

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 подстанции 35/6 кВ «Плавни»

Обучающийся

В.В. Шелегов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2022

Аннотация

Для подключения потребителей электроэнергии ООО «Газпром добыча Краснодар», расположенных в х. Мостовянском Славянского района Краснодарского края, к электрической сети необходимо разработать проект электрической части подстанции 35/6 кВ «Плавни». Поэтому выпускная квалификационная работа (ВКР), направленная на проектирование электрической части подстанции 35/6 кВ «Плавни», является достаточно актуальной.

На основании выполненных расчетов в рамках ВКР произведен выбор современного электрического оборудования понизительной подстанции 35/6 кВ «Плавни», включая силовые трансформаторы. Кроме того, проведен расчет молниезащиты и заземления подстанции.

ВКР представляет собой пояснительную записку, состоящую из введения, семи разделов основной части, заключения, списка используемой литературы и источников и графической части на 6 листах формата А1. Пояснительная записка выполнена на 52 листах формата А4, содержит 17 таблиц и 6 рисунков.

Содержание

Введение.....	4
1 Общие сведения о подстанции 35/6 кВ «Плавни».....	5
2 Выбор типа схем распределительных устройств подстанции	7
3 Выбор силовых трансформаторов	12
3.1 Выбор устройств компенсации реактивной мощности	12
3.2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов подстанции	14
4 Определение токов короткого замыкания и максимальных рабочих токов	20
4.1 Расчет токов короткого замыкания.....	20
4.2 Определение максимальных рабочих токов	25
5 Выбор электрооборудования и токоведущих частей подстанции	27
5.1 Выбор электрооборудования РУ 35 кВ	27
5.2 Выбор электрооборудования РУ 6 кВ	35
6 Расчет капиталовложений на реконструкцию подстанции	45
7 Релейная защита трансформатора	47
Заключение	49
Список используемой литературы и источников	50

Введение

Актуальность ВКР заключается в том, что в связи со строительством скважины № 1 Западно-Варавенской площади (ГРП-БУР) для нужд ООО «Газпром добыча Краснодар», расположенной в х. Мостовянском Славянского района Краснодарского края необходимо разработать проект реконструкции ПС 35/6 кВ «Плавни».

Объектом исследования является понизительная подстанция 35/6 кВ «Плавни». Предметом исследования является электрическая часть подстанции 35/6 кВ «Плавни».

Цель работы заключается в разработке проекта реконструкции понизительной подстанции 35 кВ «Плавни» для электроснабжения строительства скважины № 1 Западно-Варавенской площади (ГРП-БУР) для нужд ООО «Газпром добыча Краснодар».

На основании поставленной цели необходимо выделить следующие задачи выпускной квалификационной работы:

- привести общие сведения об энергосистеме Краснодарского края и характеристику понизительной подстанции 35/6 кВ «Плавни», которая является частью данной энергосистемы;
- выбрать типы схем распределительных устройств подстанции 35/6 кВ «Плавни»;
- проверить силовые трансформаторы и выбрать новые по проектной нагрузке если установленные в настоящее время не соответствуют требованиям ГОСТ;
- рассчитать токи КЗ в распредустройствах 35 кВ и 6 кВ подстанции 35/6 кВ «Плавни»;
- выбрать электрооборудование в РУ 35 кВ и РУ 6 кВ подстанции 35/6 кВ «Плавни», а также токоведущие части данных РУ;
- рассчитать капиталовложения в проект;
- рассмотреть релейную защиту трансформатора подстанции.

1 Общие сведения о подстанции 35/6 кВ «Плавни»

Рассматриваемая в данной работе подстанция 35/6 кВ «Плавни» расположена в х. Мостовянском Славянского района Краснодарского края и предназначена для электроснабжения строительства Западно-Варавенской площади (ГРП-БУР) для нужд ООО «Газпром добыча Краснодар».

Подстанция 35/6 кВ «Плавни» находится на балансе ПАО «Россети Кубань». Публичное акционерное общество "Россети Кубань" (ПАО «Россети Кубань») является крупнейшим электросетевым предприятием на территории Краснодарского края и Республики Адыгея, которое осуществляет передачу и распределение электроэнергии по электросетям напряжением до 110 кВ.

Установленные в настоящее время силовые трансформаторы ПС 35/6 кВ «Плавни» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Силовые трансформаторы ПС 35/6 кВ «Плавни»

Номер по однолинейной схеме	Тип	Номинальная мощность, кВА	Завод изготовитель	Год изготовления	Номинальное напряжение, кВ		Напряжение короткого замыкания, кВ
					высшее	низшее	
T-35	TM	6300	БЗСТ	1981	35	6	6,87
T-35	TM	6300	БЗСТ	1981	35	6	6,87
TCH-1	ТО N35 4/22	400	BEZ	1979	6	0,4	6,47
TCH-2	TM	400	БЗСТ	1980	6	0,4	4,49

Необходимость реконструкции подстанции 35/6 кВ «Плавни» обусловлена несколькими факторами, основным из которых является физический износ установленного электрооборудования. «Основными целями проведения реконструкции являются повышение надежности электроснабжения потребителей; повышение безопасности и снижение

трудоемкости эксплуатации подстанции; повышение уровня, качества и доступности электроснабжения потребителей; предупреждение несчастных случаев, связанных с эксплуатацией старого оборудования» [1].

Так, на подстанции 35/6 кВ «Плавни» установлены «маломасляные выключатели, которые имеют следующие недостатки: взрывоопасность и пожароопасность; невозможность выполнения быстродействующего АПВ; потребность в периодическом контроле, доливе, относительно частой замене масла в дугогасительных баках; сложности в установке встроенных трансформаторов тока; относительно невысокая отключающая способность; экологически не безопасны; свойства среды отключения могут ухудшаться под воздействием факторов окружающей среды (влажность, пыль и т. д.); посредственная износостойкость» [2].

В ходе выполнения работы необходимо заменить электрооборудование подстанции.

Год сооружения здания подстанции 1980 г. – 1981 г.

Год пуска подстанции в эксплуатацию 1981 г.

Конструктивный вид подстанции – закрытый. Здание подстанции отапливаемое, без подвала. За условную отметку 0,000 принят уровень чистого пола помещения.

Положение подстанции в высоковольтной сети - проходная.

Обслуживаемая или необслуживаемая - обслуживаемая.

Источниками питания подстанции являются подстанции 35/10/6 кВ «Голубая Нива».

Вывод по разделу.

В данном разделе ВКР проведены общие сведения о рассматриваемой подстанции 35/6 кВ «Плавни» и обоснована необходимость ее реконструкции.

2 Выбор типа схем распределительных устройств подстанции

Для основной схемы подстанции характерно выступать в качестве основного компонента, на основании которой осуществляется определение всех свойств, особенностей, технической и экономической характеристик подстанций. Когда выбирается главная схема, требуется определение количества и типов, параметров, которыми будет обладать основное оборудование, аппаратура, с производением рациональной их расстановки по схемам, разрешением вопроса о том, чтобы защитить, контролировать, автоматизировать, эксплуатировать и обслуживать подстанцию.

На основе главной схемы выбирается конструктивный тип по каждому РУ, в результате чего осуществляется определение и потребной площади с объемами работ, как воздействует в соответствии с режимными объектами подстанции и эксплуатационной надежности схемы подстанции.

Когда передаваемые мощности увеличиваются в соответствии с внутрисистемным и межсистемными связями, внедряются сверхвысокие и ультравысокие напряжения, растет мощность короткого замыкания, решение вопроса о том, чтобы повысить надежность того, как работает электротехническое оборудование и аппаратура подстанции, требует особого подхода.

Большая роль достается вопросам о том, насколько соответствует изоляция внутренних пере напряжений, формирование которых осуществляется тогда, когда отключаются ненагруженные линии, несимметричные короткие замыкания, когда отмечаются быстродействующие АПВ, противофаза и так далее.

На сегодняшний день для подстанция характерно наличие от 15 до 20 присоединений в соответствии с линиями электрически передач в разном напряжении, трансформаторами и прочими, в результат чего главная электрическая схема подстанции становится более сложной – система с

шинами, секционированная в соответствии с надежностью того, как работает энергетическая система.

На основе главной схемы выбирается конструктивный тип по каждому РУ, в результате чего осуществляется определение и потребной площади с объемами работ, как воздействует в соответствии с режимными объектами подстанции и эксплуатационной надежности схемы подстанции.

На современных подстанциях, которые работают в отсутствии дежурных работников, размещается автоматизация в достаточно большом количестве, поскольку это является залогом того, что электрооборудование будет работать надежно, быстро будут ликвидированы аварийные и ненормальные режимы.

Современные ПС, которые предусматривают работу без дежурного персонала, должны выполняться с большим уровнем автоматизации, так как это является одним из важных условий надежной работы электрического оборудования и быстрой ликвидации аварийных и ненормальных режимов работы.

Поэтому в ВКР в распределительных устройствах высокого напряжения принимается схема 35 – 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (рисунок 1) [1].

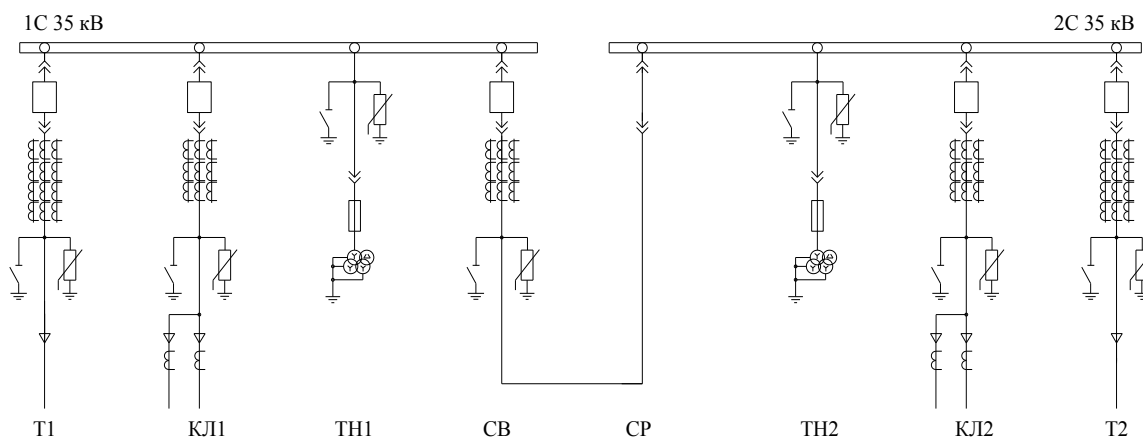


Рисунок 1 – Схема распределительного устройства высокого напряжения №35-9 ПС 35/6 кВ «Плавни»

Схема РУ 6 кВ ПС 35/6 кВ «Плавни» принимается по схеме №6-1 «Одна, секционированная выключателем система шин» [1], при этом система шин разделена на четыре секции шин (рисунок 2).

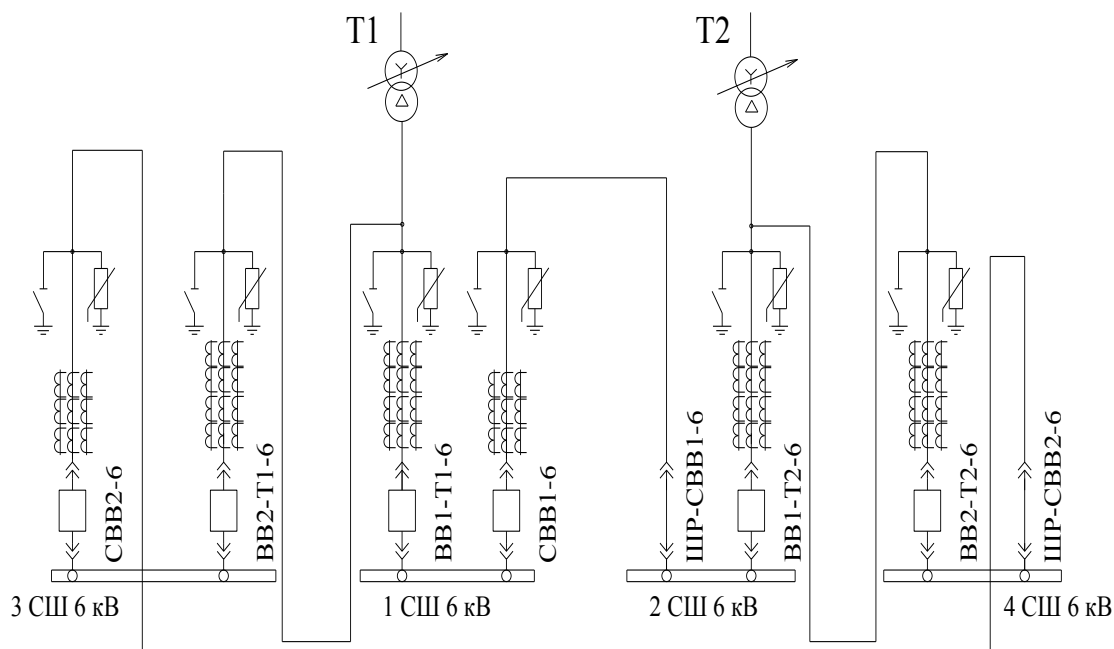


Рисунок 2 – Схема распределительного устройства низкого напряжения ПС 35/6 кВ «Плавни»

Нормальный режим работы для секционного выключателя – отключен. Если напряжение пропадает на одной секции, для секционного выключателя характерен автоматический ввод резервного напряжения. Включение секционного выключателя осуществляется посредством диспетчера, когда имеются определенные причины вывода из работы одного ввода источника. Благодаря схеме осуществляется сохранение питания в соответствии со всеми подключенными линиями электропередач до потребителя. В результате того, что осуществляется подключение потребителей в соответствии с парными линиями электропередач в соответствии с разными сборными шинами, электроснабжение потребителя не может быть нарушено в результате того, что выводится в ремонт одна СШ.

Операции, в которых используются разъединители, проводятся лишь, когда отключен выключатель на соответствующем присоединении.

Рассматриваемая схема, которая имеет одну систему СШ, характеризуется следующими ключевыми преимуществами:

- распределительное устройство характеризуется простотой структуры, в результате чего осуществляется исключение ошибочных операций, в которых участвуют разъединители. Однако, требуется наличие блокирующего устройства для того, чтобы исключить неправильные операции;
- изготовление или, другими словами – постройка, осуществляется с меньшими финансовыми затратами.

Помимо преимуществ стоит отметить наличие следующих недостатков:

- проведение профилактического ремонта по сборным шинам и шинным разъединителям осуществляется в сопровождении того, что устройство отключается полностью, когда проводится ремонт;
- выключатели и линейные разъединители ремонтируются при отключении каждого соответствующего присоединения, что нельзя допускать в отдельных ситуациях;
- в результате короткого замыкания в СШ полностью отключается распределительное устройство;
- внешнее короткое замыкание приводит к таким же последствиям, более того – отключается соответствующее присоединение.

Для обеспечения возможности ремонта распределительных устройств по частям и предотвращения их полного отключения в случае возникновения в зоне СШ замыкания СШ секционируется – делится на части при установке в точках деления выключателей.

«Данные выключатели называются секционными. В редких случаях можно встретить устройства, СШ которых секционируются через разъединители» [17].

«Секционирование необходимо выполнять так, чтобы каждая СШ имела источники электроэнергии и соответствующую нагрузку для повышения надежности электроснабжения потребителей» [17].

«Присоединения распределяются между СШ так, чтобы при вынужденном отключении одной СШ не было нарушено электроснабжение потребителей подстанции» [17].

Вывод по разделу.

В данном разделе ВКР выполнен выбор схем РУ подстанции. В распредустройстве высокого напряжения принимается схема 35 – 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Схема РУ 6 кВ ПС 35/6 кВ «Петрова» принимается по схеме №6-1 «Одна, секционированная выключателем система шин». Даны достоинства и недостатки выбранных схем.

3 Выбор силовых трансформаторов

3.1 Выбор устройств компенсации реактивной мощности

«Присутствие в электросети реактивной мощности (РМ) уменьшает качество электроэнергии, становится причиной таких явлений как повышение платы за электроэнергию, дополнительные потери и перегрев проводов, перегрузка ПС, потребность в завышении мощности трансформаторов и сечения проводников. Для уменьшения объемов потребления РМ применяются конденсаторные установки. Использование конденсаторных установок дает возможность сократить объем потребляемой реактивной мощности, добиться энергосбережения и экономического эффекта. Компенсация реактивной мощности предусматривается на стороне 6 кВ» [24].

«Установка конденсаторных батарей позволяет увеличить напряжение на шинах до номинальных значений, предписываемых стандартами. Это позволяет отказываться от устройств регулирования напряжения со стороны потребителей» [24].

«Для выбора компенсирующего устройства необходимо знать:

- расчетную реактивную мощность КУ;
- тип компенсирующего устройства;
- напряжение КУ» [24].

«Мощность компенсирующих устройств выбирается с учетом требований приказа Минэнерго РФ №380 от 23.06.2015 г. Согласно данного приказа устанавливается рекомендуемый коэффициент мощности на шинах ВН подстанции ($\text{tg}\varphi_{\text{рек}}$). Так как напряжение питания подстанции 35/6 кВ «Плавни» составляет 35 кВ, то принимается $\text{tg}\varphi_{\text{рек}} = 0,4$ » [11].

«Минимальная мощность компенсирующих устройств определяется по формуле» [24]:

$$Q_{\text{ку}} \approx P_p (\text{tg } \varphi_{\text{факт}} - \text{tg } \varphi_{\text{рек}}), \quad (1)$$

где P_p – «расчетная активная мощность на шинах 10 кВ подстанции» [24], согласно исходным данным, $P_p = 11539$ кВт;

$\text{tg } \varphi_{\text{рек}}$ – рекомендуемый энергосистемой коэффициент мощности;

$\text{tg } \varphi_{\text{факт}}$ – «фактический коэффициент мощности на шинах ВН до установки компенсирующих устройств» [24];

$$\text{tg } \varphi_{\text{факт}} = Q_p / P_p; \quad (2)$$

$$\text{tg } \varphi_{\text{факт}} = 6930 / 11539 = 0,60,$$

тогда минимальная мощность компенсирующих устройств составляет:

$$Q_{\text{ку}} \approx 11539 \cdot (0,6 - 0,4) = 2315 \text{ кВАр.}$$

Принимаются к установке две конденсаторные установки УКРМ56(57)-6,3 -1350-450 УЗ, производства АО «Усть-каменогорский конденсаторный завод». «Технические характеристики выбранных компенсирующих устройств представлена в таблице 2» [24].

Таблица 2 - Технические характеристики выбранных компенсирующих устройств

Параметр	Вариант исполнения
Тип конденсаторной установки	УКРМ56
Расположение вводной ячейки	слева
Наличие вводного разъединителя с заземлением	да
Номинальное напряжение, кВ	6,3
Номинальная мощность, квар	1350
Номинальная частота, Гц	50
Вид ввода (сверху, снизу)	снизу
Количество x мощность ступеней регулирования, шт/квар	3x450
Наличие коммуникационного интерфейса	да
Контрольно измерительные приборы	цифровые
Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150-63	УЗ

Продолжение таблицы 2

Параметр		Вариант исполнения
Степень защиты по ГОСТ14254-80		IP32
Тип регулирования (ручная/автоматическая)		автоматическое
Габаритные размеры модуля, мм	длина	3490±20
	глубина	825±10
	высота	1830±10
Масса установки с модулем, не более, кг		1145
Высота установки трансформатора над уровнем моря, не более м		1000
Сейсмостойкость, баллов по шкале MSK-64		9
Количество, шт.		2

«Реактивная мощность на СШ 0,4 кВ ТП равна» [6]:

$$Q_{p.cкУ} = Q_{расч.} - Q_{кУ}; \quad (3)$$

$$Q_{p.cкУ} = 6930 - 2700 = 4230 \text{ кВАр.}$$

«Полная расчетная мощность силовой нагрузки определяется по формуле» [6]:

$$S_{p.} = \sqrt{P_{p.}^2 + Q_{p.cкУ.}^2}; \quad (4)$$

$$S_{p.} = \sqrt{11539^2 + 4230^2} = 12325 \text{ кВА.}$$

3.2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов подстанции

На основании того, что потребители ПС 35/6 «Плавни» относятся к электроприемникам I, II и III категорий по надежности электроснабжения, то для установки на ПС 35/6 «Плавни» принимается два силовых трансформатора.

Чтобы максимально рационально построить схемы электроснабжения потребителя, крайне важно правильно и обоснованно с технической и экономической стороны выбрать силовые трансформаторы в соответствии с основными понизительными подстанциями.

Трансформаторы по количеству определяются на основании требований к тому, насколько надежно должно работать электроснабжение. В результате этого в качестве самого лучшего варианта стоит отметить тот, когда устанавливаются два трансформатора, и когда отмечается повреждение одного, осуществляется полная резервация электропитания, если рассматривать схему, где имеется два трансформатора, для оставшегося включенного трансформатора характерно обеспечение питания каждого потребителя.

Силовой трансформатор по типу выбирается, учитывая условия, в которых они устанавливаются, окружающую среду, и так далее.

Если рассматривать системы электроснабжения потребителей, силовые трансформаторы должны обладать такой мощностью, которая способна запитать все приемники электрической энергии, когда отмечаются нормальные условия работы. Когда выбирается мощность трансформатора, требуется учитывать экономическую целесообразность по режиму работы и соответствующему обеспечению резерва питания приемников электрической энергии, когда отключается один трансформатор, при этом показатель нагрузки трансформатора в соответствии с нормальными условиями применения не характеризуется тем, что в результате нее сокращается естественный срок эксплуатации.

Достижение надежности потребителей осуществляется в результате того, что на подстанции устанавливается два трансформатора, работающих в раздельном режиме при соблюдении условия о том, что для любого оставшегося в рабочем состоянии трансформатора характерно обеспечение в полном объеме или с небольшими потерями необходимой мощности.

Требуемая мощность обеспечивается в результате того, что применяется номинальная мощность трансформатора и перегрузочная способность, чтобы минимизировать их установленную мощность.

Мощность трансформаторов на ПС 35/6 «Плавни» определяется из условия максимальной перегрузки при возникновении аварии на 40 % [4]. Таким образом в рабочем режиме максимальная загрузка трансформаторов не должна превышать 70%, тогда [3]

$$S_{\text{н.т.}} \geq \frac{S_{\Sigma 35}}{N \cdot K_{\text{зн}}}, \quad (5)$$

где N – «число трансформаторов на ПС 35/6 «Плавни» [6];

$K_{\text{зн}}$ – «коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме» [6], $K_{\text{зн}} = 0,7$;

$S_{\Sigma 35}$ – «полная мощность ПС 35/6 «Плавни» [6], кВА;

$$S_{\text{н.т.}} \geq \frac{13460}{2 \cdot 0,7} = 9614 \text{ МВА.}$$

«Выбираются два трансформатора Resibloc 10000/35/6 УХЛ1» [23], «мощностью $S_{\text{нт}} = 10000$ кВА и тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме» [3]:

$$K_{\text{зн}} = \frac{S_{\Sigma 35}}{N \cdot S_{\text{нт}}}, \quad (6)$$

$$K_{\text{зн}} = \frac{13460}{2 \cdot 10000} = 0,673.$$

«Коэффициент загрузки силовых трансформаторов в послеаварийном режиме» [3]:

$$K_{3П} = \frac{S_{\Sigma 35}}{(N-1) \cdot S_{HT}}, \quad (7)$$

$$K_{3П} = \frac{13460}{(2-1) \cdot 10000} = 1,346.$$

Технические характеристики трансформаторов Resibloc 10000/35/6 УХЛ1 [23] представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры трансформаторов Resibloc 10000/35/6 УХЛ1

Параметр	Величина
«Номинальная мощность (кВА)» [23]	10000
«Количество фаз» [23]	3
«Номинальная частота (Гц)» [23]	50
«Номинальное напряжение первичной обмотки (В)» [23]	35
Номинальное напряжение вторичной обмотки на холостом ходу (В)	6
Способ регулирования напряжения (РПН, ПБВ)	РПН Huaming
Пределы регулирования напряжения	±4x2,5%
Группа, схема соединения	У/Д-11
Система охлаждения	естественное
Напряжение короткого замыкания (%)	8 ±10%
«Потери холостого хода (Вт)» [23]	18000 (+15%)
«Потери короткого замыкания при температуре 75 °С, Вт» [23]	60000 (+15%)
Потери короткого замыкания при температуре 120 °С (Вт)	68710 (+15%)
Степень защиты IP	IP00
Расположение вводов высокого напряжения, низкого напряжения и способ подсоединения к сети	Подключение кабельное. На стороне ВН: ПвВнг(А)-LS-3x95/50-35 На стороне НН: 6xПвВнг(А)-LS-x300/50-6
Требования по перегрузочной способности	ГОСТ Р 54419-2011
«Температура окружающей среды (°С)» [23]	Плюс 45
«Высота установки над уровнем моря (м)» [23]	До 1000 м
Категория размещения оборудования	У3
Уровень загрязнения окружающей среды	1 степень загрязнения
Максимально допустимая масса (кг)	23000
Материал проводника обмоток ВН/НН	медь

Выбор трансформатора собственных нужд (ТСН).

«Состав потребителей с.н. на ПС 35/6 «Плавни» определен главной схемой подстанции, типом электрооборудования и аппаратуры, наличием механизмов вспомогательных сооружений» [6]. Цепи собственных нужд 380/220 В имеют систему АВР, которая обеспечивает работу всей ПС 35/6 «Плавни» от любого из ТСН, вне зависимости от числа ЛЭП 35 кВ, питающих ПС. Для распределения питания с.н. устанавливают щит с.н. напряжением 380/220 В (ЩСН 0.4 кВ), от которого подключаются:

- системы жизнеобеспечения (отопление, вентиляция, кондиционирование и прочее) зданий ЗРУ 35 кВ и 6 кВ ПС 35/6 «Плавни»;
- система оперативного тока ПС 35/6 «Плавни»;
- прочие необходимые потребности КТПМ.

В ВКР мощность механизмов с.н. $S_{СН}$ принимается ориентировочно. Для подстанции 35/6 кВ $S_{СН} = 300$ кВА.

Соединение по вспомогательным цепям между ЗРУ 35 и 6 кВ выполняется при помощи кабельных линий 0.4 кВ.

Согласно [3] «на всех двухтрансформаторных подстанциях устанавливают два ТСН» [3]. На подстанции с постоянным дежурством, к которой относится и рассматривая в работе ПС «Плавни» мощность ТСН выбирается по условию [3]:

$$S_{ТСН} \geq S_{расч} / K_{П}; \quad (8)$$

где $K_{П}$ – коэффициент перегрузки, $K_{П} = 1,4$;

$S_{расч}$ – расчетная мощность потребителей с.н., кВА [3];

$$S_{расч} = K_{с} \cdot S_{с.н.}; \quad (9)$$

где $S_{с.н.}$ – мощность механизмов с.н, принимаем $S_{с.н} = 300$ кВА;

$K_{с}$ - коэффициент спроса, который учитывает коэффициенты одновременности и загрузки, $K_{с} = 0,8$.

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot 300 = 240 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{ТСН}} \geq 240 / 1,4 = 171 \text{ кВА}.$$

Для электроснабжения системы собственных нужд ПС 35/6 кВ «Плавни» принимаем два сухих трансформатора с полимерной, воздушно-барьерной изоляцией типа ТСЗ-250/6/0,4, мощностью 250 кВА, производства завода по производству сухих трансформаторов и реакторов ООО «КПМ». Данные трансформаторы подключаются кабелем ПвВнг(А)-LS-3x70/25-6.

Вывод по разделу.

В данном разделе ВКР выбраны конденсаторные установки и силовые трансформаторы на подстанции. Для компенсации реактивной мощности принимаются к установке две конденсаторные установки УКРМ56(57)-6,3-1350-450 УЗ, производства АО «Усть-каменогорский конденсаторный завод». Выбраны силовые трансформаторы ПС 35/6 кВ «Плавни» марки Resibloc 10000/35/6 УХЛ1. Для электроснабжения собственных нужд ПС 35/6 кВ «Плавни» приняты два трансформатора марки ТСЗ-250/6/0,4 У1.

4 Определение токов короткого замыкания и максимальных рабочих токов

4.1 Расчет токов короткого замыкания

За расчетный вид КЗ для электроаппаратов и токопроводов принимается трехфазное КЗ.

Для расчета тока КЗ предварительно составляется расчетная схема, которая соответствует максимальной величине тока КЗ в выбранной точке.

При этом требуется учитывать, что секционный выключатель в РУ 6 кВ всегда находится в отключенном состоянии во время работы обоих силовых трансформаторов, то есть в обычном рабочем режиме.

Раздельная работа трансформаторов ПС 35/6 «Плавни» осуществляется с целью ограничения токов КЗ.

«На основании схемы подстанции составляется расчетная схема электроустановки (рисунок 3), на которой указываются точки КЗ, и параметры элементов данной схемы» [6].

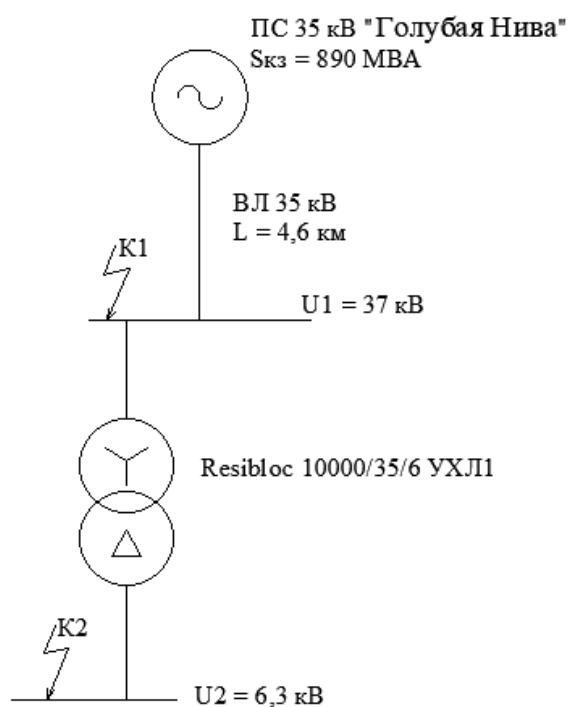


Рисунок 3 – Расчетная схема для расчета токов КЗ

«Удельное индуктивное сопротивление ВЛЭП, которая выполнена проводом АС-120/19 составляет $x_{уд} = 0,414$ Ом/км » [3].

«Определяются индуктивные сопротивления схемы замещения, приведенные к базовой мощности. Сопротивление энергосистемы составляет» [12]:

$$x_c = \frac{S_{\delta}}{S_c}, \quad (10)$$

где S_c – «мощность КЗ на СШ 35 кВ ПС 35 кВ «Голубая Нива», согласно данным» [6] ПАО «Россети Кубань» $S_c = 890$ МВА;

$$x_c = \frac{1000}{890} = 1,124,$$

Сопротивление ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ «Голубая Нива» до подстанции 35 кВ «Плавни» составляет:

$$x_{л} = x_{уд} \cdot l_{л} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.K1}^2}, \quad (11)$$

где $l_{л}$ – длина ВЛ 35 кВ, $l_{л} = 31$ км;

$$x_{л} = 0,414 \cdot 31 \cdot \frac{1000}{37^2} = 1,391.$$

«Индуктивное сопротивление трансформаторов ПС 35/6 кВ «Плавни» приведенное к базовому» [6]:

$$x_{тр} = \frac{U_{к \%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Ном}}, \quad (12)$$

$$x_{\text{тр}} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8,0.$$

«Упрощаем схему замещения до простейшего вида в точке КЗ 1» [6], которая расположена в распредустройстве 35 кВ ПС 35/6 кВ «Плавни». Данная схема приведена на рисунке 4.

$$X_1 = X_C + X_{\text{л}}, \quad (13)$$

$$x_1 = 1,124 + 1,391 = 2,515.$$

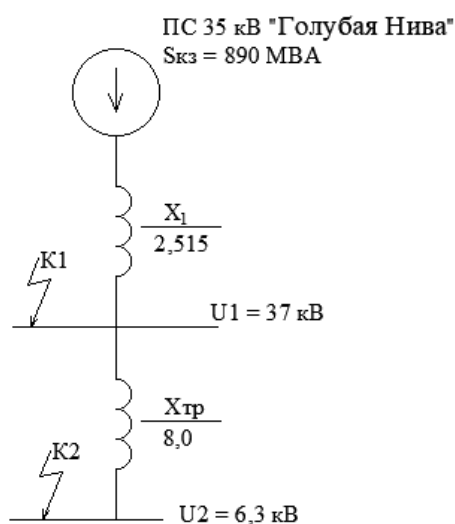


Рисунок 4 – Упрощенная схема замещения относительно точки К1

«Далее схема упрощается до простейшего вида в точке КЗ К2 (рисунок 5), которая расположена в распредустройстве 35 кВ ПС 35/6 кВ «Плавни» [6].

$$X_2 = X_1 + X_{\text{тр}}, \quad (14)$$

$$x_2 = 2,515 + 8,0 = 10,515.$$

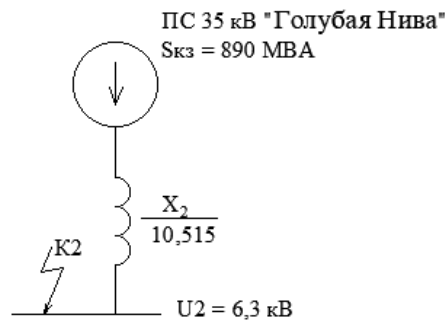


Рисунок 5 – Упрощенная схема замещения относительно точки К2

«Базисный ток» [6]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срКЗ}}}, \quad (15)$$

Для распределительного устройства 35 кВ ПС 35/6 кВ «Плавни» базисный ток равен:

$$I_{61} = \frac{1000}{1,73 \cdot 37} = 15,623 \text{ кА},$$

Для распределительного устройства 6 кВ ПС 35/6 кВ «Плавни» базисный ток равен:

$$I_{62} = \frac{1000}{1,73 \cdot 6,3} = 91,752 \text{ кА}.$$

«Действующее значение периодической составляющей тока К3 для момента времени $t = 0$, то есть в момент возникновения тока К3» [6]

$$I_{\text{по}} = \frac{E_*'' \cdot I_6}{X_\Sigma}, \quad (16)$$

где E_*'' – «ЭДС системы, $E_*'' = 1$ » [6];

Для распределительного устройства 35 кВ ПС 35/6 кВ «Плавни» ток КЗ равен:

$$I_{п0} = \frac{1,0 \cdot 15,623}{2,515} = 6,2 \text{ кА},$$

Для распределительного устройства 6 кВ ПС 35/6 кВ «Плавни» ток КЗ равен:

$$I_{п0} = \frac{1,0 \cdot 91,752}{10,515} = 8,7 \text{ кА}.$$

Номинальный ток [6]

$$I'_{ном} = \frac{S_{кз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср1}}, \quad (17)$$

где $S_{кз}$ – мощность КЗ на СШ РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Голубая Нива»
 $S_{кз} = 890 \text{ МВА}$.

Для распределительного устройства 35 кВ ПС 35/6 кВ «Плавни» номинальный ток равен:

$$I'_{ном} = \frac{890}{\sqrt{3} \cdot 37} = 13,9 \text{ кА},$$

Для распределительного устройства 6 кВ подстанции 35/6 кВ «Плавни» номинальный ток равен:

$$I'_{ном} = \frac{890}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 81,7 \text{ кА}.$$

«Так как для всех РУ ПС 35/6 кВ «Плавни» [6]:

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} \leq 2,$$

«то можно считать, что ток КЗ через время τ » [6] $I_{\text{пт}} = I_{\text{п0}}$.

Ударный ток КЗ [6]

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_y, \quad (18)$$

где K_y – «ударный коэффициент, для РУ напряжения 35 кВ ПС 35/6 кВ «Плавни» [6] $K_y = 1,717$, для РУ напряжения 6 кВ ПС 35/6 кВ «Плавни» $K_y = 1,935$ [6];

Для распрестройства 35 кВ подстанции 35/6 кВ «Плавни» ударный ток равен:

$$i_{\text{удк1}} = \sqrt{2} \cdot 6,2 \cdot 1,717 = 15,1 \text{ кА},$$

Для распрестройства 6 кВ подстанции 35/6 кВ «Плавни» ударный ток равен:

$$i_{\text{удк2}} = \sqrt{2} \cdot 8,7 \cdot 1,935 = 23,8 \text{ кА}.$$

4.2 Определение максимальных рабочих токов

«Ток нормального режима цепей трансформатора в РУ ВН» [3]:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (19)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 115,6 \text{ А.}$$

Ток в максимальном режиме в РУ ВН [3]

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (20)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 231,2 \text{ А.}$$

«Аналогично определяются токи на стороне НН трансформатора. Ток нормального режима цепей трансформатора в РУ НН» [3]:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 642,3 \text{ А.}$$

Ток в максимальном режиме в РУ НН ПС 35/6 кВ «Плавни» [3]

$$I_{\text{норм}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1284,5 \text{ А.}$$

Выводы по разделу.

Рассчитаны токи КЗ на сборных шинах подстанции. Рассчитаны максимальные рабочие токи в распреустройствах 35 кВ и 6 кВ подстанции.

5 Выбор электрооборудования и токоведущих частей подстанции

5.1 Выбор электрооборудования РУ 35 кВ

При проектировании ПС 35/6 кВ «Плавни» предусматривается строительство комплектной трансформаторной подстанции модульной КТПМ 35/6 кВ, производства компании ЗАО ПФ «КТП-Урал» [20].

Комплектные распределительные устройства модульного типа (КРУМ) общего назначения. «КРУМ предназначен для приема, распределения и транзита электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц при напряжении 6 кВ и 35 кВ» [20].

КРУМ представляет собой закрытое распределительное устройство с размещенными внутри шкафами КРУ, а также в случае совмещения с общеподстанционным пунктом управления подстанцией (ОПУ) с размещенным внутри оборудованием устройств релейной защиты и автоматики, оперативного постоянного тока, щита собственных нужд переменного тока, аппаратуры связи, вспомогательных помещений для приезжего оперативного и ремонтного персонала.

Основные параметры КТПМ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные параметры КТПМ 35/6 кВ, производства компании ЗАО ПФ «КТП-Урал»

Наименование параметра	Значение	
	на стороне 35 кВ	на стороне 6 кВ
«Номинальное напряжение» [20]	35 кВ	6 кВ
«Наибольшее рабочее напряжение» [20]	40,5 кВ	7,2 кВ
«Номинальный ток сборных шин» [20]	630 А	1000 А
«Номинальный ток главных цепей» [20]	630 А	1000 А
«Ток электродинамической стойкости» [20]	51 кА	51 кА
«Ток термической стойкости» [20]	20 кА/1сек	20 кА/1сек
«Время протекания тока термической стойкости» [20]	3 сек.	3 сек.
«Номинальный ток отключения выключателей» [20]	20 кА	20 кА
«Номинальная частота» [20]	50 Гц	50 Гц
Климатическое исполнение и категория размещения	УХЛ 1	УХЛ 1

Продолжение таблицы 4

Наименование параметра	Значение	
	на стороне 35 кВ	на стороне 6 кВ
Степень защиты модулей	IP 55	IP 55
«Степень огнестойкости здания по СНиП 2.01.02» [20]	III	
Класс конструктивной пожарной опасности здания по СНиП 21-01-97	CO	
Степень защиты здания по ГОСТ 14254	IP56	
Температура внутри помещений, °С:		
Во время присутствия оперативного персонала	+18	
Без обслуживающего персонала	+5	
«Климатическое исполнение по ГОСТ 15150» [20]	УХЛ	
Категория размещения	1	

Принятая к установке КТПМ конструктивно включает в себя:

- трансформаторная с двумя силовыми трансформаторами;
- здание КРУ 35 кВ, комплектуется шкафами КРУ «UniGear ZS3.2» или КРУЭ различных производителей. В проектируемой подстанции применяются ячейки КРУ «UniGear ZS3.2»;
- здание КРУ 6 кВ, комплектуется КРУ «К-104 ЭБ»;
- кроме того, данная КТПМ включает в себя вентиляторную, площадку МАКК, помещения ДГР и ТПМС, помещение ТСН и тамбур.

В РУ 35 кВ применяются КРУ 35 кВ «UniGear ZS3.2». Основные параметры шкафов КРУ «UniGear ZS3.2» [28] приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные параметры шкафов КРУ «UniGear ZS3.2»

Наименование параметра	Значение
«Номинальное напряжение» [28]	35 кВ
«Наибольшее рабочее напряжение» [28]	40,5 кВ
«Номинальная частота» [28]	50 Гц
«Номинальный ток главных цепей» [28]	630 А
«Номинальный ток СШ» [28]	630 А
«Номинальный ток отключения выключателя» [28]	До 31,5 кА
«Номинальный ток термической стойкости (3с для главных цепей; 1с для заземляющих ножей)» [28]	25 кА
«Ток электродинамической стойкости главных цепей» [28]	64 кА
«Номинальное напряжение вспомогательных цепей» [28]	220 В
Выдерживаемый ток внутреннего дугового замыкания, кА — 1с	До 31,5 кА
«Время термической стойкости заземлителей, с» [28]	3

Продолжение таблицы 5

Наименование параметра	Значение
«Масса шкафа, кг» [28]	2000
«Номинальное напряжение вспомогательных цепей Постоянный ток, В Переменный ток, В» [28]	60, 110, 220 110, 220
«Уровень изоляции по ГОСТ 1516.3» [28]	Уровень б

«UniGear ZS3.2 – серия шкафов трехфазных комплектных распределительных устройств (КРУ) в металлической оболочке с воздушной изоляцией внутренней установки на номинальное напряжение 35 кВ. Шкафы заводской готовности с выкатными элементами, одинарной системой сборных шин, прошедшие типовые и приемо-сдаточные испытания» [28].

«Шкафы комплектуются выключателями: элегазовыми типа HD4 или вакуумными типа VD4, а также измерительными трансформаторами» [28].

«Помимо этого, имеются другие исполнения: шкаф секционного выключателя и секционного разъединителя, измерительный шкаф и т.п. Шкафы устанавливаются на пол или раму» [28].

КРУ предназначается для работы внутри помещений при следующих условиях:

- минимальная величина температуры окружающего воздуха должно быть не меньше $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- максимальная рабочая (эффективная) величина температуры окружающего воздуха - не более $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- «высота над уровнем моря не более 1000 м» [28];
- «про относительные влажности воздуха - не больше 80 % при температуре $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ » [28];
- «при типе атмосферы II (промышленный тип) по классификации ГОСТ 15150» [28];
- «в невзрывоопасной окружающей среде, которая не содержит токопроводящую пыль, агрессивные пары и газы, которые разрушают изоляцию и материал» [28].

«Преимущества конструкции:

- стальной корпус с алюминиево-цинковым покрытием;
- все отсеки изолированные;
- простой и быстрый монтаж» [28].

«Максимальная безопасность:

- высокая прочность конструкции;
- локализация дуги в пределах отсека при внутреннем дуговом КЗ;
- клапаны разгрузки отсеков от повышенного давления при внутреннем дуговом КЗ;
- огнеустойчивые двери;
- препятствие распространению дуги по сборным шинам;
- блокировки (механические и электрические), предотвращающие неверные действия оператора и возникновение опасных ситуаций» [28].

«Экономичность:

- максимальная эксплуатационная готовность для пользователя;
- значительная экономия эксплуатационных затрат благодаря минимальным расходам на техническое обслуживание» [28].

В принятом к установке КРУ «UniGear ZS3.2» возможно установить выключатели VD4, HD4. Принимаются к установке выключатели типа VD4 4012-25, производства Schneider Electric.

Данные выключатели необходимо проверять по условиям [13]:

- «по номинальному напряжению» [13]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (21)$$

- «по номинальному току» [13]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}, \quad (22)$$

где I_{max} – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток выключателя, А;

– «по предельному сквозному току» [13]:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п.0}}, \quad (23)$$

– «по электродинамической стойкости» [13]:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \quad (24)$$

– «по термической стойкости к токам КЗ» [13]:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (25)$$

где $I_{\text{тер}}$ и $t_{\text{тер}}$ – «максимальный ток термической стойкости и время, в течение которого выбранный электроаппарат сможет его выдержать» [13];

B_k – «тепловой импульс» [13];

$$B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (26)$$

где $t_{\text{отк}}$ – «время отключения выключателя, $t_{\text{отк}} \approx 0,2$ с» [13];

T_a – постоянная, $T_a = 0,03$ с;

$$B_k = 6,2^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 8,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По вышеприведенным условиям выбираются выключатели VD4 4012-25. Сравнение параметров сети и технических характеристик выбранных выключателей [28] приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнение параметров сети и технических характеристик выбранных выключателей

Условия выбора	Параметры сети	Технические характеристики
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$,	$U_{\text{уст}}=35$ кВ	$U_{\text{ном}}=40,5$ кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$,	$I_{\text{max}}=231,2$ А	$I_{\text{ном}}=1250$ А
$I_{\text{ном.откл.}} \geq I_{\text{КЗ}}$,	$I_{\text{п,0}}=6,2$ кА	$I_{\text{пр.скв.}}=63$ кА
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y$,	$i_y=15,1$ кА	$i_{\text{пр.скв.}}=100$ кА
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$,	$B_k=8,8$ кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1875$ кА ² ·с

На вводе ПС 35/6 кВ «Плавни» принимаются к установке разъединители типа РРЗ-16-35/1000 УЗ.

«Разъединители выбираются, согласно условиям» [15]:

– по конструкции, роду установки;

– «по номинальному напряжению» [15]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (27)$$

– «по номинальному току» [15]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}, \quad (28)$$

– «по электродинамической стойкости» [15]:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \quad (29)$$

– «по термической стойкости к токам КЗ» [15]:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (30)$$

По вышеприведенным условиям выбираются разъединители РРЗ-16-35/1000 УЗ. «Сравнение параметров сети и технических характеристик выбранных разъединителей представим в таблицах 7» [8].

Таблица 7 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Параметры сети	Технические характеристики
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$,	$U_{\text{уст}}=35$ кВ	$U_{\text{ном}} =35$ кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$,	$I_{\text{max}}=231,2$ А	$I_{\text{ном}} =1250$ А
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y$,	$i_y=15,1$ кА	$i_{\text{пр.скв.}}=100$ кА
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$,	$B_k=8,8$ кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800$ кА ² ·с

Для подключения КИП ПС 35/6 кВ «Плавни», устройств РЗиА применяются ТН. В принятом к установке КРУ «UniGear ZS3.2» возможно установить трансформаторы напряжения типа ТЈР 7.1, производства АВВ. Выбор ТН представим в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор ТН

КИП и место его установки		Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число КИП	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
var		Д-335	1,5	2	0	1	1	-	3
РІК		СЭТ-4ТМ.03	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
$S_{2, \text{кл.т.чн.0,5}}=3 \cdot 100=300 > S_{2, \Sigma}$								$S_{2, \Sigma} =5,2$ В	

В принятом к установке КРУ «UniGear ZS3.2» возможно установить ТТ типа ТРУ 70.63 [28].

«Суммарное сопротивление на вторичной стороне ТТ состоит из сопротивлений КИП, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов» [16]:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр.}} + r_{\text{к}}. \quad (31)$$

Суммарное сопротивление КИП [16]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2}, \quad (32)$$

где $I_{2\text{н}}$ – вторичный ток трансформатора тока, $I_{2\text{н}} = 5 \text{ А}$

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление контактов равно $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ при четырех КИП. Тогда максимальное значение сопротивления проводов должно быть» [16]:

$$r_{\text{пр.}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

где $r_{2\text{ном}}$ – номинальное сопротивление вторичной обмотки,

$$r_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр.}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом.}$$

«Определяется сечение соединительных проводов» [12]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (33)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, для меди

$$\rho = 0,0175;$$

$$l_{\text{расч}} – \text{расчетная длина проводов, } l_{\text{расч}} = 50 \text{ м}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 50}{0,94} = 0,93 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель КРВГ 15х2,5, тогда сопротивление проводов равно [12]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (34)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 50}{2,5} = 0,35 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 0,16 + 0,70 + 0,1 = 0,96 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ — верно.}$$

Сравнение параметров сети и технических характеристик трансформатора тока представлено в таблицу 9.

Таблица 9 – Сравнение параметров сети и технических характеристик трансформатора тока ТРУ 70.63

Параметры	Параметры сети	Технические характеристики
$U_{\text{сети.ном}} \leq U_{\text{н}}, \text{кВ}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.расч}} \leq I_{1\text{н}}, \text{А}$	$I_{\text{норм.расч.}} = 231,2 \text{ А}$	$I_{1\text{н}} = 300 \text{ А}$
$i_y \leq i_{\text{дин}}, \text{кА}$	$i_y = 15,1 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 8,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 5625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$	$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,96 \text{ Ом}$

5.2 Выбор электрооборудования РУ 6 кВ

Для распределения электрической энергии напряжением 6 кВ в ЗРУ 6 кВ ПС 35/6 кВ «Плавни» располагается КРУ, которое состоит из шкафов серии «К-104 ЭБ».

«Технические характеристики КРУ 6 кВ типа «К-104 ЭБ» [7] представлены в таблице 10» [15].

Таблица 10 – Параметры КРУ 6 кВ «К-104 ЭБ»

Наименование параметра	Значение
«Номинальное напряжение» [22]	6,0 кВ
«Наибольшее рабочее напряжение» [22]	7,2 кВ
«Номинальный ток главных цепей» [22]	1600 А
«Номинальный ток сборных шин» [22]	100 А
«Номинальный ток отключения выключателя» [22]	20 кА
«Номинальный ток термической стойкости (3с для главных цепей; 1с для заземляющих ножей)» [22]	20 кА
«Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей» [22]	51 кА
«Номинальное напряжение вспомогательных цепей» [22]	220 В
«Масса шкафа, кг» [22]	1400

В ячейках КРУ 6 кВ «К-104 ЭБ» могут быть установлены выключатели типа ВВ/TEL, VD4, HD4. Принимаются к установке выключатели типа VD4 1212-16 [7], производства «Таврида электрик» параметры которых приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры выключателей типа VD4 1212-16

Параметры	Значения
«Номинальное напряжение» [19]	6 кВ
«Наибольшее рабочее напряжение» [19]	7,2 кВ
«Номинальный ток» [19]	1600 кА
«Номинальный ток отключения» [19]	16 кА
«Сквозной ток КЗ» [19]:	
– «наибольший пик» [19]	52 кА
– «начальное действующее значение периодической составляющей» [19]	16 кА
«Нормированное процентное содержание апериодической составляющей» [19]	40 %
«Ток термической стойкости» [19]	16 кА
«Время протекания тока термической стойкости» [19]	3 сек
«Собственное время отключения выключателя» [19]	0,015 сек
«Полное время отключения» [19]	0,025 сек
«Собственное время включения» [19]	0,055 сек
«Неодновременность замыкания и размыкания контактов» [19]	0,004 сек
«Ресурс по коммутационной стойкости» [19]	-

Продолжение таблицы 11

Параметры	Значения
– «при номинальном токе» [19]	50000 операций «ВО»
– «при токах КЗ» [19]	100 операций «ВО»
«Масса» [19]	39 кг

Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.

«В ячейках КРУ 6 кВ «К-104 ЭБ» можно устанавливать трансформаторы тока типа ТЛО-10» [22] различных производителей. «Условия выбора, параметры сети и технические характеристики трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 12» [22].

Таблица 12 – Параметры сети и технические характеристики трансформаторов тока ТЛО-10-1000-0,5/10Р-У3

Условия выбора	Параметры сети	Технические характеристики
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 6,3$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 1284,5$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y = 23,8$ кА	$i_{пр.скв.} = 81$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 17,4$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$ кА ² ·с

«Для проверки выбранного ТТ по вторичной нагрузке составляется схема включения ТТ и КИП, представленную на рисунке 6» [22].

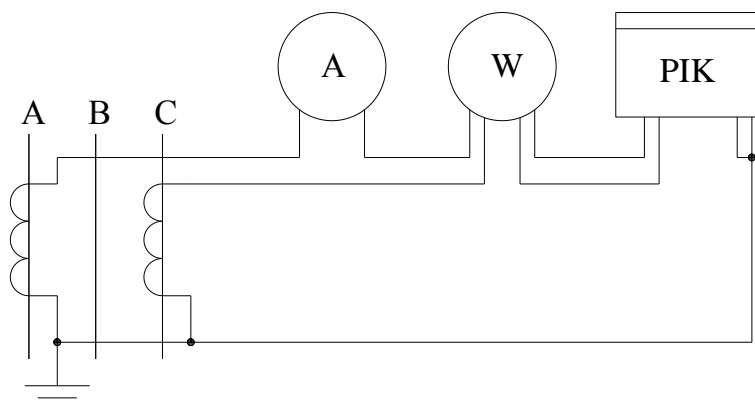


Рисунок 6 – Схема включения КИП

«Перечень КИП в цепи трансформаторов тока приведен в таблице 13» [22].

Таблица 13 – Перечень КИП в цепи трансформаторов тока

КИП	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
		ф. А	ф. В	ф. С
Амперметр Э-335	0,5	0,5	-	-
Ваттметр Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии СЭТ4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1
Итого	-	1,1	-	0,6

«Сопротивление КИП» [25]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (35)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

«Допустимое сопротивление проводов» [25]:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (36)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$ – вторичная номинальная нагрузка, Ом

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (37)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,8 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель КРВГ 11х2,5.

В ячейках КРУ 6 кВ «К-104 ЭБ» возможно установить трансформаторы напряжения ЗНОЛ, производства компании «Таврида Электрик» или типа ЗНОЛПМ, производства АВВ. Принимаются к установке ТП типа ЗНОЛ-6.

«Чтобы ТН работал в заданном кл. точн., необходимо, чтобы» [25]:

$$S_{\text{ном2}} \leq S_{\text{нагр}}, \quad (38)$$

где $S_{\text{ном2}}$ – «номинальная мощность вторичной обмотки ТН в заданном кл.точн., ВА» [25];;

$S_{\text{нагр}}$ – «мощность КИП и реле, присоединенных к ТН, ВА» [25].

Проверка выбранных ТН по условию возможности работы в заданном классе точности, представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранных ТН по условию возможности работы в заданном классе точности

КИП и место его установки		Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число КИП	P ₂ Вт	Q ₂ вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1	0	2	4	-
PW	Цепь силового трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3-	-
PIK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	10	15	20
Итого								22	20
S _{2кл.точн.0,5} =200 ВА		S _{ном2} =200 > S _{2Σ}						S _{2Σ} =30 ВА	

Для подключения шкафов в РУ 220 кВ проектируемой подстанции для сокращения токов КЗ применяется дугогасящий реактор типа РДМР(у)-300/6 У1, производства компании ООО «Внедренческое предприятие «Наука, техника, бизнес в энергетике», параметры которого даны в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики дугогасящего реактора типа РДМР(у)-300/6 У1

Параметр		Значение
Количество, шт.		2
Номинальная мощность, кВА		300
Номинальное напряжение основной обмотки, В		$6300/\sqrt{3}$
Минимальный ток основной обмотки, А		5
Максимальный ток основной обмотки, А		80
Напряжение сигнальной обмотки, В		100
Ток сигнальной обмотки, А		10
Напряжение обмотки управления, В		220
Ток обмотки управления, А		40
Напряжение электродвигателя привода, В		380
Встроенный трансформатор тока, А		100/5
Масса, кг	активной части	1799
	масла	995
	бака	254
	полная	3048
Габаритные размеры, мм	длина	1300
	ширина	1240
	высота	2057
«Климатическое исполнение и категория размещения» [25]		У1
«Сейсмостойкость, баллов по шкале MSK-64» [25]		до 9
Дополнительные требования: Высота установки трансформатора над уровнем моря – не более 1000 м. Режим работы реактора – постоянный. Способ и вид охлаждения – естественная циркуляция воздуха и масла		

Дугогасящий реактор РДМР(у)-300/6 У1 подключается к СШ 6 кВ через силовой трансформатор ТМПС-400/6 У1, параметры которого приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристики трансформатора ТМПС-400/6 У1

Параметр		Значение
Количество, шт.		2
Номинальная мощность, кВА		400
Номинальная частота, Гц		50
Номинальное напряжение обмотки ВН, В		6300
Номинальное напряжение обмотки НН, В		230
Номинальный ток обмотки ВН, А		36,7
Номинальный ток обмотки НН, А		1004
Схема и группа соединения обмоток		У _Н / Д-11
Напряжение смещения нейтрали ступенчато регулируется переключением отпаек в обмотке ВН фазы В		0,0%; -0,625%; -1,25%; -2,5%; -5% U _Н
Суммарные потери, не более, кВт		6,8
Масса, не более, кг	активной части	800
	масла	320
	полная	1310
Габаритные размеры, мм	длина	1350
	ширина	1080
	высота	1440
«Климатическое исполнение и категория размещения» [25]		У1

Ошиновка РУ НН.

Соединение силового трансформатора с комплектным распределительным устройством 6,3 кВ выполняется шинным мостом. Шинный мост, который соединяет силовой трансформатор с комплектным распределительным устройством маленькой «длины и расположен на территории понизительной подстанции. Исходя из этого сечение шин определяется по нагреву (по допустимому току)» [4]:

$$I_{\max} < I_{\text{доп}} \cdot \quad (39)$$

«Выбираем однополосные алюминиевые шины типа АД31Т 80×8 мм² с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 1320$ А. Прокладка шин производится строго горизонтально. Большая грань полосы расположена в вертикальной плоскости» [4].

«Определяем пролёт l , из условия, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц» [4]:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (40)$$

где l – длина пролета, м;

q – площадь сечения шин, мм²;

J – момент инерции, мм³;

откуда следует

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (41)$$

где q – площадь сечения шин, мм²;

J – момент инерции, мм³.

Шины на изоляторах располагаются плашмя, поэтому момент инерции следует определять по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (42)$$

где b – ширина шины, мм;

h – высота шины, мм;

$$J = \frac{0,8 \cdot 8^3}{12} = 34,1 \text{ см}^4;$$

Пролет определяется из выражения:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{34,1}{8 \cdot 0,8}} = 2,0 \text{ м}^2.$$

Пролет составляет

$$l \leq \sqrt{2,0} = 1,41 \text{ м.}$$

Принимаем «длину пролета 1,4 м. Расстояние между фазами принимаем $a = 0,8 \text{ м}$ » [4].

«Сила взаимодействия между полосами сборных шин определяется по формуле» [4]:

$$f_{\Pi} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (43)$$

где i_y – ударный ток КЗ, кА;

a – расстояние между фазами, м;

$$f_{\Pi} = \sqrt{3} \cdot \frac{(23,8 \cdot 10^3)^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 122,4 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

«Напряжение в материале шин определяется по формуле» [4]:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f_{\Pi} \cdot l_{\Pi}^2}{10 \cdot W_{\Pi}}, \quad (44)$$

где W_{Π} – момент сопротивления одной полосы;

f_{Π} – сила взаимодействия между полосами, Н;

l_{Π} – длина пролета, м;

$$W_n = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (45)$$

где b – ширина шины, мм;

h – высота шины, мм;

$$W_{\Pi} = \frac{8^2 \cdot 0,8}{6} = 8,5 \text{ см}^3;$$

Тогда напряжение в материале шин составляет:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{122,4 \cdot 1,4^2}{10 \cdot 8,5} = 2,8 \text{ МПа.}$$

Таким образом,

$$\sigma_{\text{расч}} = 2,8 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа,}$$

а значит алюминиевые шины механически прочные.

«Выбираем шины прессованные из алюминиевого сплава марки АД31Т. Допустимое механическое напряжение в материале шин» [4] составляет $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$.

Выводы по разделу.

В данном разделе ВКР выбрано оборудование ПС 35/6 кВ «Плавни».

При проектировании ПС 35/6 кВ «Плавни» предусматривается строительство комплектной трансформаторной подстанции модульной КТПМ 35/6 кВ, производства компании ЗАО ПФ «КТП-Урал». В РУ 35 кВ применяются комплектные распределительные устройства 35 кВ КРУ «UniGear ZS3.2» с выключателями VD4 4025-12, трансформаторами тока типа ТРУ 70.63. В принятом к установке КРУ «UniGear ZS3.2» устанавливаются трансформаторы напряжения типа ТНР 7.1.

На вводе подстанции принимаются к установке разъединители типа РРЗ-16-35/1000 УЗ. Для распределения электроэнергии напряжением 6-10 кВ в ЗРУ применяется КРУ, которое состоит из шкафов серии «К-104 ЭБ» с выключателями типа VD4 1212-16, трансформаторами тока типа ТЛО-10, трансформаторами напряжения ЗНОЛ.

6 Расчет капиталовложений на реконструкцию подстанции

Капиталовложения на реконструкцию ПС 35/6 кВ «Плавни» складываются из стоимости электрооборудования, затрат на ПИР, выполнение СМР и эксплуатацию электрооборудования ПС 35/6 кВ «Плавни». «Стоимость оборудования принимаем на основании базисных цен из сборника» [15] с учетом индекса изменения сметной стоимости строительства в 3 квартале 2022 года, которая для Краснодарского края составляет 6,81 [2] согласно Письма Минстроя России от 05.08.2022 г. № 39010-ИФ/09. В таблице 15 цены приведены уже с учетом данного индекса.

Стоимость однотипного оборудования определяется по формуле:

$$C_{об} = n_i \cdot C_{обi}; \quad (46)$$

где n_i – число i -ого электрооборудования на ПС;

$C_{обi}$ – стоимость i -ого электрооборудования, тыс. руб.;

так для трансформаторов Resibloc 10000/35/6 УХЛ1

$$C_{\text{дтн}} = 2 \cdot 16841 = 33682 \text{ тыс. руб.}$$

для ячейки элегазового выключателя 35 кВ

$$C_{\text{яч35}} = 5 \cdot 6796 = 33982 \text{ тыс. руб.}$$

для постоянной части затрат для ПС 35/6 кВ при схеме РУ на стороне ВН №35-9

$$C_{\text{пост}} = 1 \cdot 27785 = 27785 \text{ тыс. руб.}$$

для ячейки вакуумного выключателя 6 кВ

$$C_{\text{ячб}} = 43 \cdot 2132 = 91656 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная стоимость оборудования подстанции определяется по формуле:

$$C_{\text{об}\Sigma} = \sum_{i=1}^n C_{\text{об}.i};$$

$$C_{\text{об}\Sigma} = 33682 + 33982 + 27785 + 91656 = 187105 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично определяем стоимость каждой группы электрооборудования. Результаты расчета даны в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет стоимости реконструкции подстанции

Электрооборудование	Ед. изм.	Число	Цена за единицу, тыс. руб	Общая стоимость, тыс. руб
Стоимость ячейки трансформатора Resibloc 10000/35/6 УХЛ1	компл.	2	16841	33682
Стоимость ячейки элегазового выключателя 35 кВ	компл.	3	6796	33982
Постоянная часть затрат для ПС 35/6 кВ при схеме РУ на стороне ВН №35-9	компл.	1	27785	27785
Стоимость ячейки вакуумного выключателя 6 кВ	компл.	17	2132	91656
ИТОГО:				187105

Выводы по разделу.

В экономическом разделе проекта рассчитаны капиталовложения на реконструкцию подстанции, которые составляют 187105 тыс. руб.

7 Релейная защита трансформатора

«Определяющим при выборе принципов и типов устройств РЗА является выполнение основных требований, предъявляемых к их функционированию (селективность, быстродействие, чувствительность и надёжность), а также выполнение действующих нормативных и директивных документов» [27].

«Оперативный ток постоянный 220 В. Для питания терминалов защит и организации оперативного тока для МП устройств, предусматривается установка щита постоянного тока с двумя зарядовыпрямительными устройствами, двумя шкафами распределения оперативного тока и одной аккумуляторной батареей» [27].

Защита и автоматика силовых трансформаторов на подстанции 35/6 кВ «Плавни» выполнена на базе нетиповых шкафов производства ООО «СамараЭнергоМонтаж» с микропроцессорными терминалами Seram 1000+ T87, Seram 1000+ T81.

«Основная защита силовых трансформаторов выполнена на базе микропроцессорных терминалов Seram 1000+ T87 и содержит следующие функции:

- измерение фазных токов;
- измерение линейного и фазного напряжения;
- измерение частоты;
- дифференциальную токовую защиту трансформатора 87Т;
- МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению 50/51;
- МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению 50/51;
- МТЗ от замыканий на землю с действием на сигнал 50N/51N;
- защиту от перегрузки по стороне 35/6 кВ с действием на сигнал;
- УРОВ ВН трансформатора 50BF» [28].

«Терминалы имеют порты связи, обеспечивающие дистанционное управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУ ТП подстанции, местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на "отключение" и неисправности. Терминалы осуществляют определение и отображение электрических параметров защищаемого объекта, регистрацию событий, цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти, сигнализацию состояния и функционирования терминала. Обеспечена возможность включения МП терминалов РЗА в существующие системы подстанционного управления и контроля» [28].

«Терминалы имеют стандартные международные протоколы обмена данными» [28].

«Терминалы имеют русифицированные интерфейсы» [28].

Выводы по разделу. Проведен выбор и типов устройств РЗА. В качестве защиты и автоматики силовых трансформаторов на подстанции 35/6 кВ «Плавни» были выбраны микропроцессорные терминалы Sepam 1000+ T87, Sepam 1000+ T81.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработан проект понизительной подстанции 35/6 кВ «Плавни».

Выбраны однолинейные схемы для всех РУ подстанции 35/6 «Плавни», приведены их преимущества и недостатки.

Для компенсации реактивной мощности принимаются к установке две конденсаторные установки УКРМ56(57)-6,3-1350-450 УЗ, производства АО «Усть-каменогорский конденсаторный завод». Выбраны силовые трансформаторы ПС 35/6 кВ «Плавни» марки Resibloc 10000/35/6 УХЛ1. Для электроснабжения собственных нужд ПС 35/6 кВ «Плавни» приняты два трансформатора марки ТСЗ-250/6/0,4 У1.

Рассчитаны токи КЗ и максимальные рабочие токи в распределительных устройствах 35 кВ и 6 кВ подстанции.

Выбрано оборудование ПС 35/6 кВ «Плавни».

При проектировании ПС 35/6 кВ «Плавни» предусматривается строительство комплектной трансформаторной подстанции модульной КТПМ 35/6 кВ, производства компании ЗАО ПФ «КТП-Урал». В РУ 35 кВ применяются комплектные распределительные устройства 35 кВ КРУ «UniGear ZS3.2» с выключателями VD4 4025-12, трансформаторами тока типа ТРУ 70.63. В принятом к установке КРУ «UniGear ZS3.2» устанавливаются трансформаторы напряжения типа ТНР 7.1.

На вводе подстанции принимаются к установке разъединители типа РРЗ-16-35/1000 УЗ. Для распределения электроэнергии напряжением 6-10 кВ в ЗРУ применяется КРУ, которое состоит из шкафов серии «К-104 ЭБ» с выключателями типа VD4 1212-16, трансформаторами тока типа ТЛО-10, трансформаторами напряжения ЗНОЛ.

В экономическом разделе проекта рассчитаны капиталовложения на реконструкцию подстанции, которые составляют 187105 тыс. руб.

Рассмотрена релейная защита трансформатора.

Список используемой литературы и источников

1. Абрамова Е. Я. Расчёт понизительной подстанции в системах электроснабжения. М. : Энергоатомиздат, 2004. 54 с.
2. Афонин В. В., Набатов К. А. Электрические станции и подстанции. Часть 2 : учебное пособие в 3-х частях. Тамбов : ТГТУ, 2017. 96 с.
3. Булат В. Н., Мазуркевич И. И. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 1 : методическое пособие. Минск : БНТУ, 2014. 55 с.
4. Гайсаров Р. В. Проектирование электрических подстанций: Методические указания к курсовому проекту. Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. 46 с.
5. ГОСТ 14209 - 85 (СТ СЭВ 3916 - 82). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1): утв. и введ. в действие 01.06.2009 г. - Москва: Стандартинформ, 2019. - 30 с.
6. Мазуркевич В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2: учебно-методическое пособие для практических занятий в 2 ч. Минск: БНТУ, 2017. 62 с.
7. Методические указания по применению ограничителей перенапряжения нелинейных в электрических сетях 6 – 35 кВ. Введ. 01-12-2004. М.: РАО «ЕЭС России».2004. 52 с.
8. Параметры разъединителей РРЗ-16-35/1000 УЗ.
URL: https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-vnutrenney-ustanovki/rrz-35-1000-uz-rrz-35-2000-uz-rrz-35-3150-uz/?ysclid=l3mvqahsdh (Дата обращения 15.10.2022 г.)
9. Письмо Минстроя России от 05.08.2022 г. № 39010-ИФ/09 // Консультант плюс: справочно-правовая система
10. Правила устройства электроустановок. ПУЭ-7, приказ Минэнерго России от 08.07.2002 № 204. : М.: Юрайт, 2007. 330 с.

11. Приказ Минэнерго РФ №380 от 23.06.2015 г.
URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534>
(Дата обращения 15.10.2022 г.)
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. 98 с.
13. Ротачева А. Г. Электрические станции и подстанции: методические указания к практическим занятиям. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013. 76 с.
14. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК», Москва, 2012. 71 стр.
15. Селиверстов Г. И. Электрооборудование станций и подстанций промышленных предприятий. Гомель: Электронная библиотека УО ГГТУ им. П.О. Сухого, 2011. 351 с.
16. Старшинов В. А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М. : МЭИ, 2015. 296 с.
17. Сташкевич А. С. Электрические станции и подстанции: учебное пособие. Оренбург: ОГУ, 2018. 108 с.
18. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения: СТО 59012820-29.240.30.003-2009: утв. и введ. в действие ОАО «СО ЕЭС» 31.12.2009. Москва : ОАО «СО ЕЭС», 2009. 132 с.
19. Технические характеристики выключателей VD4 4025-12.
URL: [https://library.e.abb.com/public/5478a1e2ec7a4cef96d0ae71310a4ee0/CA_VD4-50kA\(RU\)Y_1VCP000001.pdf](https://library.e.abb.com/public/5478a1e2ec7a4cef96d0ae71310a4ee0/CA_VD4-50kA(RU)Y_1VCP000001.pdf) (Дата обращения 15.10.2022 г.)
20. Технические характеристики комплектной трансформаторной подстанции модульной КТПМ 35/6 кВ, производства компании ЗАО ПФ «КТП-Урал». URL: <http://ktp-ural.ru/complete-transformer-substations-modular-from-25-to-6300-kva/> (Дата обращения 15.10.2022 г.)

21. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1) : ГОСТ 14209-85. : ввод в действие с 01.07.1985. М.: Стандартиформ, 2009. 38 с.

22. Упит А. Р. Учебное пособие для курсового проектирования главных понижающих подстанций промышленных предприятий для студентов всех форм обучения специальности 140200 – «Электроснабжение промышленных предприятий». Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2015. 242 с.

23. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: 4-е изд., перераб. и доп. Москва: ЭНАС, 2012. 376 с.

24. Характеристики трансформаторов Resibloc 10000/35/6 УХЛ1. URL: https://library.e.abb.com/public/6d149e28b705db0cc1257b130057eced/RES_IBLOC_%20RU.pdf (Дата обращения 15.10.2022 г.)

25. Чумбуридзе Д. С. Электрические станции и подстанции : учебное пособие. Изд-во Терек, 2014. 65 с.

26. Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. Информационно-измерительная система центра управления электрических сетей. М.: Издательство Машиностроение, 2009. 111 с.

27. Sepam T87 - основные защиты. URL: <https://ite-eng.ru/catalog/raspreditelnyie-ustrojstva-6-10-20-kv/dopolnitelnoe-oborudovanie/sepam/1000-t87.html?ysclid=la404pvjqw696605556> (Дата обращения 15.10.2022 г.)

28. UniGear ZS3.2. Технические характеристики распределительного устройства. URL: <https://new.abb.com/medium-voltage/ru/raspred-ustroistva/raspred-ustroistva-vozd-isol/mek-i-drugie-standar/kru-vozdushn-pervich-unigear-zs3-2> (Дата обращения 15.10.2022 г.)