

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе раскрыты применяемые на сегодняшний день технические решения при реконструкции существующих понизительных подстанций, на примере ПС 110 кВ «АСК-2».

Основанием для рассмотрения данного вопроса послужило наличие технических условий на реконструкцию данной подстанции в связи с модернизацией всего электросетевого комплекса Самарской области.

Определены цели и задачи выполнения квалификационной работы.

В данной работе подробно рассмотрены разработка реконструкции схемы ОРУ 110 кВ и ЗРУ-10 и ОРУ 35 кВ, проведен подробный анализ существующего оборудования электрической части, на основании которого проведен выбор оборудования РУ всех уровней напряжения понижающей подстанции, проработан вопрос выбора микропроцессорной релейной защиты и средств защиты от ПУМ.

Работа содержит пояснительную записку объёмом 51 листа, графическую часть выполненную на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

In the final qualifying work, the technical solutions applied to date have been disclosed for the reconstruction of existing step-down substations, using the example of 110 kV ASK-2.

The basis for considering this issue was the availability of technical conditions for the reconstruction of this substation in connection with the modernization of the entire power grid complex in the Samara region.

The goals and tasks of performance of qualification work are determined.

In this paper, the development of the reconstruction of the 110 kV outdoor switchgear and ZRU-10 and 35 kV outdoor switchgear is discussed in detail, a detailed analysis of the existing equipment of the electrical part was made, on the basis of which the selection of equipment at all voltage levels of the lowering substation was carried out, the issue of choosing microprocessor relay protection and protection means from PIP.

The work contains an explanatory note with a volume of 51 sheets, a graphic part made on 6 sheets of the A1 format.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Характеристика подстанции	8
1.1 Подстанции «АСК-2»	8
1.2 Технические условия для реконструкции	11
2 Электрическая нагрузка ПС 110 кВ «АСК-2».....	12
3 Выбор силовых трансформаторов ПС 110 кВ.....	14
3.1 Выбор типа силовых трансформаторов ПС 110 кВ «АСК-2»	14
4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 110, 35, и 10 кВ понижительной подстанции	17
5 Выбор оборудования электрической части ПС 110 кВ АСК-2	21
5.1 Выбора оборудования электрической части ПС.....	23
5.2 Выбор элегазовых выключателей ОРУ 110 кВ.....	23
5.3 Компоновка РУ-35 кВ высоковольтными выключателями.....	25
5.4 Компоновка ЗРУ 10 кВ выключателями	26
5.5 Компоновка ОРУ 110 кВ разъединителями	28
5.6 Компоновка ОРУ 110 кВ трансформаторами тока	29
5.7 Компоновка ОРУ-110 кВ ТН	31
5.8 Выбор ОПН для ОРУ 110 кВ.....	31
5.9 Выбор оборудования ЗРУ 10 кВ.....	31
5.9.1 Компоновка КРУ трансформаторами тока 10 кВ	32
5.7.2 Компоновка КРУ трансформаторами напряжения 10 кВ.....	32
6 Система оперативного постоянного тока	33
7 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции.....	35
8 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов.....	38
8.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ.....	41
8.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора	43

8.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора	45
8.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	49

ВВЕДЕНИЕ

На территории Российской Федерации вопрос повышения надежности системы электроснабжения городов и промышленных площадок занимает ключевую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития энергетики РФ. Своевременное развитие сетевой инфраструктуры создает предпосылки к развитию промышленного сектора и строительство новых жилых микрорайонов на территории малых и крупных городов. Кроме того, в связи с уменьшением масштабов отдельных производств и появлением большого числа небольших предприятий, осуществляющих обеспечение технологического процесса лишь на отдельных его этапах, возрастает разветвленность сетей электроснабжения. Это приводит к необходимости ввода в эксплуатацию трансформаторных, осуществляющих промежуточную трансформацию напряжения на ступени между крупными магистральными сетями и собственной трансформаторной подстанцией завода, либо объекта инфраструктуры.

Данное развитие городских электрических сетей невозможно без реконструкции существующих главных понизительных подстанций с увеличением трансформаторной мощности.

В целях обеспечения рационального расходования электроэнергии, нормами технологического проектирования предусматривается использование наиболее надежных, и, одновременно, современных решений в части выбора оборудования и формирования электрической схемы ГПП.

Целью данной работы является: повышение надежности системы электроснабжения Промышленного района г. Самара за счет реконструкции электрической части существующей понизительной подстанции ПС 110 кВ «АСК-2», от которой запитан данный район.

Исходными данными для разработки данной работы являются:

- Техническое задание на разработку проектной и рабочей документации «Подстанция 110/35/10 кВ»;

- Программа модернизации сетевой компании.
- Строительство нового ОРУ 110 кВ блочного типа.

Целью данной работы является:

- разработка реконструируемой схемы понизительной подстанции;
- разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную и устойчивую работу электрических сетей;

Для выполнения поставленной задачи в работе будут выполнены следующие разделы:

1. Выбрана схема ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ «АСК-2»;
2. Рассчитана загрузка существующих силовых трансформаторов и рассмотрен вопрос замены трансформаторов с повышением их пропускной способности;
3. Пересчитаны токи короткого замыкания с учетом нового оборудования;
4. На основании выполненных расчетов по токам короткого замыкания и расчетным номинальным токам и напряжений выбрать оборудование электрической части ПС 110/35/10 кВ.

- - «Распределительное устройство открытого исполнения (ОРУ) 35 кВ выполнено с масляными выключателями 35 кВ в цепях трансформаторов и неавтоматической ремонтной перемычкой» [24], предназначено для электроснабжения предприятия ООО «Самарский Стройфарфор».

- «Распределительное устройство закрытого исполнения (далее - ЗРУ) 10 кВ, для электроснабжения потребителей» [24], для электроснабжения потребителей Промышленного района г. Самара и вновь вводимых потребителей.

«Электрическая схема распределительного устройства выполнить по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»» [24].

«РУ 10 кВ выполнено одной секционированной системой сборных шин» [24].

Для повышения надежности электроснабжения и сокращения времени ремонта на подстанции «АСК-2» необходимо предусмотреть установку современных шкафов комплектного распределительного устройства (КРУ) обеспечивающих возможность проведения быстрой замены выкатной части ячейки КРУ. Так же на секционных выключателях распределительного устройства 10 кВ должна быть установлена система автоматического ввода резерва (АВР) обеспечивающая включение высоковольтного секционного выключателя при потере питания на одной из секций шин [1].

Анализ оборудования распределительного устройства 10 кВ подстанции «АСК-2» показал, что необходимо выполнить его комплексную замену, так как оно физически и морально устарело и не соответствует современным нормам и стандартам.

На подстанции 110 кВ «АСК-2» используется переменный оперативный ток напряжением 380/220 В, питание осуществляется от трансформаторов собственных нужд, через щит собственных нужд (ЩСН). Существующий ЩСН состоит из 2 панелей. Питание трансформаторов

собственных нужд выполнено от секций 1 и 3 распределительного устройства 10 кВ.

Так как на подстанции выполняется комплексная замена оборудования распределительного устройства 110 кВ, то при разработке проекта необходимо рассмотреть, в местах установки нового оборудования, реконструкцию заземляющего устройства.

«В распределительных устройствах 110 кВ установлены разрядники для защиты изоляции нейтралей трансформаторов» [15].

К недостаткам существующей схемы можно отнести следующие:

1. Отсутствие ОПН.
2. Существующая схема распределительного устройства 110 кВ с отделителями и короткозамыкателями не отвечает современным требованиям надежности [1], поэтому необходимо ее заменить в соответствии с требованиями [24].
3. Высокая загрузка силовых существующих силовых трансформаторов в ремонтной схеме. [2].

Оперативное обслуживание ПС осуществляется оперативно-выездными бригадами ЦПО филиала ОАО «МРСК Волги»-«Самарское ПО». В состав оперативно-выездной бригады входят два дежурных электромонтера и один ИТР- контролирующий. Старший электромонтер должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальной персонал-группу III.

Согласно техническим условиям по проектированию понизительной подстанции необходимо реконструировать электрическую часть данной подстанции с заменой существующих силовых трансформаторов на трансформаторы мощностью 63 МВА.

1.2 Технические условия для реконструкции

Согласно техническим условиям (ТУ) при выполнении проекта реконструкции электрической части подстанции «Сазанлей» должны быть рассмотрены следующие этапы:

- Реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой всего оборудования электрической части 110 кВ;
- Замена существующих силовых трансформаторов С-Т-1 и С-Т-2 типа ТДТН-40000/110/35/10 на более мощные;
- В электрической части ОРУ-35 кВ заменить устаревшие выключатели на современные.
- Выбрать КРУ соответствующе климатическим условиям, оборудование КРУ. Должно полностью поставляться в сборном виде от одного завода изготовителя\$
- В РУ обязательно установить ОПНн [15].

При выборе оборудования предпочтение должно отдаваться оборудованию российского производства, что даст неоспоримое преимущество на этапах заказа и доставки оборудования, а также позволит выполнить своевременный монтаж и наладку оборудования. В последующем это скажется на доступности запасных частей, что снизит эксплуатационные расходы организации эксплуатирующей данную подстанцию.

2 Электрическая нагрузка ПС 110 кВ «АСК-2»

Согласно техническим условиям по проектированию понизительной подстанции и плана поэтапного ввода мощности представленного в таблице 2.1:

$$P_{cpi} = K_u \cdot \sum P_{номі} \quad (2.1)$$

где, $P_{номі}$ – заявленная мощность подключаемых потребителей;

K_u – коэффициент использования.

Суммарная средняя нагрузка потребителей:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_k P_{cpi}, \quad (2.2)$$

Согласно техническим условиям по проектированию понизительной подстанции и плана поэтапного ввода мощности представленного в таблице 2.1:

Таблица 2.1 – Нагрузка на ПС 110 кВ АСК-2

№ п/п	Потребитель	Дата ввода	Заявленная мощность, МВт
1	АО «Авиакор»	2018	10,0
2	ООО «Экодолье Самара»	2016-2018	3,9
3	ООО «Тансфер»	2018	1,2
4	ООО «Самара-Базис»	2017, 2018	0,91
5	МУП «Самараводоканал»	2018	0,84

Продолжение таблицы 2.1

6	ООО «Прад»	2018	2,25
7	ООО «Самарский Стройфарфор»	2018	5,0
8	ГБУЗ «СОКОД»	2017, 2018	3,15
	Нагрузка прилегающих территорий	существующие	43,3
ИТОГО			77,8

При увеличении мощности, загрузка силовых трансформаторов на ПС 110 кВ АСК-2, на основании нагрузки летнего контрольного дня в режиме n-1 составит 43,3 МВА, величина перегруза 65%, с учетом сезонной нагрузки 47 МВА, где величина перегруза составит 110%. Длительность перегруза в первом случае допускается не более 20 минут. С учетом сезонной нагрузки, в режиме n-1 перегруз не допустим (1,5 минуты).

В аварийном режиме с данной подстанции отсутствует возможность перевода значительного объема нагрузки на другие центры питания по существующим кольцуемым соединениям 10 кВ. Таким образом, необходимо заменить существующие трансформаторы на более мощные.

На основании расчетов, проведенных в Схеме и программе развития энергосистемы Самарской области до 2022 [5], проведем выбор силовых трансформаторов.

3 Выбор силовых трансформаторов ПС 110 кВ

3.1 Выбор типа силовых трансформаторов ПС 110 кВ «АСК-2»

На основании данных в таблице 2.1 и 2.2 в п.2 определим мощность силовых трансформаторов [10].:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{мах.ПС}} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{пер}} \cdot (n-1)}, \quad (3.1)$$

где $k_{\text{пер}}$ - «коэффициент участия в нагрузке потребителей первой и второй категории (0,75...0,85)» [9];

k_{1-2} - «коэффициент перегрузки трансформатора равный 1,4» [9].

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{77,782 \cdot 0,7}{1,4 \cdot (2-1)} \geq 41,670 \text{ (МВА)} \quad (3.2)$$

«Мощность одного трансформатора определяются с учетом перегрузочной способности одного трансформатора на 40% от номинальной мощности в момент аварийного отключения другого трансформатора» [15]:

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot S_{\text{мах}} \quad (3.1)$$

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot 77,8 = 54,4 \text{ МВА.}$$

Коэффициент загрузки k_3^H [14]:

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.2)$$

Для ТДТН–63000/110/35/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{77,8}{2 \cdot 63} = 0,6$$

где, S_{max} – максимальная мощность в день зимнего максимума в 2021 году, МВА;

S_T – установленная мощность одного трансформатора, МВА;

n – количество трансформаторов, шт.

Принимаем к установке трансформатор ТДТН–63000/110/35/6.

Величина потерь реактивной мощности:

$$\Delta Q_X = \frac{I_{X\%}}{100} \cdot S_{ном.t} = \frac{0,85}{100} \cdot 63000 = 535,5 \text{ квар} \quad (3.3)$$

Уровень потерь в трансформаторе

$$\Delta P'_X = \Delta P_X + K_{III} \cdot \Delta Q_X = 70 + 0,05 \cdot 535,5 = 96,775 \text{ кВт}, \quad (3.4)$$

Уровень потерь в трансформаторе при короткозамкнутой вторичной обмотке:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{кз} = 0,5 \cdot 290 = 145 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

Приведенные потери активной в соответствии с формулой (3.4) мощности к.з. соответствующих обмоток трехобмоточного трансформатора

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{кз} = 0,5 \cdot 290 = 145 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в} = 145 + 0,05 \cdot 6615 = 475,75 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с} = 145 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н1} = 145 + 0,05 \cdot 8190 = 554,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6615 \text{ квар},$$

$$Q_{к.с} = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{13}{100} \cdot 63000 = 8190 \text{ квар}$$

Годовые потери:

$$\Delta A_{\Pi} = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot t + \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S'_i}{S_{номТ}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 96,775 \cdot 7060 + \frac{1}{2} 290 \cdot \left(\frac{77782}{126000} \right)^2 \cdot 6054 =$$

$$= 1366463 + 178488,3 = 1544951,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Рассчитаем стоимость потерь и приведенные затраты:

$$I_{\Delta W_{\Pi C}} = C_{эx} T_x \times \Delta W_x + C_{эk}(t) \times \Delta W_k = 0,012 \times 1366463 + 0,015 \times 178488,3 =$$

$$= 28740952 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты:

$$Z_{пр} = E_n \times K + I = E_n \times K + I_э + I_{\Delta W_{\Pi C}} = 0,15 \times 22,931 \times 10^6 + 0,094 \times 60 \times 10^6 +$$

$$+ 2,874 \times 10^6 = 17,514 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Данные для расчета соответствуют «Сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК».

На основании результатов технико-экономического расчета, затраты, приведённые на установку силового трансформатора типа марки ТДТН-63000/110/10 составят более 17 млн. руб.

4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 110, 35, и 10 кВ понизительной подстанции

При выборе коммутационных аппаратов важным критерием при выборе являются токи короткого замыкания (КЗ), которые должен выдержать аппарат не изменив свои характеристики. Также значения токов КЗ необходимы для настройки параметров защиты элементов сети.

В качестве расчетных точек КЗ принимаем шины 110, 35 и 10 кВ ПС 110/35/10 кВ.

Параметры ЛЭП 110 кВ АСК-2 цепь 1:

- длина линии примерно 5,1 км;
- провод АС-150.

Параметры отпайки на ВЛ 110 кВ АСК-2 цепь 2:

- длина линии примерно 4,7 км;
- провод АС-150.

Параметры трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ:

- номинальная мощность 63 МВА;
- напряжение короткого замыкания $U_{K\%} = 10,5$;
- мощность короткого замыкания $\Delta P_K = 260$ кВт;
- регулирование под нагрузкой $\pm 9 \cdot 1,78\% = \pm 16\%$.

Параллельная работа трансформаторов не предусмотрена.

Параметры питающей системы:

- сопротивление системы прямой/обратной последовательности в максимальном и минимальном режиме:

$$Z_{C1. \max} = 0,679 + j3,842 \text{ Ом};$$

$$Z_{C1. \min} = 2,075 + j8,818 \text{ Ом};$$

- сопротивление системы нулевой последовательности в максимальном и минимальном режиме:

$$Z_{C1. \max} = j3,817 \text{ Ом};$$

$$Z_{C1. \min} = j7,202 \text{ Ом};$$

- напряжение системы в максимальном и минимальном режиме:

$$U_{C. \max} = 115,5 \text{ кВ};$$

$$U_{C. \min} = 115,1 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем сопротивление трансформаторов с учетом РПН:

$$\begin{aligned} X_{T1(2)B. \min} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} * \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{63} * \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \\ &= 3,707 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$R_{T1(2)B. \min} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} * 0,5 = 0,245 * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{63^2} * 0,5 = 0,549 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \ 2 \ H. \min} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} * \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{63} * \frac{3,5}{2} \\ &= 51,904 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$R_{T1(2)H. \min} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,245 * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{63^2} = 1,098 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \ 2 \ B. \max} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} * \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{63} * \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \\ &= 1,944 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$R_{T1(2)B. \max} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} * 0,5 = 0,245 * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{63^2} * 0,5 = 0,288 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \ 2 \ H. \max} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} * \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{63} * \frac{3,5}{2} \\ &= 27,217 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$R_{T1 \ 2 \ H. \max} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,245 * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{63^2} = 0,576 \text{ Ом}$$

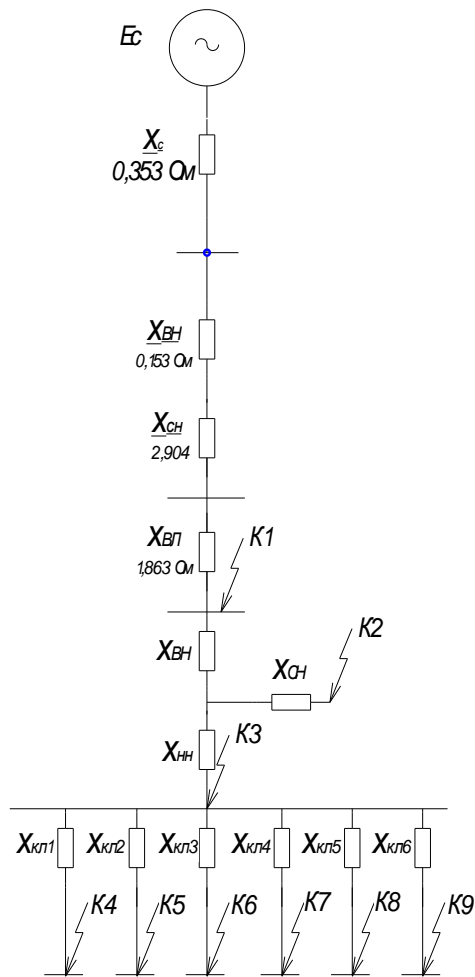


Рисунок 4.1 - Расчетная токов ТКЗ на шинах подстанции

Известные параметры схемы замещения представленной на рисунке 4.1, необходимые для дальнейших вычислений [11]:

Расчеты токов КЗ выполнены для максимального режима работы:

- один из трансформаторов 110 кВ подстанции выведен в ремонт;
- секционный выключатель 35 кВ включен;
- секционный выключатель 10 кВ включен;
- внешняя электрическая сеть работает в максимальном режиме.

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 - Результаты расчета ТКЗ на шинах ПС «АСК-2»

Полученные значения	Шины 10 кВ		Шины 35 кВ		Шины 110 кВ
	1 секция	2 секция	1 секция	2 секция	
$I_{K.MAX}^{(3)}$, кА	10.374	10.374	5.374	5.374	1,457
$I_{K.MIN}^{(3)}$, кА	5.435	5.435	2.435	2.435	0,765
X_{MAX} , Ом	0.351	0.351	4,082	4,082	3,175
X_{MIN} , Ом	0,67	0,67	0,67	0,67	8,067

По полученным результатам проведем выбор и компоновку оборудования электрической части понизительной подстанции. Также на основании полученных значений токов короткого замыкания, можно сделать вывод, что расположение подстанции в энергосистеме Республики Мордовия находится вне зоны с предельными токами короткого замыкания, что существенно упрощает процесс выбора коммутационного оборудования, так как значение ударного тока не превышает 40 кА (стандартное предельная возможность отключения токов короткого замыкания выключателями) и соответственно, не требуются специальная проработка мероприятий по снижению токов КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ.

5 Выбор оборудования электрической части ПС 110 кВ АСК-2

При выполнении расчета реконструкции электрической сети должно быть выполнено:

1. Надёжное обеспечение качественной электроэнергией всех потребителей данного месторождения;
2. Внедрение современных технических решений по обеспечению снижения трудоёмкости и финансовых затрат по обслуживанию данного участка электроснабжения;
3. Рациональное использование территории;
4. При реконструкции применять типовые прогрессивные проекты, серийное оборудование российского производства;
5. Охрана окружающей среды.

При реконструкции необходимо предусмотреть возможность поэтапного развития схемы электроснабжения по мере роста нагрузки, без коренного изменения электросетевых сооружений на каждом этапе.

Реконструируемую систему электроснабжения выполняем таким образом, чтобы в нормальном режиме работы все элементы системы находились с максимально возможной нагрузочной способностью.

На подстанции устанавливаются два силовых трансформатора.

В данной работе рассматривались следующие схемы РУ 110 кВ:

1. №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».
2. №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии».
3. №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Для организации указанных схем нужно следующее количество выключателей и разъединителей, которое представлено в таблице 2.1.

Таблица 5.1 – Количество выключателей и разъединителей для соответствующих схем

№ п/п	Схема	Кол-во выключателей	Кол-во разъединителей	Относительная стоимость, уд.ед.
1	№110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии»	2	8	100
2	№110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии»	3	10	125
3	№110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»	3	10	125

Согласно [24] рекомендовано применение схем:

Так как ПС 110/35/10 АСК-2 тупиковая, то окончательно принимаем схемы РУ:

- Схема РУ-110 кВ: схема 110-4Н - с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

РУ-110 кВ выполняется открытого типа с отдельно стоящим оборудованием по схеме одна рабочая секционированная выключателем система шин.

- РУ 35 кВ выполняется открытого типа с отдельно стоящим оборудованием, по схеме

- РУ 10 кВ предусматривается закрытого типа, по схеме 10-1 - одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Для организации питания собственных нужд на подстанции будут устанавливаться два ТСН, мощность которых будет определена в данной работе.

5.1 Выбор оборудования электрической части ПС

Согласно требованиям ПУЭ [4], проведем расчет номинального длительного тока:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ А}, \quad (5.1)$$
$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{63,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 443,3 \text{ А},$$

Длительный ток на стороне НН:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (5.2)$$
$$I_{\max}^{\text{НН}} = 0,7 \cdot \frac{63,0}{\sqrt{3} \times 10,5} \cdot 10^3 = 2430 \text{ А}.$$

5.2 Выбор элегазовых выключателей ОРУ 110 кВ

Параметры элегазовых выключателей выбираем на основании [7].

Основным требованием, предъявляемым к выключателям – это высокий коммутационный ресурс, а также способность отключать токи короткого замыкания с предельными значениями. Особенно это важно для районов с высокими значениями токов короткого замыкания (более 40 кА). На основании полученных расчетных данных в разделе 4, было установлено, что расположение ПС 110 кВ АСК-2 не относится к таким зонам в энергосистеме Самарской области. Поэтому выбираемый элегазовый выключатель типа ВГТ, является приемлемым вариантом.

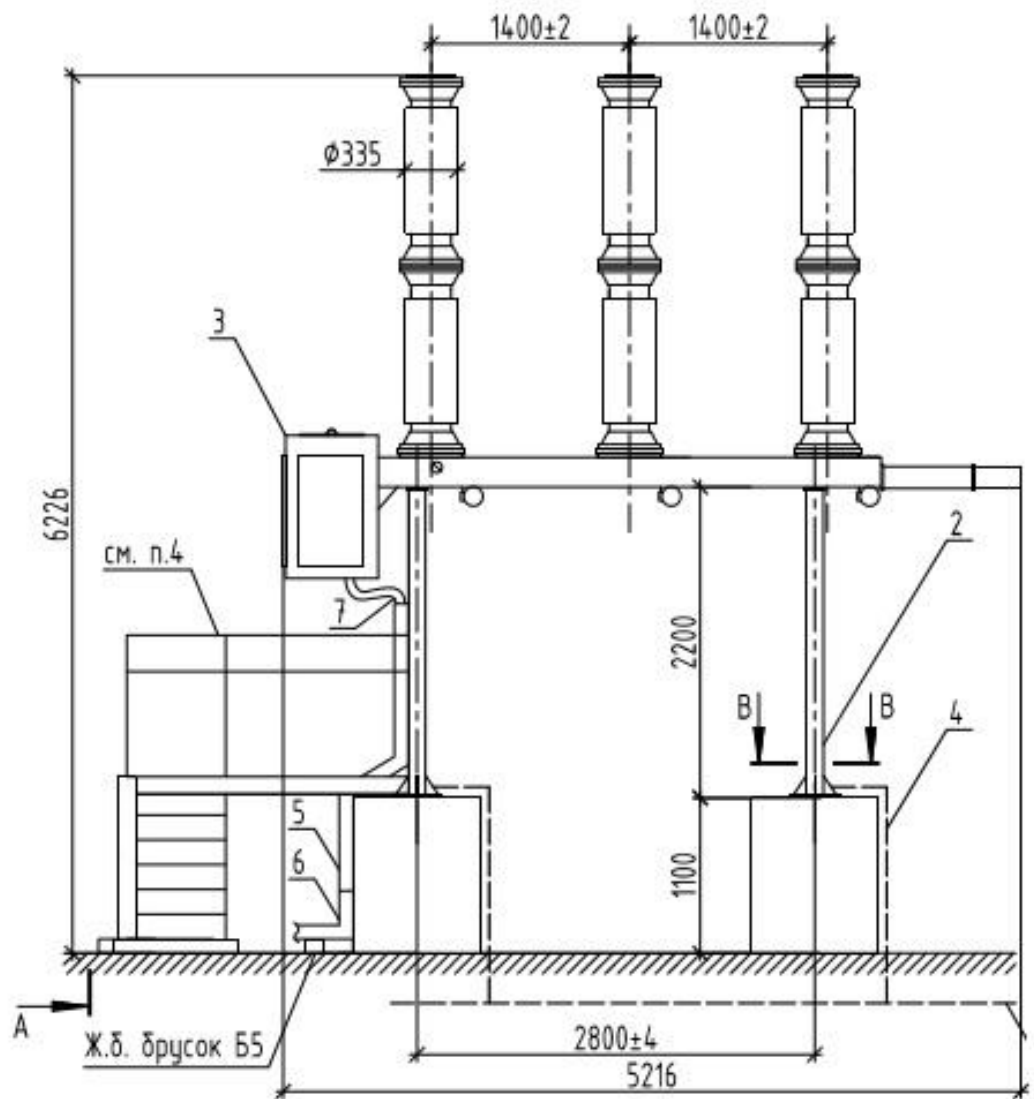


Рисунок 5.1 – Компоновка ОРУ элегазовыми выключателями

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{макс.}}}{n \times \sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}, \quad (5.3)$$

Рассчитаем максимальное значение тока при отключении одного выключателя:

$$I_{\text{макс}} = \frac{n}{n-1} \times I_{\text{норм.раб}}, \quad (5.4)$$

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{77,8}{2 \times \sqrt{3} \times 110} = 346 \text{ А},$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{2}{2-1} \times 346 = 692 \text{ А,}$$

Таблица 5.2 - Выбор ЭВ по расчетным данным

Условия выбора выключателей для ОРУ-110 кВ	Характеристики ЭВ	Расчетные данные ВКР
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} > U_{\text{ном}}$	126 кВ	110 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$	2000 А	692 А
Номинальный ток отключения:		
$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	40 кА	19,2 кА
$i_{\alpha,\tau} \leq i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл.ном}}$	40 кА	1,5 кА
$= \sqrt{2} \times 0,2 \times 40$	40 кА	8,2 кА
$I_{\text{п, 0}} \leq I_{\text{пр,с}}$		
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y < i_{\text{дин}}$	102 кА	42,94 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K = I_{\text{п, 0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}) \leq I_{2\text{тер}}$	300 кА ² с	205 кА ² с

5.3 Компоновка РУ-35 кВ высоковольтными выключателями

«Максимальный ток, протекающий через выключатель в аварийном или ремонтном режиме» [15]:

На основании полученных значений токов короткого замыкания, можно сделать вывод, что расположение подстанции в энергосистеме находится вне зоны с предельными токами короткого замыкания, что существенно упрощает процесс выбора коммутационного оборудования, так как значение ударного тока не превышает 40 кА и соответственно, не требуются специальная проработка мероприятий по снижению токов КЗ на стороне 35 кВ.

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{63}{2 \times \sqrt{3} \times 37} = 492 \text{ А,}$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{2}{2-1} \times 492 = 984 \text{ А,}$$

Так как значение ударного тока не превышает 40 кА [16] соответственно, не требуются специальные выключатели по стороне 35 кВ.

Таблица 5.3 – Выбор ВВн -35 кВ по расчетным данным

Условие выбора	Каталожные данные	Данные ВКР
Номинальное напряжение, кВ		
$U_{\text{уст}} > U_{\text{ном}}$	35,7 кВ	35 кВ
Длительный номинальный ток, А		
$I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$	1000 А	240 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{\text{а, ном}} = \frac{I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}}{\sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл.ном}}} = \sqrt{2} \times 0,4 \times 40$	5,4 кА	10 кА
	5,4 кА	10 кА
	8,2 кА	10 кА
Номинальный ток динамической стойкости, кА:		
$i_y < i_{\text{дин}}$	51 кА	38,5 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость), кА ² с		
$W_K = I_{\text{п.о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}) \leq I_{2\text{тер}}$	300 кА ² с	205 кА ² с

В ОРУ 35 кВ выбран выключатель ВВн -35 производства «Самарский электроцит». Выбранный выключатель соответствует всем требованиям [18].

5.4 Компоновка ЗРУ 10 кВ выключателями

Проведем выбор и компоновку оборудования электрической части понизительной подстанции РУ-10 кВ. и 10 кВ.

Так как, внутри шкафа КСО 293 входят выключатели типа Evolis с пружинным приводом, «выберем вакуумные выключатели по номинальным параметрам» [16].

Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают по ГОСТ Р 52565 -2006.

Выбираем выключатель по максимальному току отключения токов КЗ на шинах 10 кВ.

Таблица 5.4 – Условия выбора выключателей в цепи силового трансформатора

Условия выбора выключателя для РУ-10 кВ	Расчётные данные согласно ВКР	Характеристики ВВ
Номинальное напряжение		
$U_{уст} > U_{ном}$,	10 кВ	10 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч}$,	2430 А	2500 А
Номинальный ток отключения:		
$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}$ $i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, ном} = \sqrt{2} \beta_{ном} I_{откл. ном}$ $= \sqrt{2} \times 0,4 \times 40$ $I_{п, 0} \leq I_{пр, с}$	25,3 кА 10,5 кА 20,07 кА	31,5 кА 20,6 кА 31,5 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y < i_{дин}$, кА	14,1 кА	79 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K = I_{п 0}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) \leq I_{2тер}$,	1224 кА ² с	4800 кА ² с



Рисунок 5.2 – КСО ЗРУ-10 кВ

Таблица 5.5 - Условия выбора выключателей в секционных ячейках

Условия выбора выключателя для РУ-10 кВ	Расчётные данные согласно ВКР	Характеристики ВВ
Номинальное напряжение		
$U_{уст} > U_{ном}, \text{кВ}$	10 кВ	10 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч} \text{А}$	3082,8 А	3150 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, ном} = \frac{I_{п. \tau} \leq I_{ном. откл}}{2 \beta_{ном} I_{откл. ном}} = \bar{2} \times 0,4 \times 40$ $I_{п, 0} \leq I_{пр, с}$	25,12 кА 9,04 кА 20,07 кА	31,5 кА 20,6 кА 31,5 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y < i_{дин},$	42,2 кА	79 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K = I_{п 0}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) \leq I_{2тер},$	909,8 кА ² с	2883 кА ² с

«Выбираем выключатель по максимальному току отключения токов КЗ на секционном выключателе 10 кВ» [11].

5.5 Компоновка ОРУ 110 кВ разъединителями

В соответствии с техническими требованиями [24] комплектуем ОРУ-110 кВ разъединителями.

Таблица 5.6 – Условия выбора разъединителя типа РНДЗ-110/1000-40 УХЛ1

Расчетные данные для условия выбора РНДЗ	Итоговые расчетные данные	Данные завода изготовителя
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	115 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	692 А	1600 А
$I_{т.с}^2 \times t_{т.с} \geq I_{к}^2 \times t_{к},$	15,2 кА ² с	100 кА ² с
$i_y < i_{пр. с},$	38,3 кА	40 кА

5.6 Компоновка ОРУ 110 кВ трансформаторами тока

Компонуем ОРУ 110 кВ трансформаторами тока различной конструкции.

Трансформаторы тока выбираем по следующим параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (5.5)$$

По рабочему максимальному току:

$$I_{уст} \leq I_{ном}, \quad (5.6)$$

«Номинальный ток ТТ подбираем к рабочему току электроустановки» [16].

По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (5.7)$$

Электродинамическую стойкость шинных ТТ определяем устойчивостью самих шин РУ;

По термической стойкости:

$$W_K \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}, \quad (5.8)$$

Таблица 5.7 – Компоновка ОРУ 110 кВ ПС АСК-2

Условия выбора ТТ для ОРУ-110 кВ	Расчетные данные в соответствии с ВКР	Характеристики ТТ от завода изготовителя
Номинальное напряжение		
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч}$	692 А	400-600-800 А

Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_K^2 \times t_K$	15,2 кА ² с	63 кА ² с
Номинальный ток динамической стойкости		
$i_y < i_{пр.с}$	19,2 кА	40 кА

По вторичной нагрузке:

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном}, \quad (5.7)$$

«где $Z_{2нагр}$ — вторичная нагрузка ТТ; $Z_{2ном}$ — номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.» [12].

Вторичная нагрузка ТТ [11] не превышает допустимого уровня.

В соответствии с ПУЭ [4]:

$$r_{2пр,доп} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,138 \text{ Ом},$$

$$S_{каб} \geq \frac{105}{57 \times 1,138} = 1,6 \text{ мм}^2$$

Сечения жилы кабеля составит 2,5 мм².

Таблица 5.8 – Условия выбора ТТ в классе напряжения 110 кВ, 35 и 10 кВ

Условие выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
Номинальное напряжение		
$U_{нр} > U_{ном},$	110 кВ	110 кВ
	35 кВ	35 кВ
	10 кВ	10 кВ
Длительный номинальный ток		
Силовой трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$, в линии 110 кВ	800/5 А	692 А
Силовой трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$, в линии 35 кВ	1000/5	982
Силовой трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$, в линии 10 кВ	3000/5 А	2430 А

Продолжение таблицы 5.8

Секционный выключатель $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 110 кВ	600/5 А	443 А
Секционный выключатель $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 35 кВ	600/5	441
Секционный выключатель $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 10 кВ	3000/5	2430
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	63 кА	38,3 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{\text{п}0}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}) \leq I_{2\text{тер}}$	2883 кА ² с	15,2 кА ² с

5.7 Компоновка ОРУ-110 кВ ТН

На стороне высокого напряжения устанавливаем трансформатор напряжения марки НКФ-110-83 (АО ХК «Электрозавод»).

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит ТИ не выше 75 ВА.

5.8 Выбор ОПН для ОРУ 110 кВ

При выборе ОПН для ОРУ-110 кВ руководствовались типовыми техническими решениями [19] и каталогом электрооборудования «Электрощит» [22].

5.9 Выбор оборудования ЗРУ 10 кВ

В соответствии с Типовыми техническими решениями для подстанций 6-110 кВ [24] выберем оборудование КРУ 10 кВ с ячейками КСО-СВЭЛ-293.

Применение данных ячеек обеспечит соответствует требованиям [24].

Таким образом, ЗРУ 10 кВ ПС 110/35/10 кВ АСК-2 укомплектуем ячейками КСО – СВЭЛ-293.

5.9.1 Компоновка КРУ трансформаторами тока 10 кВ

«В КРУ трансформаторы тока устанавливают различной конструкции: шинные – при шинном вводе или опорные – при кабельном вводе» [16].

«Для цепей защиты, автоматики и измерения применяют многообмоточные ТТ. Для повышения надежности и безопасности при обслуживании в РУ существует возможность применять ТТ с длинными выводами, которые не имеют винтовых соединений в высоковольтном отсеке» [19].

Таблица 5.10 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ – 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные: ТОЛ-10 кВ
Номинальное напряжение	
$U_{уст} \leq U_{ном}, 10 \text{ кВ}$	10 кВ
Номинальный ток	
$I_{max} = 2055 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{yo} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Номинальный ток ТТ подбирают как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей» [10].

5.7.2 Компоновка КРУ трансформаторами напряжения 10 кВ

Выбранный трансформатор напряжения НАМИТ-10 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, $75 \text{ В} \cdot \text{А}$.

6 Система оперативного постоянного тока

Наиболее ответственными потребителями на подстанции являются цепи оперативного тока защиты, автоматики и электромагнитов силовых выключателей в распределительных устройствах [3].

Нагрузка системы постоянного тока может быть разделена на следующие категории [10]:

«1 Аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током;

2 Временная нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока ввремя аварийного режима. Это токи нагрузки аварийного освещения. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии;

3 Кратковременная (толчковая) нагрузка. Такая нагрузка создается токами включения и отключения приводов выключателей» [18].

«При исчезновении переменного тока, т.е. в установившемся аварийном режиме - нагрузка равна сумме постоянной и переменной нагрузок» [18].

«Аккумуляторная батарея типа А512/16Ah G5 фирмы Sonnenschein малообслуживаемая свинцово-кислотная с жидким электролитом обеспечивает при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд) максимальные расчетные толчковые токи после двухчасового разряда током нагрузки» [18].

Постоянный подзаряд применяют в качестве основного режима эксплуатации. Напряжение постоянного подзаряда составляет 2,23 В/э при температуре +20 С.

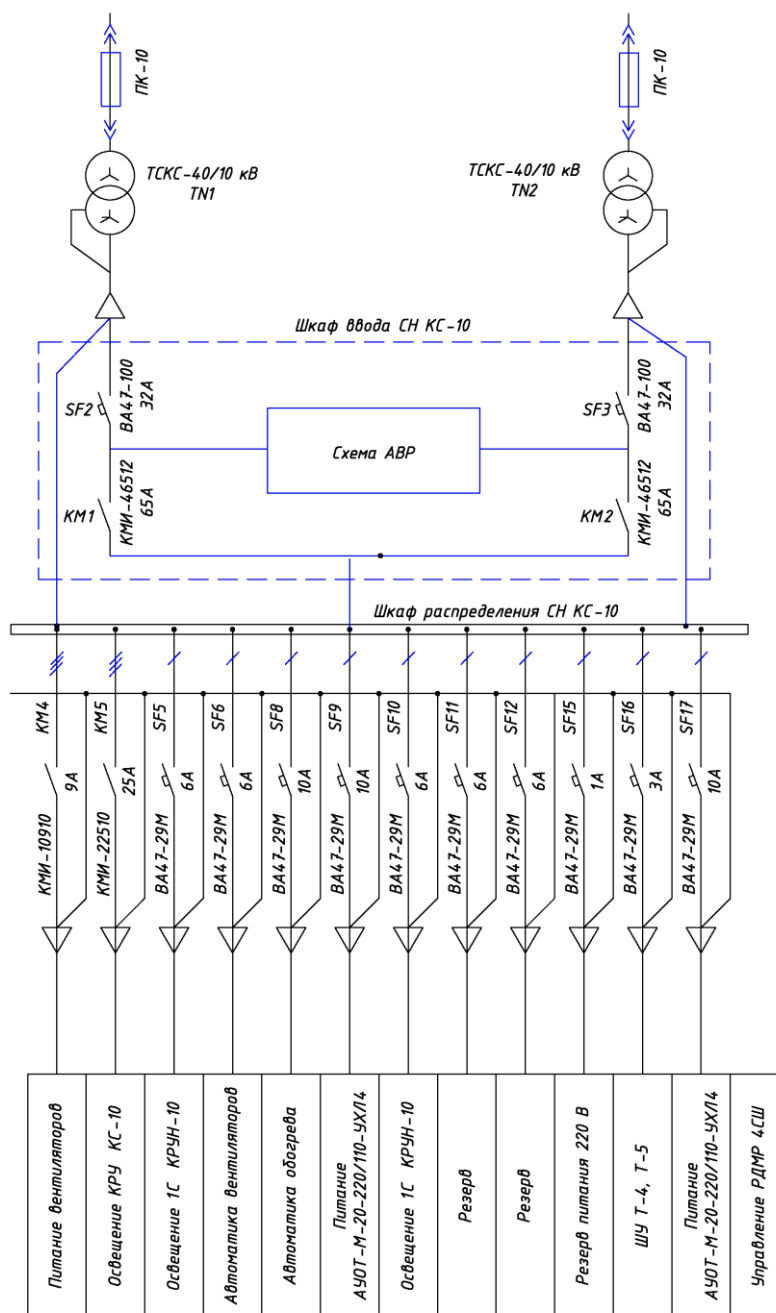


Рисунок 6.1 – Подключение системы оперативного тока к ТСН

«Зарядно-подзарядные (выпрямительные) устройства выбираются совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗПУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надёжной её работы» [18].

7 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции

Основным требованием для системы собственных нужд (СН), состоит в обеспечении надежной и экономичной работе оборудования СН.

На открытой территории подстанции планируется установить 2 трансформатора собственных нужд, подключенных к 1 и 4 секции ЗРУ-10 кВ.

Для организации питания потребителей собственных нужд используется переменное напряжение 380/220 В от вновь устанавливаемых ТСН напряжением 10/0,4 кВ.

Для распределения электрической энергии между потребителями собственных нужд ПС в ОПУ устанавливается щит собственных нужд 0,4 кВ.

Для подключения цепей питания приводов и обогрева оборудования 110 кВ предусматривается установка дополнительных распределительных шкафов 0,4 кВ на ОРУ 110 кВ.

Для подключения цепей питания наружного освещения предусматривается установка дополнительных распределительных шкафов 0,4 кВ на открытой территории подстанции на прожекторных мачтах.

Расчет электрической мощности, потребляемой на собственные нужды существующей подстанции, выполнен с учетом существующей схемы СН-0,4 кВ подстанции и данных заводов-изготовителей вновь устанавливаемого оборудования.

В качестве расчетной нагрузки принимается максимальная потребляемая мощность в зимний период.

Расчет нагрузок сведен в таблицу 7.1.

Максимальная расчетная нагрузка составляет:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = 83,48^2 + 29,41^2 = 88,51 \text{ кВА.}$$

С учетом коэффициента одновременности загрузки требуемая мощность трансформатора составляет:

$$S_T = K_{\text{одн}} * S_{\Sigma} = 0,85 \cdot 88,51 = 75,23 \text{ кВА}$$

С учетом перспективы развития ПС и возможности работы одного трансформатора длительное время к установке принимаются трансформаторы мощностью 160 кВА.

Таблица 7.1 – Нагрузка собственных нужд

Тип нагрузки	$S_{\text{нагр}}$ кВА.	K_c	$S_{\text{рас}}$ кВА
ОПУ. Шкаф распределительный собственных нужд 0,4 кВ 1	25,00	0,80	28
ОРУ-110 кВ. Шкаф питания приводов оборудования 110 кВ 2	6,60	0,25	2,65
ОРУ-110 кВ. Шкаф питания обогрева оборудования 35 кВ 2	8,10	1,00	8,1
ЗРУ-10 кВ. Шкаф распределительный собственных нужд 0,4 кВ 1	10,00	0,80	16
ЗРУ-10 кВ. Шкаф питания приводов выключателей 10 кВ 1	13,86	0,30	4,16
ОРУ-110 кВ. Шкаф приводов РПН Т-1, Т-2 2	2,20	0,50	1,10
ОРУ-110 кВ. Шкаф дутьевого охлаждения ШД Т-1, Т-2 2	6,40	0,50	3,20
ОПУ. Выпрямительное зарядное устройство АКБ 2	12,00	0,20	2,40
ОПУ. Питание оперативной блокировки разъединителей 1	0,80	1,00	0,80
ОПУ. Освещение шкафов РЗА 15	0,90	0,30	0,27
ОПУ. Шкаф наружного освещения подстанции 1	4,80	0,50	2,4
ОПУ. Питание измерительных преобразователей 32	0,50	1,00	0,5
ОПУ. Питание счетчиков 110 кВ и приборов ККЭ 6	0,10	1,00	0,1
ОПУ. Шкаф серверный ИВК 1	2,20	1,00	2,2
ОПУ. Серверный шкаф видеонаблюдения 1	3,00	1,00	3,0
ОПУ. Шкаф УСПИ 1	1,50	1,00	1,5
ОПУ. Шкаф системы гарантированного питания	10,00	0,70	7,0
ОПУ. Шкаф УДК	0,10	1,00	0,1
Итого:	66	0,85	-

Нагрузка на трансформатор СН по данным таблицы, с учетом коэффициента спроса K_c , составляет 56,1 кВА.

Мощность трансформаторов собственных нужд должен быть выбран с учётом того, что в случае вывода одного из трансформаторов, оставшийся в работе мог взять на себя всю нагрузку с допустимой перегрузкой.

С учетом перспективы развития ПС и возможности работы одного трансформатора длительное время к установке принимаются трансформаторы мощностью 160 кВА.

Питание собственных нужд ПС 110/35/10 кВ обеспечивается от двух трансформаторов собственных нужд мощностью по 160 кВА каждый и напряжением 10/0,4 кВ, установленных на открытой территории подстанции и подключенных к 1 и 2 секции ЗРУ-10 кВ.

Таблица 6.2 – характеристики трансформатора ТМГ-160/10 У1

Тип	S _{НОМ} кВА	Напряжение, кВ		Потери, кВт		U _к %
		ВН	НН	P _{ХХ}	P _{кз}	
ТМГ-63/10 У1	63	10	0,4	0,41	2,6	4,5

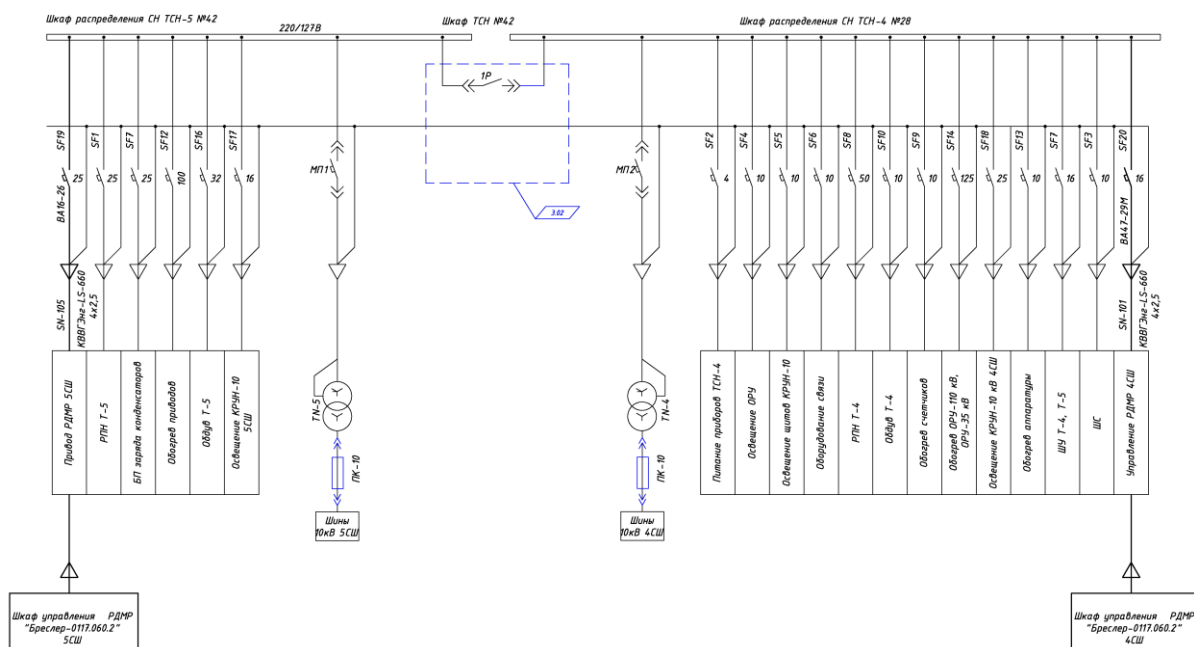


Рисунок 7.1 – Схема подключения ТСН к ЗРУ-10 кВ

8 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». К ОРУ подключены два трансформатора ТДТН-63000/110/35/10 и две линии 110 кВ:

- АСК-2 цепь -1, АСК-2 цепь-2.

Распределительное устройство 35 кВ выполнено по схеме "Одна секционированная выключателем секции шин"

Распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме "Одна секционированная выключателем секции шин".

Строительно-монтажные работы разделены на две очереди. На I очереди предусматривается следующий порядок работ:

- замена трансформатора С-Т-2 на трансформатор мощностью 63000 кВ·А;
- замена ОД-Т2 и КЗ-Т2 на элегазовый выключатель;
- замена существующих разъединителей 110 кВ с ручными приводами на разъединители с двигательными приводами;
- установка комплекта элегазовых трансформаторов напряжения 2 с.ш. 110 кВ;
- замена трансформаторов тока на 2 с.ш. 110 кВ;
- замена трансформаторов тока в ячейке ввода 10 кВ 2 с.ш.;
- установка ячеек ТСН-10 кВ 1 и 2 с.ш.;

На II очереди предусматривается следующий порядок работ:

- замена трансформатора С-Т-1 на трансформатор мощностью 63000 кВ·А;
- замена ОД-Т1 и КЗ-Т1 на элегазовые выключатели;
- замена существующих разъединителей 110 кВ с ручными приводами на разъединители с двигательными приводами;

- установка комплекта элегазовых трансформаторов напряжения 1 с.ш. 110 кВ;

- замена трансформаторов тока на 1 с.ш. 110 кВ;

- замена трансформаторов тока в ячейке ввода 10 кВ 1 с.ш.;

В ВКР рассматривается реконструкция УРЗА в объеме, необходимом при замене первичного оборудования.

В структуру комплекса РЗА входят:

1) основная защита силового трансформатора на базе терминала "Сириус-Т" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект защиты БПВА.468263.006-01 (комплект А01 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- ДЗТ с торможением от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;

- ДТО;

- МТЗ ВН;

- ЗП ВН;

- пуск автоматики охлаждения;

- блокировку РПН при перегрузке;

- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней ГЗ Т, ГЗ РПН Т, датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;

- контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора;

2) резервная защита трансформатора и АУВ ВВ-110 кВ на базе терминала "Сириус-УВ" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.022-01 (комплект А02 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- МТЗ ВН от многофазных КЗ;

- АУВ;

- УРОВ;

- прием сигналов от газовых защит трансформатора и РПН;
- контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора;

3) защита ВВ-10кВ на базе терминала "Сириус-2-В" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.004 (комплект А03 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- трехступенчатая МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;

- защита минимального напряжения;
- ЛЗШ;
- АУВ;
- УРОВ;
- однократное АПВ;

4) АРКТ трансформатора на базе терминала "Сириус-2-РН" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.005-01 (комплект А04 шкафа ШЭРА-ТТ-4002), выполняющий следующие функции:

- автоматического поддержания напряжения в заданных пределах;
- ручного регулирования напряжения;
- блокировку РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;
- блокировку РПН при превышении $3U_0$;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН;

5) защита СВ-10 кВ на базе терминала "Сириус-2-С" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.008 (комплект А01 шкафа ШЭРА-С10-3001), выполняющий следующие функции:

- трехступенчатая МТЗ;
- АУВ;

- УРОВ;
- ЛЗШ;
- АВР;

б) автоматика ТН-10 кВ на базе терминала "Сириус-ТН" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.018 (комплекты А02, А03 шкафа ШЭРА-С10-3001);

7) защита ВЛ-10 кВ на базе терминала "Сириус-2-Л" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который устанавливается в релейных отсеках ячеек линий 10 кВ и выполняет следующие функции:

- трехступенчатая МТЗ;
- ТО;
- АУВ;
- УРОВ;

8) автоматика АЧР-10 кВ на базе терминала "Сириус-2-АЧР" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.112 (комплекты А01, А02 шкафа ШЭРА-АЧР-2002);

9) автоматика на базе шкафа Бреслер-0117.068.2.30 производства НПП "Бреслер".

8.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ

Токи уставки срабатывания ДЗТ отстраиваем от тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб},$$

где k_n – коэффициент надежности (погрешности реле, ошибки расчета и требуемый запас) равен 1,3;

$I_{нб}$ – ток небаланса, протекающий через защиту при внешнем КЗ;

$$I_{нб} = k_A \times k_{одн} \times f_i \times I_{п,(0)Внеш}, \quad (8.1)$$

k_A – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ, равен 1;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ = 0,5;

f_i – допустимая 10 % погрешность ТТ = 0,1;

$I_{\text{п,(0)Внеш}}$ – периодическая составляющая тока внешнего трехфазного КЗ;

$$I_{\text{нб}} = 1 \times 0,5 \times 0,1 \times 11,6 = 0,58 \text{ кА},$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \times 0,58 = 0,754 \text{ кА},$$

Проверяем ток срабатывания защиты по условию включения трансформатора под напряжение без нагрузки:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{ном.Тр}},$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_{\text{ном.Тр}}$ – номинальный ток трансформатора.

$$I_{\text{с.з}} = 754 \text{ А} > 1,2 \times 263 = 316 \text{ А},$$

Условие выполнено, расчетным условием для выбора тока срабатывания принимаем отстройку от тока небаланса $I_{\text{сз}}=754 \text{ А}$.

Производим проверку чувствительности ДЗТ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}^{(2)} \times k_{\text{сх N}}^{(n)}}{I_{\text{с.з}} \times k_{\text{сх N}}^{(3)}}, \quad (16.2)$$

где $I_{\text{КЗ мин}}^{(2)}$ – минимальное значение тока КЗ, двух фазное в зоне действия защиты;

$k_{сх N}^{(3)}$ – коэффициент схемы, определяется видом КЗ, и схемой соединения ТТ защиты на рассматриваемой стороне трансформатора и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Со стороны ВН (110 кВ) силового трансформатора ТТ соединяем в схему треугольник, а на сторонах СН (35 кВ) и НН (10 кВ) в звезду:

$$I_{п.о.к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п.(0)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2 = 7,1 \text{ кА},$$

$$k_{ч} = \frac{7,1 \times 1}{0,754} = 9,4,$$

В соответствии с ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 2. Условие выполнено $k_{ч}$ ДЗТ равен 9,4.

Вторичные токи в плечах защиты рассчитываем как:

$$I_{ном.Тр.вт} = \frac{I_{ном.Тр} \times k_{сх}}{n_{ТТ}}, \quad (8.3)$$

Таблица 8.1 - Расчётные значения уставок ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения		
	110 кВ	35	10 кВ
$I_{ном.Тр}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \times 110} = 331 \text{ А}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \times 37} = 984 \text{ А}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \times 10} = 2430 \text{ А}$
$k_{ТТ}$	600/5	1000/5	3000/5
Схема соединения ТТ	Δ	Y	Y
$k_{сх}$	1,73	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{443}{600} \cdot 1,73 = 6,8 \text{ А}$	$\frac{984}{1000} = 4,92 \text{ А}$	$\frac{2430}{3000} = 4,05 \text{ А}$

8.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора

ТО устанавливаем со стороны источника питания так, как два источника питания, защиту устанавливаем с двух сторон трансформатора и

ток срабатывания защиты отстраиваем от максимального тока КЗ проходящий через трансформатор, при КЗ с противоположной стороны трансформатора:

$$I_{с.з110} \geq k_{отс} I_{КЗ макс 10},$$

где $I_{с.з10}$ ток срабатывания защиты со стороны 10 кВ;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,4;

$I_{КЗ макс}$ – ток трехфазного КЗ, в месте установки защиты, при КЗ на противоположной стороне трансформатора.

Приводим ток КЗ стороны 10 кВ к стороне 110 кВ трансформатора:

$$\frac{25,1}{\frac{110}{10}} = 2,28 \text{ кА},$$

$$I_{с.з110} = 1,4 \times 2,28 = 3,19 \text{ кА},$$

Приводим ток КЗ стороны 110 кВ к стороне 35 и 10 кВ трансформатора:

$$19,17 \times \frac{10}{110} = 1,8 \text{ кА},$$

$$I_{с.з10} = 1,4 \times 1,8 = 2,5 \text{ кА},$$

Чувствительность ТО определяем при металлическом 2-х фазном КЗ на стороне установки защиты в минимальном режиме работы ЭС. Минимальный коэффициент чувствительности не менее 2:

$$k_{ч 110} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 110}}{I_{с.з110}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2}{3,19} = 2,6,$$

$$k_{ч 10} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 10}}{I_{с.з10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 11,6}{2,5} = 2,1,$$

Расчётные значения уставок ТО для защиты трансформатора соответствуют всем параметрам.

8.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ подключаем по токовым цепям на стороне 110 кВ.

Первичный ток срабатывания МТЗ рассчитываем по условию отстройки от токов в максимальном рабочем режиме трансформатора:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_в} \times I_{раб.макс} \quad (8.4)$$

где $I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток трансформатора;

$k_в$ – коэффициент возврата;

k_3 – коэффициент запаса.

$$I_{раб.макс 110,} = k_{пер} \times I_{ном} = 1,4 \times 264 = 369,6 \text{ A},$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2}{0,85} \times 369 = 553 \text{ A},$$

Чувствительность для МТЗ определяется по выражению КЗ со стороны 10 кВ приведённое к стороне 110 кВ:

$$k_ч = \frac{I_{п.о.к}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{6,74/11}{0,68} = 0,9,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности должен находиться в пределах 1,2.

8.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора

Для обеспечения защиты от перегрузки трехобмоточного трансформатора разрешается устанавливать защиту с любой стороны. Устанавливаем защиту со стороны 110 кВ.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал, рассчитываем по условию возврата защиты при номинальном токе трансформатора:

$$I_{c.z} = k_{отс} \frac{I_{ном}}{k_{в}}, \quad (8.5)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, равный 0,95.

$$I_{c.z} = 1,05 \times \frac{264}{0,95} = 292 \text{ A},$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, выполняем с выдержкой времени 9 секунд.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе при реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «АСК-2» рассмотрены теоретические и практические решения создания надёжного электроснабжения южного Промышленного района г. Самара, за счет реконструкции существующей понизительной подстанции ПС 110/35/10 кВ «АСК-2».

На основании анализа расчётов потребляемой электрической коммунально-бытовой и производственной нагрузки, выбрано необходимое количество и мощность силовых трансформаторов с учетом планируемых вводов мощностей.

По характеру потребителей питаемых от понизительной подстанции с учетом современных требований к принципиальным электрическим схемам, распределительных устройств подстанций выбрана схема ОРУ 110 кВ.

На основании расчётов токов короткого замыкания выбраны вводные, секционные и на отходящих линиях коммутационные аппараты в распределительных устройствах 110 кВ, 35 и 10 кВ.

Произведён расчёт трансформаторов собственных нужд. Произведен расчет уставок РЗА силовых трансформаторов С-Т-1 и С-Т-2.

Выбранный вариант реконструкции ПС 110/35/10 кВ «АСК-2» соответствует всем требованиям правил и норм городских распределительных электросетей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13 ноября 2009 г.
2. ГОСТ Р 21.1101-2009 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
3. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013.
5. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Саратовской области на 2017-2021 году. Утв. Постановлением Губернатора Саратовской области от 18.12.2016г.
6. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2016. - 288 с.
7. Балдин М.Н., Карапетян И.Г. Основное оборудование электрических сетей. Справочник. - М.: ЭНАС, 2014. - 208 с.
8. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. - Тольятти: ТГУ, 2016. - 75 с.
9. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Методические указания по применению. Схемные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.130.01.145-2013.pdf (дата обращения: 15.06.2018).
10. 7. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

11. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ. Учебно-справочное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 142 с.

12. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. - 111 с.

13. Методические указания по выбору оборудования СОПТ // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.40.216-2016.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

14. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. - М.: Форум-Инфра, 2013. - 480 с.

15. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. - 3-е изд. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.

16. РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98 // Изд-во НЦ ЭНАС. - 2006 г.

17. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. - 10-е изд. - М.: Академия, 2013. - 448 с.

18. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf> (дата обращения: 15.06.2018).

19. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования // Официальный сайт ОАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

20. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. - Тольятти: ТГУ, 2015. - 124 с.

21. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

22. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

23. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/СТО-6947007-29.120.70.042-2010.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

24. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.

25. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.

26. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.

27. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.

28. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.