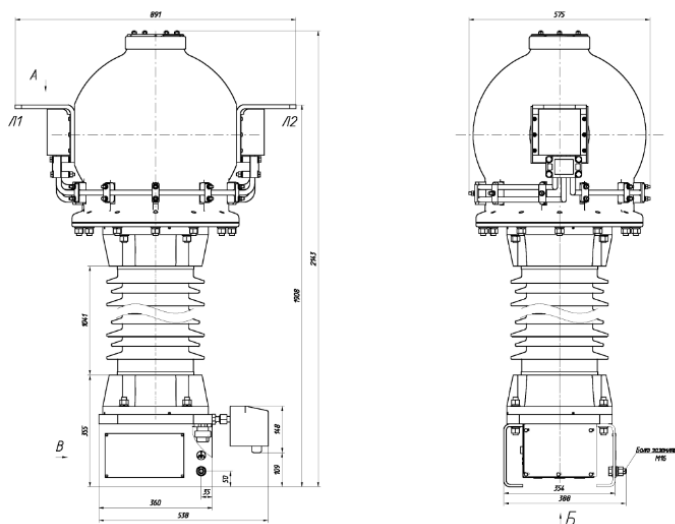


Рисунок – 15 Конструктивный вид ТРГ-110

Аналогично выбираем отдельно стоящий трансформатор тока в ОРУ 35 кВ.

Технические характеристики ТРГ-35УХЛ1 [1]: $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$; $I_{1\text{ном}} = 300 \text{ А}$; $I_2 = 5 \text{ А}$; $I_T = 40 \text{ кА}$; $t_T = 3 \text{ с}$; $S_2 = \text{до } 100 \text{ ВА}$; $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$. Класс точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 5.

Идентично произведем проверку параметров на соответствие уравнениям (58-71):

Произведем проверку параметров на соответствие уравнениям:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ};$$

- по номинальному рабочему току:

$$I_{раб} = 264,24 \text{ А} \leq I_{1ном} = 300 \text{ А},$$

$$\text{где } I_{раб} = \frac{16000}{1,73 \cdot 35} = 264,24 \text{ А};$$

- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = 4,77 \text{ кА} \leq i_{дин} = 102 \text{ кА};$$

- по термической стойкости:

$$t_{откл} = 0,01 + 0,06 = 0,075 \text{ с}.$$

Так как $t_{откл} = 0,06 \text{ с} < t_{терм} < 3 \text{ с}$, то для вычисления применим формулу (55):

$$B_{к.выкл} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 112 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

Вычислим:

$$B_{к.расч} = (1,99 \cdot 10^3)^2 (0,07 + 0,03) = 0,4 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

В итоге:

$$B_{к.расч} = 0,4 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с} \leq B_{к.выкл} = 112 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

- по вторичной нагрузке:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{300}{5^2} = 12 \text{ Ом.}$$

По уравнению 70 вычисляем сопротивление амперметров:

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 12 - 0,02 - 0,1 = 11,88 \text{ Ом.}$$

Тогда сечение проводов будет:

$$s = \frac{0,0175 \cdot 125}{11,88} = 0,18 \text{ мм}^2,$$

где $l_p = l = 125$ м – расчетная длина провода до приборов для РУ 35 кВ при присоединении в полную звезду.

Таким образом принимаем медный провод сечением 2,5 мм² для вторичных цепей. Переносим расчетные данные в таблицу 9.

Таблица 9 – Сравнительные параметры трансформатора тока

Трансформатор тока ТРГ-35 УХЛ1		
Расчетные характеристики	Каталожные характеристики	Соответствие
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 264,24 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 4,77 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.расч}} = 0,4 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к.выкл}} = 112 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.выкл}}$
$R_{\text{пр}} \leq 0,02 \text{ Ом}, R_{\text{к}}=0,1 \text{ Ом}, Z_{2\text{ном}} = 12 \text{ Ом}, R_{\text{пр}} = 11,88 \text{ Ом},$ провода с медными жилами $s = 2,5 \text{ мм}^2$		

Габаритные размеры трансформатора тока ТРГ-35 представим на рисунке 16.

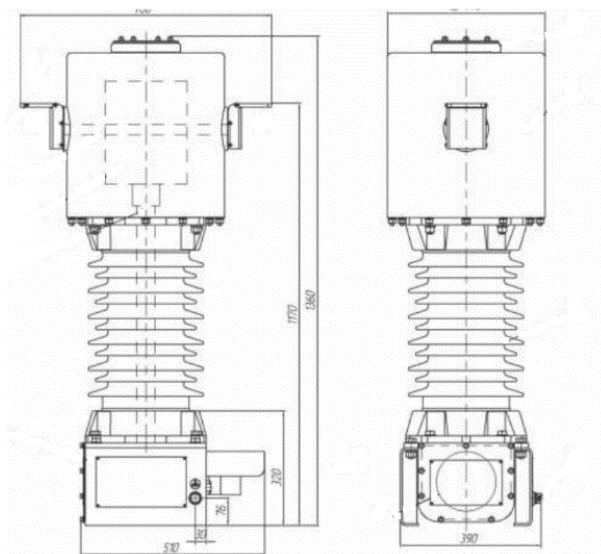


Рисунок 16 - Габаритные размеры трансформатора тока ТРГ-35 УХЛ1

Выбранные трансформаторы тока марки ТРГ практически не нуждаются в обслуживании. Предназначены для защиты, измерений и коммерческого учёта на подстанции. Средний срок службы составляет 40 лет.

3.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для образования вторичных цепей напряжения, которые используются для питания цепей учета, контроля уровней напряжения на секциях шин, определения однофазных замыканий на землю в сети. Трансформаторы напряжения подключаются к шинам через разъединители. Вторичные цепи трансформаторов напряжения собираются в клеммных шкафах на ОРУ. Контроль наличия и величины напряжения на шинах осуществляется с помощью киловольтметрового переключателя с положениями: А-В, В-С, С-А, А-О, В-О, С-О.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции при неменяющейся частоте переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения.

К трансформатору напряжения НДКМ - 110 УХЛ1 будут подключаться цепи питания релейной защиты, АИИС КУЭ и цепи метрологии общей суммарной нагрузкой до 200 ВА.

Технические характеристики трансформатора напряжения НДКМ-110УХЛ1 [23]: $U_{\text{ном}} = 110$ кВ; $S_{\text{ном}} = 200$ ВА.

Номинальная мощность составит:

$$S_{\text{ном}} = n \cdot S_{\text{ном}} \quad (72)$$

где n – количество фаз

$$S_{\text{ном}} = 3 \cdot 200 = 600 \text{ ВА.}$$

Номинальную мощность приборов упрощенно имеет вид:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (73)$$

Сводим данные действующей нагрузки в таблицу 10.

Таблица 10 – Сводные данные по загруженности трансформатора напряжения

Название цепей	Вид мощности	
	Активная P, Вт	Реактивная Q, вар
Цепи релейной защиты и автоматики	34	-
АИИС КУЭ (ТОК-С)	34	69
Метрология	40	-
Всего	104	69

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{104^2 + 69^2} = 124,81 \text{ ВА.}$$

Укажем следующие характеристики в таблице 11. Габаритные размеры трансформатора напряжения НДКМ представим на рисунке 17.

Таблица 11 – Технические характеристики трансформатора напряжения

Характеристика	Данные
Номинальное напряжение обмоток, В: первичной основных вторичных дополнительной вторичной	110000 / $\sqrt{3}$ 100 / $\sqrt{3}$ 100
Вторичная нагрузка, ВА: расчетная номинальная	124,81 200
Схема и группа соединения	1/1/1/1-0-0-0
Предельная мощность, ВА	2000
Номинальная емкость, пФ	18000
Класс точности	0,5

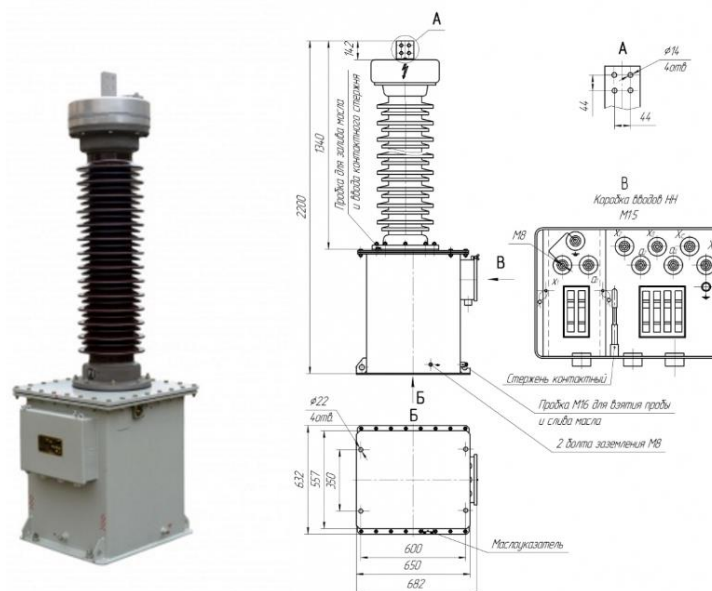


Рисунок 17 - Габаритные размеры трансформатора напряжения НДКМ-110УХЛ1

Для сети 35 кВ выбираем однофазный с естественным масляным охлаждением трансформатор напряжения типа ЗНОМ-35 У1 изображенный на рисунке 18.

К нему будут подключаться цепи питания релейной защиты, АИИС КУЭ и цепи метрологии общей суммарной нагрузкой до 150 ВА.

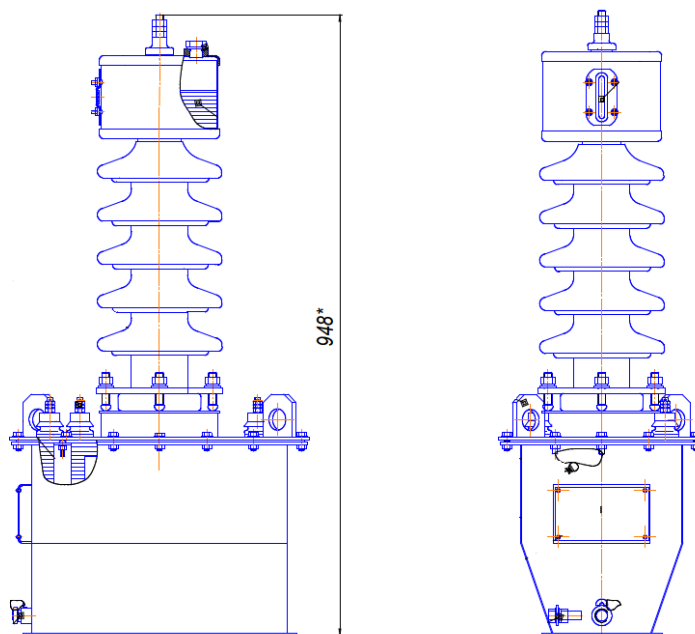


Рисунок 18 - Габаритные размеры трансформатора напряжения
ЗНОМ-35 У1

Таблица 12 – Технические характеристики трансформатора напряжения

Характеристика	Данные
Номинальное напряжение обмоток, В: первичной основных вторичных дополнительной вторичной	$35000/\sqrt{3}$ $100/\sqrt{3}$ $100/3$
Вторичная нагрузка, ВА: номинальная	150
Схема и группа соединения	1/1/1-0-0
Предельная мощность, ВА	1000
Класс точности	0,5

3.7 Выбор и проверка оборудования на стороне 10 кВ

В действующем КРУН серии К-59ХЛ1 выполненного по ГОСТУ 14693-77 и установленного в 1987 году необходимо заменить масляные выключатели марки ВК-10 на вакуумные выключатели.

Поэтому намечаем к установке вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1600 У2, имеющий следующие параметры [22]: $U_{ном} = 10$ кВ; $I_{ном} = 1600$ А; $I_{пр.с} = 20$ кА; $i_{пр.с} = 51$ кА; $i_{вкл.ном} = 51$ кА; $I_{вкл.ном} = 20$ кА; $I_{откл.ном} = 20$ кА; $\beta_{норм} = 40$ %; $I_T = 20$ кА; $t_T = 3$ с; $t_{св} = 0,03$ с; $t_{пв.откл} = 0,05$ с.

Произведем проверку параметров на соответствие условиям по формулам (41-57):

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ.}$$

- по номинальному рабочему току:

$$I_{раб} = 924,86 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А,}$$

$$\text{где } I_{раб} = \frac{16000}{1,73 \cdot 10} = 924,86 \text{ А;}$$

- по максимальному току:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{16000}{1,73 \cdot 10} = 1294,8 \text{ А;}$$

$$I_{max} = 1294,8 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А;}$$

- по отключающей способности:

- на симметричный ток отключения:

$$I_{н,т} = 4,81 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 20 \text{ кА;}$$

- на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$\tau = t_{pz} + t_{cv} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с},$$

$$i_{a,\tau} = 1,41 \cdot 4,81 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,04}} = 1,51 \text{ кА},$$

где $T_a = 0,04$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, для сетей 10 кВ таблица 5.1 [6].

$$i_{a,ном} = \left(1,41 \cdot \frac{40}{100}\right) \cdot 20 = 11,28 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = 1,51 \text{ кА} \leq i_{a,ном} = 11,28 \text{ кА}.$$

Вышеуказанное действие выполняется, таким образом производить проверку отключающей способности выключателя по полному току короткого замыкания нет надобности.

- По включающей способности:

$$I_{п,0} = 4,81 \text{ кА} \leq I_{вкл.норм} = 51 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 11,28 \text{ кА} \leq i_{вкл.норм} = 51 \text{ кА};$$

- по предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость:

$$I_{п,0} = 4,81 \text{ кА} \leq I_{пр.с} = 20 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 11,28 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 51 \text{ кА};$$

- по тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$t_{откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}.$$

Так как $t_{откл} = 0,06 \text{ с} < t_{терм} < 3 \text{ с}$, то:

$$B_{к.выкл} = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 24 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с}.$$

Вычислим:

$$B_{к.расч} = (4,81 \cdot 10^3)^2 (0,06 + 0,04) = 2,31 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с}.$$

В итоге:

$$B_{к.расч} = 2,31 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с} \leq B_{к.выкл} = 24 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с}.$$

Следовательно, выбранный вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2000 У2 отвечает всем условиям выбора и проверки. Сведем вычисленные итоги, каталожные характеристики и условия выбора выключателя в таблицу 13 [22].

Таблица 13 - Сравнительные параметры выключателя

Выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2000 У2		
Расчетные характеристики	Каталожные характеристики	Соответствие
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 462,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_{max} = 647,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п,τ} = 4,81 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,τ} \leq I_{откл.ном}$
$I_{п,0} = 4,81 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{вкл.ном}$
$i_{a,τ} = 0,92 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 17,82 \text{ кА}$	$i_{a,τ} \leq i_{a.ном}$
$I_{п,0} = 4,81 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 81 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{пр.с}$
$i_{уд} = 17,82 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}$
$i_{уд} = 17,82 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}$
$B_{к.расч} = 2,08 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с}$	$B_{к.выкл} = 59,5 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с}$	$B_{к.расч} \leq B_{к.выкл}$

Продолжение таблицы 14 – Техническая характеристика КРУН

Данные	Характеристика
Марка ТН-10	НАМИ-10 У2
Тип В-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1600 У2
Количество ячеек ввода	2 шт.
Число ячеек секционирования	2 шт.
Число ячеек отходящих линий	18 шт.
Число ячеек с ТН-10	2 шт.

Выводы по разделу 3.

Подводя итоги раздела 3, отметим, что на основе проведенного расчета токов КЗ были выбраны: высоковольтные аппараты защиты, вакуумные выключатели 10, 35, 110 кВ, которые будут обеспечивать безотказную коммутационную работу в аварийных и эксплуатационных режимах; новые разъединители горизонтально-поворотного типа, создающие необходимую коммутацию сети при ремонтах и эксплуатации; отдельно стоящие трансформаторы тока и напряжения, обеспечивающие работу защит и учета электроэнергии.

4 Оперативный ток и собственные нужды подстанции

Оперативный ток на подстанции применяется постоянный от аккумуляторной батареи, выпрямленный и переменный получающий питание от трансформаторов напряжения.

Щит постоянного тока предназначен для подключения источников питания аккумуляторной батареи и зарядного устройства и распределения электроэнергии по группам электроприемников системы оперативного тока.

Источником питания постоянного тока на подстанции является - герметичная аккумуляторная батарея марки АКБ Sonnenschein серии А400, которая в процессе всего срока эксплуатации не обслуживается, что существенно сокращает производственные расходы на этот вид электрооборудования.

Для реконструируемой подстанции в соответствии с требованиями [3], установка дополнительной аккумуляторной батареи не требуется, так как это необходимо только для подстанций с высшим классом напряжения 220 кВ и более или 110 кВ с более чем тремя выключателями в распределительном устройстве высшего напряжения.

Аппарат управления оперативным током (АУОТ) АУОТ-М2-20-220-1-УХЛ4 установлен в ОПУ и предназначен для бесперебойного питания потребителей постоянного тока стабилизированным напряжением от 24В до 220В и обеспечения заданных режимов заряд и под заряд аккумуляторных батарей, с контролем их состояния и работает в буферном режиме с нагрузкой. Аккумуляторная батарея состоит из 17 необслуживаемых герметизированных аккумуляторов типа А512, емкостью 85 А/часов. Также обеспечивает полный контроль за состоянием аккумуляторной батареи и состоянием изоляции вторичных цепей нагрузки, которая установлена не ниже 50 кОм. При ее дальнейшем снижении на панели индикации загорается красная лампочка «авария» и работает сигнализация. АУОТ состоит из двух устройств. Самого зарядного устройства с жидкокристаллическим дисплеем, верхняя часть

шкафа и распределительного шкафа ШР его нижняя часть. АУОТ, при коротком замыкании или перегрузке на выходе, переходит в режим стабилизации заданного значения тока, за счет снижения выходного напряжения. При пропадании или снижении напряжения питающей сети по основной или резервным линиям ниже допустимого предела, переключается на линию с нормальным питанием с сохранением режима работы. На рисунке 20 представлена схема цепей оперативного тока от АУОТ. Схему АВР оперативного тока, собираем на промежуточных реле РП-25.

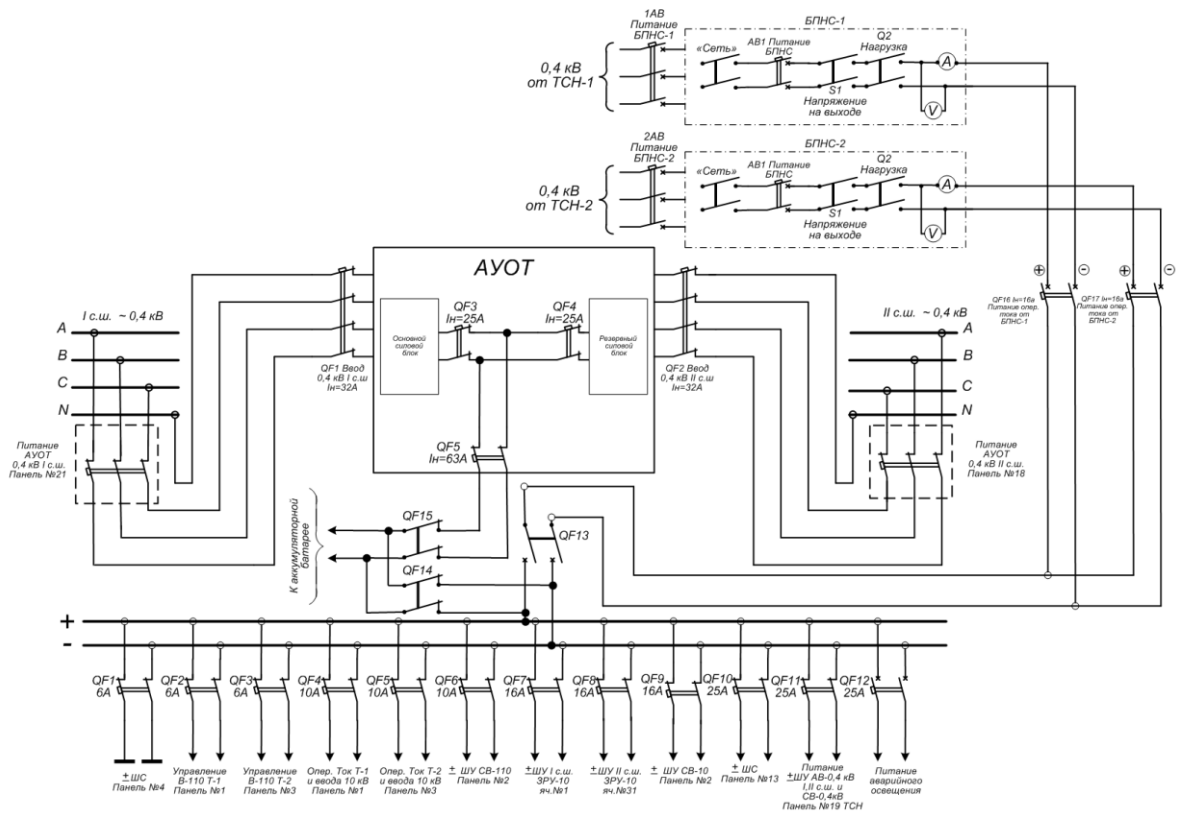


Рисунок 20 - Схема цепей оперативного тока ПС Редуктор от АУОТ

Система питания собственных нужд подстанции — это многофункциональный узел, обеспечивающий питанием такие узлы:

- аварийное и рабочее освещение ОРУ, КРУН, ОПУ;
- электроотопление;
- электроподогрев;

- охлаждение трансформаторов;
- питание аппаратуры связи и телемеханики;
- прочая ремонтная нагрузка.

В свою очередь этот узел необходимо защищать от перегрузки и перенапряжений, поэтому ТСН подключаются через предохранители.

Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение ТСН к разным источникам питания. На стороне НН ТСН должны работать раздельно. В схеме собственных нужд должен быть предусмотрен АВР [19].

Условие присоединения ТСН после силового трансформатора обеспечит работу подстанции в независимости присутствия напряжения в сети 10 кВ. Вид присоединения ТСН к силовому трансформатору показан на рисунке 21.

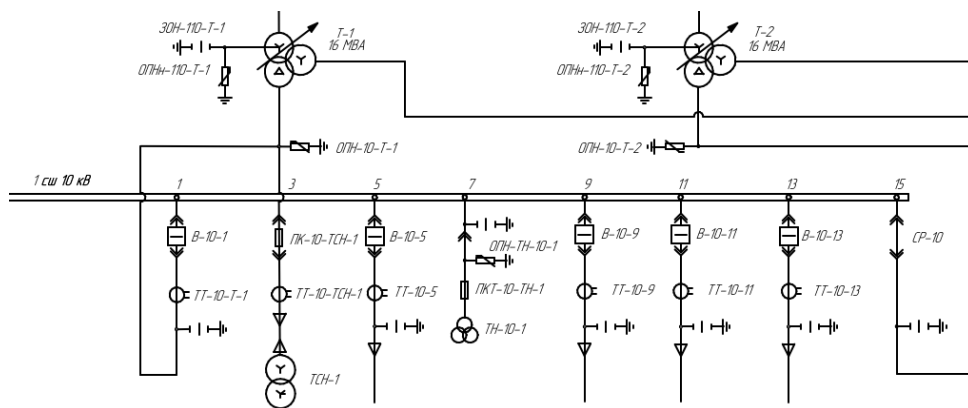


Рисунок 21 - Присоединение ТСН с постоянным оперативным током

Вычислим требуемую мощность ТСН с учетом установленного оборудования. Мощность ТСН с учетом коэффициента спроса составит:

$$S_{ТСН} \geq k_c \cdot S_{СН} \quad (74)$$

где k_c – коэффициент спроса, принимаем 0,8;

$S_{СН}$ – мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, принимаем 200 кВА.

$$S_{ТСН} \geq k_c \cdot S_{СН} = 0,8 \cdot 200 = 160 \text{ кВА.}$$

Для электропитания предусматриваем, взамен ТМ-100, два масляных трансформатора собственных нужд типа ТМГ-160 напряжением 10/0,4 кВ со схемой и группой соединения обмоток Δ/Y_H – 11 мощностью 160 кВА, устанавливаем их на железобетонные приставки рядом с силовыми трансформаторами, питание будет выполняться через ячейку КРУН кабельными вставками. Так как напряжение КЗ этого трансформатора $u_k = 4\%$ и он защищен со стороны ВН предохранителями одна из наиболее надежных защит от сквозных КЗ будет обеспечиваться при применении схемы соединения обмоток Δ/Y_H , поэтому эту схему и выберем для ТСН.

АВР собственных нужд собираем на силовых пускателях марки ПМА-6102У4В в шкафу ввода трансформаторов собственных нужд. АВР будет работать при исчезновении напряжения на питающей секции шин 0,4 кВ ТСН при условии отключения схемой АВР вводного автомата этой секции шин. Контроль наличия напряжения на ТСН-1 и ТСН-2 выполняет реле времени, подключенное до вводного автомата 0,4 кВ ТСН-1, ТСН-2. Напряжение 0,4 кВ с выводов 0,4 кВ ТСН-1 и ТСН-2 по кабелям подается на вводные автоматы щита собственных нужд «Ввод 0,4 кВ ТСН-1» и «Ввод 0,4 кВ ТСН-2» ОПУ панели №19. Управление вводными автоматами выполняется ключами управления на панели №19: КУ «Ввод-0,4кВ ТСН-1, КУ «Ввод 0,4кВ ТСН-2» На этой же панели установлен секционный автомат СВ-0,4кВ. Он управляется ключом КУ «Секционный ВВ-0,4кВ». На секционном автомате имеется схема АВР. Ввод и вывод схемы АВР выполняется ключом КУ «АВР СВ-0,4». Красный светодиод указывает на включённое положение выключателей, зелёный на их отключённое положение. Ключ АВР: «включено»-вертикально вверх, «отключено» - влево. Схема АВР работает при исчезновении напряжения на С.Ш.-0,4 кВ при условии отключения схемой АВР вводного автомата этой секции шин. Контроль наличия напряжения на ТСН-1, ТСН-2 выполняет реле времени подключенное до вводного автомата 0,4кВ ТСН-1, ТСН-2. Запитана схема АВР-0,4кВ от автоматов «Питание автоматики АВР ТСН-1, ТСН-2, которая смонтирована в нижней части панели №19.

Оперативный ток шинок \pm ШП для питания соленоидов включения ячеек 10кВ и СВ-110 образуется от двух выпрямительных устройств комплексного питания УКП, установленных в ОПУ 10кВ, запитаны УКП от автоматов I и II СШ-0,4кВ щита собственных нужд.

Схема соединения СН с АВР представлена на рисунке 22.

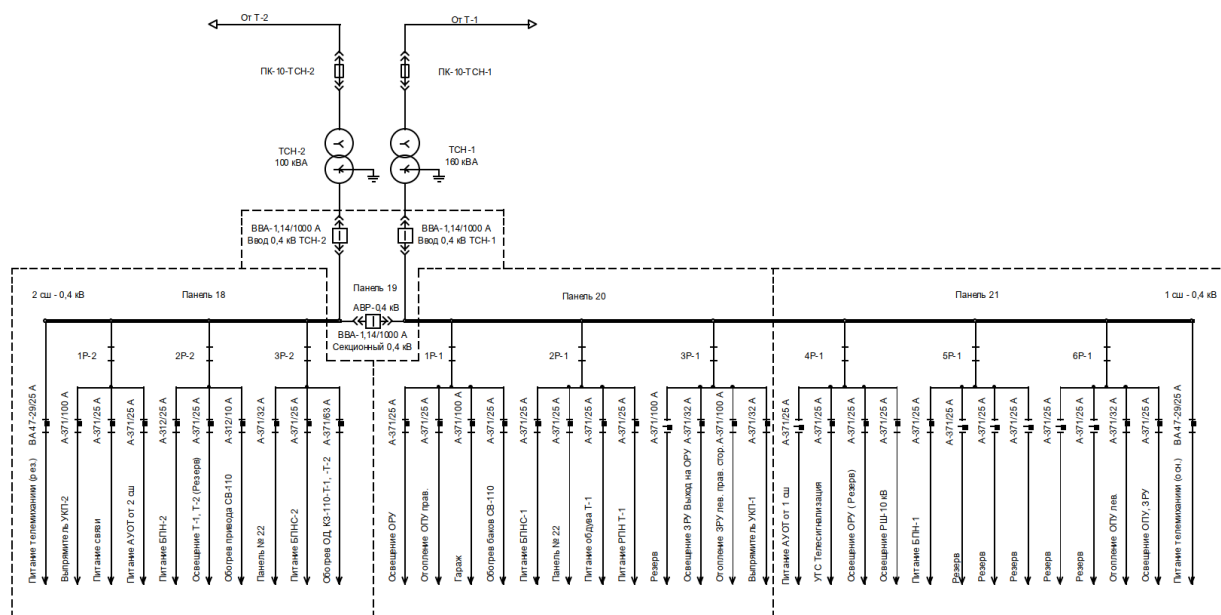


Рисунок 22 - Схема соединения СН с АВР

Выводы по разделу 4.

На подстанции собраны щит собственных нужд и щит постоянного тока. Система оперативного тока, на базе необслуживаемой аккумуляторной батареи и АУОТ, обеспечит рабочее и резервное питание внутренних электроприемников подстанции.

Подводя итоги выбора ТСН, отмечаем, что выбранные трансформаторы ТМГ-10 при правильной эксплуатации надежно обеспечат электроснабжением собственных потребителей подстанции.

5 Расчет заземления подстанции

Заземляющее устройство (ЗУ) должно обеспечить защиту от поражения электрическим током (электробезопасность персонала) при появлении потенциалов на открытых проводящих частях в нормальных и аварийных режимах работы электроустановок.

ЗУ должно обеспечить надёжное заземление устройств молниезащиты и ограничителей перенапряжений. В соответствии с этим грозовые и коммутационные перенапряжения, воздействующие на изоляцию первичного и вторичного оборудования соответствующего класса напряжения, не должны превышать допустимых уровней.

ЗУ предназначено также для реализации рабочего заземления электроустановок всех напряжений [18].

Необходимо выполнить расчет и выбор заземляющего устройства для вновь проектируемого открытого распределительного устройства 35 кВ с сопротивлением ЗУ не более 0,5 Ом [12].

Заданными параметрами для расчета заземляющего устройства ОРУ 35 кВ подстанции «Редуктор» будут:

- длина вертикальных стержней $l = 5$ м;
- диаметр вертикальных стержней, тогда для полосы со стороной $b=40$ мм, $d = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,04 = 0,038$ м;
- глубина заложения горизонтальных полос для заземления $t = 0,7$ м; для суглинка увлажненного значение удельного сопротивления составит $\rho_{гр} = 60$ Ом·м;
- нормативное сопротивление ЗУ $R_3 = 0,5$ Ом.

Рассчитаем сопротивление по уравнению:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[\lg \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} \right) \right], \quad (75)$$

где $\rho_{расч}$ – сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности;

$$\text{где } t' = t + 0,5 \cdot l = 0,7 + 0,5 \cdot 5 = 3,2 \text{ м;} \quad (76)$$

$$\rho_{\text{расч}} = \rho_{\text{гр}} \cdot K_c, \text{ Ом} \quad (77)$$

где K_c – коэффициент сезонности, для II климатической зоны;

$$K_c = 1,25.$$

$$\rho_{\text{расч}} = 60 \cdot 1,25 = 75 \text{ Ом},$$

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 75}{5} \cdot \left[\lg \left(\frac{2 \cdot 5}{0,038} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) \right] = 14 \text{ Ом}.$$

Далее произведем вычисления числа вертикальных стержней:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c}, \quad (78)$$

где $n_c = 0,78$ – коэффициент использования вертикальных стержней.

$$N_c = \frac{14}{0,5 \cdot 0,78} = 35,9 \approx 36 \text{ шт.}$$

Находим сопротивление растекания тока горизонтальной заземляющей полосы:

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.г.}}}{L} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t} \right), \text{ Ом} \quad (79)$$

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot 270}{64} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 64^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 8,47 \text{ Ом}.$$

где $L = (A + B) \cdot 2 = (20 + 16) \cdot 2 = 72 \text{ м}$ – длина горизонтальной

заземляющей полосы по периметру ОРУ 35 кВ;

$\rho_{\text{расч.г.}}$ – расчетное сопротивление горизонтальной заземляющей

полосы с учетом коэффициента сезонности во второй

климатической зоне.

$$\rho_{\text{расч.г.}} = k'_c \cdot \rho_{\text{гр}}, \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (80)$$

$$\rho_{\text{расч.г.}} = k'_c \cdot \rho_{\text{гр}} = 4,5 \cdot 60 = 270 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

где $k'_c = 3,5-4,5$ – значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта во II климатической зоне.

Вычисляем сопротивление вертикальных заземляющих стержней:

$$R = \frac{R_{\Pi} \cdot R_3}{R_{\Pi} + R_3}, \text{ Ом} \quad (81)$$
$$R = \frac{8,47 \cdot 0,5}{8,47 + 0,5} = 0,47 \text{ Ом.}$$

Вычисляем уточненное количество вертикальных заземляющих стержней:

$$N'_c = \frac{R_c}{R \cdot n_c} \quad (82)$$
$$N'_c = \frac{14}{0,47 \cdot 0,78} \approx 38 \text{ шт.}$$

Итак, мы выполнили расчет контура заземления для вновь сооружаемого ОРУ 35 кВ подстанции «Редуктор» и выявили, что количество вертикальных стержней составило 38 шт.

Вертикальные стержни расположим по всей площади заземляющего устройства ОРУ 35, которые затем объединим методом сварного соединения с существующим заземляющим контуром не меньше чем в двух местах.

В соответствии с рекомендациями предусматриваем прокладку дополнительных вертикальных электродов в местах повышенных импульсных потенциалов и повышенных напряжений прикосновения [17]. Таким образом, дополнительные электроды располагаем рядом с проектируемыми молниеприемниками в количестве четырех штук у каждого молниеприемника, а также планируем выполнить прокладку дополнительных горизонтальных заземлителей для снижения разностей потенциалов по ЗУ.

Выводы по разделу 5.

Расчетное значение сопротивления ЗУ подстанции 0,47 Ом, что меньше 0,5 Ом. Рассчитанное количество вертикальных стержней 38 штук, которое

необходимо для создания ЗУ ОРУ 35 кВ. Рядом с молниеотводами устанавливается по четыре вертикальных стержня, соединенных соответственно с горизонтальной полосой с общим ЗУ.

Расчетные характеристики заземляющего устройства будут поддерживать требования по обеспечению электробезопасности обслуживающего персонала, а также они будут обеспечивать в аварийных и нормальных условиях очень важные эксплуатационные функции. Например, это – такие как:

- отвод в грунт токов молнии,
- действие защит от перенапряжений,
- действие релейных защит от замыкания на землю и др..

Созданный общий контур заземления подстанции будет являться единой безопасной системой заземления подстанции, соответствующей требованиям ПУЭ.

6 Расчёт молниезащиты подстанции

При разряде молнии в объект ток оказывает тепловые, механические и электромагнитные воздействия. Чтобы при прямом ударе молнии не было разрушений электрооборудования подстанции производится расчёт защитных зон в соответствии с руководящими документами и стандартом организации [14,16].

Обособленная территория подстанции «Редуктор» находится в районе со среднегодовой продолжительностью гроз от 60 до 80 часов [12]. Подстанция – это специальный объект с ограниченной опасностью [16]. Все устройства подстанции необходимо защищать молниеотводами с зоной защиты для специальных объектов [16]. Требуемый уровень надежности составляет $P_3=0,9$.

Для молниезащиты ПС 35–110 кВ, как правило, используются молниеотводы, установленные на прожекторных мачтах, на опорах ВЛ и порталах ОРУ [18].

Заземлители отдельно стоящих молниеотводов в ОРУ присоединяются к заземляющему устройству ОРУ (ПС) при соблюдении указанных условий установки молниеотводов [18].

В соответствии с результатами расчета будут сооружаться стержневые молниеотводы, собранные на прожекторных мачтах марки ПМС-24.0 [15].

На рисунке 23 представлена схема горизонтальных и вертикальных сечений областей защиты двойного стержневого молниеотвода.

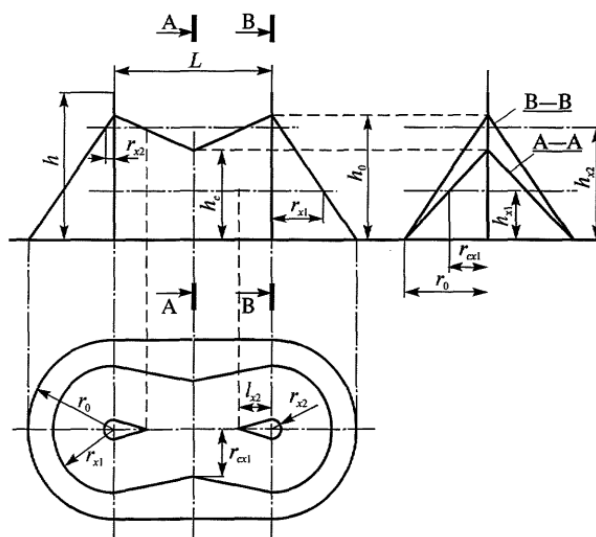


Рисунок 23 - Схема горизонтальных и вертикальных сечений зон защиты двойного стержневого молниеотвода

Произведем расчет зоны защитного действия для системы молниеотводов. Исходными параметрами будут верхняя точка молниеотвода от уровня планировки - 31,75 метра и высота защищаемого объекта 15 м.

Зоной защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов высотой h , является круговой конус высотой h_0 и радиусом на уровне земли r_0 будет:

$$r_x = r_0 \cdot \frac{h_0 - h_x}{h_0}, \text{ м} \quad (83)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \text{ м} \quad (84)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \text{ м} \quad (85)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 31,75 = 27 \text{ м},$$

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 31,75 = 38,1 \text{ м},$$

$$r_x = r_0 \cdot \frac{h_0 - h_x}{h_0} = 38,1 \cdot \frac{27 - 15}{27} = 16,9 \text{ м}.$$

Тогда для надежности защиты $P_3=0,9$:

Если $L_{M-M} < L_c$, то: $h_c = h_0$, м,

Если $L_c \leq L_{M-M} < L_{max}$:

$$h_c = \frac{(L_{max}-L)}{(L_{max}-L_c)} \cdot h_0, \text{ м} \quad (86)$$

$$L_{max}=5,75 \cdot h, \text{ м} \quad (87)$$

$$L_c=2,5 \cdot h, \text{ м} \quad (88)$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c-h_x}{h_c}, \text{ м} \quad (89)$$

Тогда для пары молниеотводов М1-М2 выполним расчет:

$$L_{M-M}=23,5 \text{ м}; L_{M-M}<L_c; 23,5\text{ м} < 79,4 \text{ м};$$

$$h_c = \frac{(182,6 - 23,5)}{(182,6 - 79,4)} \cdot 27 = 41,6 \text{ м}$$

$$L_{max}=5,75 \cdot 31,75=182,6 \text{ м},$$

$$L_c=2,5 \cdot 31,75=79,4 \text{ м},$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c-h_x}{h_c} = 38 \cdot \frac{41,6-15}{41,6} = 24,3 \text{ м}.$$

Расчетные данные оставшихся четырёх молниеотводов укажем в сводной таблице 15.

Таблица 15 – Сводная таблица защитных зон

Молниеотводы	L_{M-M} , м	L_c , м	h, м	h_0 , м	h_x , м	r_0 , м	r_x , м	h_c , м	r_{cx} , м
М1-М2	23,5	79,4	31,75	27	15	38,1	16,9	31,6	24,3
М1-М3	44,3	79,4	31,75	27	15	38	16,9	26,2	42,3
М1-М4	19,4	79,4	31,75	27	15	38	16,9	32,7	18,7
М2-М3	21,2	79,4	31,75	27	15	38	16,9	32,2	24,5
М2-М4	26,5	79,4	31,75	27	15	38	16,9	30,8	24
М3-М4	46	79,4	31,75	27	15	38	16,9	25,7	46

Для защиты всей зоны подстанции размерами 43х78 м необходимо установить 4 стержневых молниеотвода. Молниеотвод марки ПМС -24.0 представлен на рисунке 24.

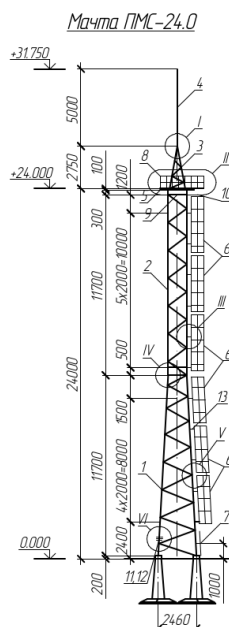


Рисунок 24 - Конструктивные размеры молниеприемника на прожекторной мачте марки ПМС-24.0

На основании расчетных данных построим на чертеже (схема молниезащиты ПС) защитные зоны 4 стержневых молниеотводов.

Выводы по разделу 6

Молниеотводы – металлоконструкции, в обязательном порядке необходимые для защиты объектов от прямого попадания молнии и связанных с этим явлением опасностей. Поэтому при строительстве обязательно предусмотрели четыре стержневых молниеотвода требуемого типа. Расчет проводился по типовым формулам с учетом табличных данных.

Правильно выполненный расчет позволит минимизировать риск попадания молнии, что, соответственно, позволит свести к минимуму вероятность возгорания, повреждения аппаратуры, техники и оборудования в защищаемых зонах реконструированной подстанции.

Заключение

Реконструкция электрической части подстанции 110 кВ «Редуктор» сопровождалось выполнением расчетов, изучением схем компоновки и поиском нового современного оборудования для этой подстанции.

При выборе и обосновании, проверке и выполнении расчетных данных силового электрооборудования в обязательном порядке учитывались требования нормативных документов указанных в списке используемых источников.

В соответствии с установленной целью в ВКР были выполнены следующие задачи:

- выбрана надежная схема ОРУ 110 кВ «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», основу которой составили современные вакуумные выключатели и разъединители;
- осуществился перевод питания по стороне 35 кВ с тупиковой ПС 110 кВ «Барыш тяговая» на проходную ПС 110 кВ «Редуктор», т. е. новым спроектированным ОРУ 35 кВ;
- проверены и рассчитаны электрические нагрузки новых установленных трехобмоточных трансформаторов ТДТН, рассчитанных на длительный срок эксплуатации.
- выполнены расчеты и проектирование заземления и молниезащиты подстанции.

Таким образом, выполненная работа по реконструкции большей части устаревшего электрооборудования и устройств обеспечивающих нормальный режим работы подстанции, решила все поставленные задачи, достигнув высоких и значимых показателей надежности, а также минимизировала и устранила возможные риски нарушения электроснабжения.

Высвободившийся мощностной ресурс в первую очередь в виде двух трансформаторов, будет применен на другую понизительную двух

трансформаторную подстанцию 110/10 кВ, которая работает с одним трансформатором, а второй расшинован и не пригоден для работы, в связи с отрицательными характеристиками по многим параметрам. Второй трехобмоточный трансформатор составит ремонтный резерв оборудования предприятия.

Рекомендованным направлением для дальнейшего исследования, реконструкции и модернизации подстанции «Редуктор» будет проведение расчетов и выбор приборов релейной защиты и автоматики, системы АИИС КУЭ, освещения (установка прожекторов и расчет освещения), а также пожарной безопасности (увеличение маслоприемников под силовые трансформаторы) и экологической составляющей проекта, что позволит сформировать наиболее полный объем средств и электрооборудования современной цифровой понизительной подстанции напряжением 110/35/10 кВ, который обеспечивает надежную и бесперебойную энергетическую обстановку всех потребителей города Барыша и Барышского района.

Список используемых источников

1. АО «Уралэлектротяжмаш» - г. Екатеринбург – [Электронный ресурс] – URL: <https://www.uetm.ru/ru/catalog-produktsii/cat/Elegazovyetransformatorytokatrg/> (дата обращения: 20.05.2024).
2. ГОСТ 12965-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012412> (дата обращения: 20.05.2024).
3. ГОСТ 14209–85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – [Электронный ресурс] – URL: docs.cntd.ru/document/gost-14209-85 (дата обращения: 20.05.2024).
4. ЗЭТО: / ЗАО «ЗЭТО» Завод электротехнического оборудования. – Великие Луки. – [Электронный ресурс] – URL: <https://zeto.ru/rg-110-kv/> (дата обращения: 20.05.2024).
5. ЗЭТО: / ЗАО «ЗЭТО» Завод электротехнического оборудования. – Великие Луки. – [Электронный ресурс] – URL: <https://zeto.ru/wp-content/uploads/2021/11/RG35-500-1.pdf> (дата обращения: 20.05.2024).
6. Кокин С. Е. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса : учебное пособие : Рекомендовано методическим советом Уральского федерального университета для студентов вуза, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 — Электроэнергетика и электротехника / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев ; научный редактор А. А. Суворов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина. — Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2018. — 192 с. — ISBN 978-5-7996-2351-7.
7. Методические указания по оформлению выпускных квалификационных работ по программам бакалавриата, программам специалитета, программам магистратуры: Тольяттинский государственный

университет. – Тольятти, 2024. – 39 с. – [Электронный ресурс] – URL: https://www.tltsu.ru/education/ucheb_process_doc (дата обращения: 20.05.2024).

8. ООО ГК «Лекс» – [Электронный ресурс] – URL: <http://www.lexprom.ru/produktsiya/energeticheskoe-oborudovanie/vysokovoltnye-nizkovoltnye-kommutatsionnye-apparaty/vyklyuchateli-vakuumnye-na-klass-napryazheniya-275-i-35-kv-ukhl1/vbps-35-25630-1000-vyklyuchatel-vakuumnyj-privod-elektromagnitnyj.html> (дата обращения: 20.05.2024).

9. ООО «НТЭАЗ Электрик» – Высоковольтный союз. – Екатеринбург. - [Электронный ресурс] – URL: <https://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/cb110kv/vrs110-.htm> (дата обращения: 20.05.2024) (дата обращения: 20.05.2024).

10. ООО «ЭНЕРГОБАЗИС» - Продажа электротехнического оборудования. - Москва. – [Электронный ресурс] – URL: <https://energobasis.ru/silovye-transformatory/tdtn-trdns/transformator-tdtn-16000kva-110-38-11kv> (дата обращения: 20.05.2024).

11. Положение о выпускной квалификационной работе: утверждено решением № 25 от 28 апреля 2022 года / Тольяттинский государственный университет. – Тольятти, 2022. – 31 с. – [Электронный ресурс] – URL: https://www.tltsu.ru/education/ucheb_process_doc (дата обращения: 20.05.2024).

12. Правила устройства электроустановок. Утверждены приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 года № 242: дата введения 2003-11-01 / Министерство энергетики Российской Федерации. – [Электронный ресурс] – <https://meganorm.ru/Data2/1/4294849/4294849522.htm> (дата обращения: 20.05.2024).

13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : утверждены Департаментом стратегии развития и научно-технической политики [РАО «ЕЭС России»] 23 марта 1998 года / разработаны Московским энергетическим институтом (техническим университетом); – [Электронный ресурс] – URL:

www.gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817179.pdf (дата обращения: 20.05.2024).

14. РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – [Электронный ресурс] – URL: <https://www.gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817904.pdf> (дата обращения: 20.05.2024).

15. Серия 3.407.9-172 Типовые строительные конструкции, изделия и узлы. Прожекторные мачты и отдельно стоящие молниеотводы. Выпуск 1. Монтажные схемы, узлы, рабочие чертежи. – [Электронный ресурс] – URL: <https://www.gostrf.com/normadata/1/4293842/4293842600.pdf> (дата обращения: 20.05.2024).

16. СО 153-34.24.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – [Электронный ресурс] – URL: <https://www.gostrf.com/normadata/1/4294815/4294815349.pdf> (дата обращения: 20.05.2024).

17. СТО 34.01-3.1-002-2016. Типовые технические решения подстанций 6–110 кВ: – [Электронный ресурс] – URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/533/hpwo5klejy5ri5x6axqyi0bni1nbqssz/%D0%A1%D0%A2%D0%9E%2034.01-3.1-002-2016%D0%B8%D0%B7%D0%BC1%D0%B8%D1%81%D0%BF%D1%80%20%D1%87%D0%B5%D1%80%D1%82%D0%B5%D0%B6.pdf> (дата обращения: 20.05.2024).

18. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.[Москва]: ФСК ЕЭС, 2012. – 63 с. – [Электронный ресурс] – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/20.135_sto_56947007-29.130.15.114-2012_n.pdf (дата обращения: 20.05.2024).

19. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС) – [Электронный ресурс] – URL: www.fsk-

ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017.pdf (дата обращения: 20.05.2024)

20. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. – [Электронный ресурс] – URL: www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf (дата обращения: 20.05.2024)

21. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. – [Электронный ресурс] – URL: www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf (дата обращения: 20.05.2024)

22. Электрощит Самара // ГК «Новые технологии» : – [Электронный ресурс] – URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/54c/re_vvu_e_256.015_10_31_5_electroshield.ru.pdf (дата обращения: 20.05.2024).

23. Энергия. Раменский электротехнический завод – [Электронный ресурс] – URL: <https://www.ramenergy.ru/products/ndkm-110-ukh11-/> (дата обращения: 20.05.2024).