

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110 кВ
«Александровка»

Студент

В.А. Владимиров

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

О.А. Головач

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« » 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа «Реконструкция электрической части подстанции 110 кВ «Александровка» посвящена разработке проекта реконструкции электрической части понижающей. Реконструкция электрической части позволит повысить надежность и качество электроснабжения потребителей.

В работе проработаны вопросы по анализу потребляемой электрической нагрузки существующих потребителей реконструируемых подстанций, по выбору трансформаторов с учетом планируемых вводов мощностей в соответствии с заявками не технологическое подключение, по выбору схем ОРУ 110 кВ с учетом требований сетевых организаций, по выбору современного оборудования электрической части распределительных устройств на всех ступенях напряжения РУ, в замен устаревшего, на основании расчетных значений токов короткого замыкания, а так же длительно допустимым токам исходя из мощности вновь устанавливаемых силовых трансформаторов.

Рассмотрены мероприятия по защиты вновь устанавливаемого оборудования электрической части ПС 110 кВ Александровка от ПУМ, и ЭМС.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена на 48 стр., с графической частью выполненной на 6 чертежах формата А1.

ABSTRACT

Graduation qualification work "Reconstruction of the electrical part of the substation 110 kV" Alexandrovka "is devoted to the development of the project of reconstruction of the electric part of the lowering. Reconstruction of the electrical part will improve the reliability and quality of electricity supply to consumers.

In the work the questions on the analysis of the consumed electric load of existing consumers of reconstructed substations have been worked out, at the choice of transformers taking into account the planned commissioning of capacities in accordance with the applications, non-technological connection, according to the choice of 110 kV switchgear schemes, taking into account the requirements of grid organizations, at all voltage stages of the reactor, in replacement of the old one, based on the calculated values of the short-circuit currents, and also for a long time up to Ustimov currents based on the newly installed capacity of power transformers.

Measures to protect the newly installed equipment of the electrical part of the SS 110 kV Aleksandrovka from PIP, and EMC are considered.

Graduation qualification work of the bachelor is executed on 48 str., With the graphic part executed on 6 drawings of format A1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Характеристика реконструируемой подстанции	8
1.1 Существующая электрическая часть подстанции «Александровка»	8
1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции	11
2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «Александровка»	12
3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС 110 кВ	14
3.1 Выбор типа силовых трансформаторов ПС 110 кВ «Александровка».....	14
4 Расчёт токов при замыканиях на шинах ПС 110 кВ «Александровка».....	18
5 Выбор оборудования.....	24
5.1 Этапы расчетов для выбора оборудования.....	24
5.2 Компоновка ОРУ-110 высоковольтными выключателями.....	25
5.3 Компоновка РУ-35 кВ высоковольтными выключателями.....	26
5.4 Компоновка КРУ-10 кВ выключателями	27
5.5 Компоновка ОРУ 110 кВ разъединителями	28
5.6 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	28
5.7 Компоновка РУ трансформаторами напряжения	31
5.8 Выбор ОПН для распределительного устройства 110 кВ.....	31
5.9 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ....	31
5.9.1 Выбор ТТ для КРУ 10 кВ	32
5.7.2 Выбор ТН для КРУ 10 кВ.....	32
6 Система оперативного постоянного тока	33
7 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции.....	34
8 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов.....	37
8.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ.....	37
8.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора	39
8.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора	40
8.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	41

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	45

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия является одним из самых универсальных видов энергии. Электрическая энергия производится на электрических станциях и передаётся по линиям электропередачи к потребителям. На этапе передачи электрической энергии от источника к потребителю происходит ее трансформация и распределение.

Выработка электрической энергии происходит на электрических станциях, которые различаются по способу выработки электрической энергии. Существуют электрические станции вырабатывающие электрическую энергию за счет преобразования энергии пара и газа. Так же существуют гидравлические и атомные электрические станции.

Однако передача электрической энергии на большие расстояния невозможна без повышения напряжения. Поэтому в Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) присутствует большое количество электрических подстанций. Подстанции играют важную роль в ЕНЭС, так как выполняют распределение и преобразование напряжения. По месту подстанции в ЕНЭС различают узловые подстанции, тупиковые подстанции, ответвительные подстанции.

Основным оборудованием электрической подстанции является силовой трансформатор, к котором происходит трансформация напряжения.

Силовые трансформаторы различаются по мощности, конструкции, способу охлаждения и классам напряжения обмоток.

При выборе силового трансформатора подстанции необходимо учитывать мощность потребителей и отходящих линий. При этом существуют нормативы по загрузке трансформатора. Для двухтрансформаторных подстанций номинальный коэффициент загрузки составляет 0,7, а для однотрансформаторных 0,9.

Мощности трансформаторов являются стандартными и их выбор производится исходя из ближайшей большей типовой мощности.

Кроме силовых трансформаторов на подстанциях устанавливаются коммутационные аппараты – высоковольтные выключатели, которые предназначены для отключения и включения оборудования в номинальных режимах, при выполнении переключений, а также отключения оборудования в аварийных режимах.

На подстанциях также устанавливаются разъединители, которые не относятся к коммутационным аппаратам, так как с их помощью не производят отключений, а только создают видимый разрыв цепи для безопасности проведения работ.

Для проведения измерений, учета и подключения устройств релейной защиты на подстанции устанавливаются измерительные трансформаторы тока и напряжения. Они выполняют преобразование тока и напряжения в цепи до значений удобных для измерения.

Все оборудование подстанции так же потребляет электрическую энергию, так как приводы выключателей и разъединителей являются электродвигатели, кроме того на подстанции необходимо выполнять, подогрев различного оборудования, освещение территорий распределительных устройств и т.д. Поэтому на подстанции должны устанавливаться трансформаторы собственных нужд, обычно они подключаются со стороны низкого напряжения подстанции.

Рост нагрузок и увеличение электроприемников ставит перед электроэнергетической отраслью задачу постоянной модернизации оборудования. Необходимо производить увеличение мощности с заменой устаревшего оборудования на более современное и надежное.

Поэтому выпускная квалификационная работа, направленная на реконструкцию электрической части подстанции, является актуальной.

1 Характеристика реконструируемой подстанции

1.1 Существующая электрическая часть подстанции «Александровка»

Действующая ПС 110 кВ «Александровка» введена в эксплуатацию в 1978 и расположенная в Ставропольском районе Самарской области, ПС 110 кВ «Александровка». Подстанция является узловой подстанцией в данном районе. Данная подстанция эксплуатируется филиалом ПАО «МРСК Волги» «Жигулевское ПО». Потребителями подстанции «Александровка» являются промышленные предприятия и коммунально-бытовые потребители.

По надежности электроснабжения, согласно ПУЭ [3], на подстанции присутствуют электроприемники, которые могут быть отнесены к потребителям I, II и III категории по надежности электроснабжения. Питание потребителей осуществляется от распределительного устройства напряжением 6 кВ подстанции «Александровка» по кабельным (КЛ) и воздушным линиям (ВЛ) электропередачи. Со стороны 110 кВ подстанция «Александровка» получает питание по двум, Питание ПС осуществляется от двух одноцепных ВЛ, которые выполнены отпайками от линий ВЛ 110 кВ «Александровка, цепь I» и «Александровка, цепь II», также через ОРУ-110 кВ осуществляется транзит электроэнергии к ПС 110 кВ Ремзавод, и к тяговым подстанциям ОАО «РЖД».

«Проведение реконструкции ПС 110 кВ «Александровка» необходимо для надежного обеспечения электроснабжения 2 поселка Александровка, расположенного в Ставропольском районе Самарской области, а также создания необходимого резерва мощности для осуществления технологического присоединения новых потребителей строящихся микрорайонов. Общая численность населения, запитанного от подстанции составляет более 10 000 человек, один объект здравоохранения, три объекта образования (школы и детские сады), инфраструктура инженерных сетей - 18 объектов, промышленные предприятия» [5]

Подстанция «Александровка» в своем составе имеет:

- открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ выполненное по схеме «Две рабочие и обходная системы шин» (схема 110-13Н) [24]. В ОРУ 110 кВ подключены четыре ВЛ 110 кВ. Отключение токов короткого замыкания осуществляется установленными в ОРУ 110 кВ выключателями МКП-160М, МКП-110М. Все электрооборудование установлено на типовых унифицированных конструкциях. В ОРУ 110 кВ установлены два трехобмоточных силовых трансформатора С-Т-1 и С-Т-2 типа ТДТН-40000/110/35/6 кВ.

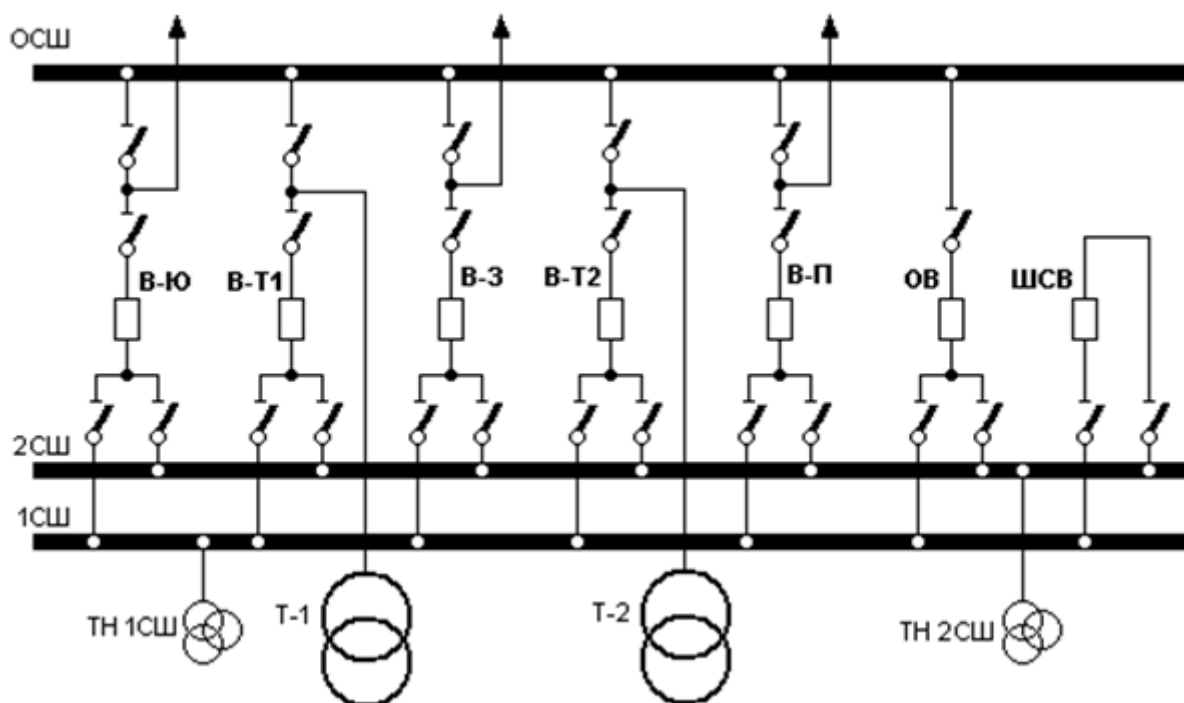


Рисунок 1.1 – Схема ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ «Александровка»

- Распределительное устройство открытого исполнения (ОРУ) 35 кВ выполнено с масляными выключателями 35 кВ в цепях трансформаторов и неавтоматической ремонтной перемычкой, предназначено для электроснабжения коммунально-бытовой нагрузки.

Оборудование ОРУ - 35 кВ физически и морально устарело и требует замены.

Что касается РУ 6 кВ, то оно выполнено одной секционированной системой сборных шин [5].

При реконструкции ЗРУ 6 кВ, подстанции «Александровка» необходимо рассмотреть вопрос замены существующих ячеек и оборудования на современные, так как ввиду отсутствия запасных частей их обслуживание затруднено, что негативно сказывается на надежности электроснабжения потребителей.

Анализ оборудования распределительного устройства 110, 35 и 10 кВ подстанции «Александровка» 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 «Александровка» 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.

К недостаткам существующей схемы можно отнести следующие:

1. Наличие вентильных разрядников.
2. «Физический износ высоковольтного оборудования может служить причиной повышенной аварийности на объекте, что негативным образом сказывается на надежности электроснабжения потребителей, подключенных к подстанции» [4].

Реконструкция электрической части существующей понизительной подстанции является актуальным вопросом.

1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции

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

- Выполнить замену высоковольтного оборудования на стороне 110 кВ подстанции 110 кВ Александровка;
- Рассмотреть необходимость замены существующих силовых трансформаторов С-Т-1 и С-Т-2 типа ТДТН-40000/110/35/6.
- Заменить в ОРУ-35 кВ масляные выключатели на вакуумные.
- Заменить КРУ 6 кВ на КРУ типа СЭЩ.
- Обеспечить обязательную установку ОПН взамен вентильных разрядников, согласно ПУЭ [3].

2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «Александровка»

При выполнении расчета реконструкции электрической сети должно быть выполнено [13]:

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.

Для этого необходимо на первоначальном этапе провести расчет электрических нагрузок потребителей подключенных через КЛ/ВЛ 6 кВ и ВЛ 35 кВ к данной подстанции.

$$P_{\text{ср}i} = K_u \cdot \sum P_{\text{ном}i} \quad (2.1)$$

где, $P_{\text{ном}i}$ – заявленная мощность подключаемых потребителей;

K_u – коэффициент использования.

Суммарная средняя нагрузка потребителей:

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

Таблица 2.1 – Нагрузка ПС 110 кВ Александровка

№ п/п	Потребитель	Год ввода в эксплуатацию	Максимальная мощность, МВт
1	ОАО «РЖД»	2018	10,0
2	ДНС-5	2016-2018	3,9
3	Район с Александровка	2018	1,2
4	КНС-15	2017, 2018	0,91
5	Новые потребители в соответствии с ТУ на ТП	2018	0,84
6	АО «Мукомол»	2018	2,25
7	ООО «Завод стройматериалов»	2018	5,0
8	ООО «Пелетное производство»	2017, 2018	3,15
ИТОГО			28,0

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок

Наименование потребителя	$\cos\varphi$	Расчетный параметр нагрузки	$tg\varphi$	$Q_{p.l.}$, кВар	S_p , кВА
Нагрузка прилегающих территорий	0,85	18014	0,65	13501	
Сельскохозяйственные потребители	0,8	27500	0,75	17832	
Потребители	0,92	28000	0,43	12040	
Итого по ПС 110 кВ		73514	0,59	43373	77782

3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС 110 кВ

3.1 Выбор типа силовых трансформаторов ПС 110 кВ «Александровка»

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)» [7];

k_{1-2} - «коэффициент перегрузки трансформатора равный 1,4» [7].

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

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

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

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

Загрузка силовых трансформаторов двух трансформаторной подстанции находится в пределах от 0,5 до 0,7 [10], т в связи с этим проверим коэффициент загрузки k_3^H для устанавливаемого трансформаторов ТДТН-63000/110/35/10 и ТДТН -80000/110/35/10.

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

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 прогнозируемая мощность, МВА;

S_T – мощность одного трансформатора - установленная мощность, МВА;

n – количество трансформаторов, шт.

Для ТДТН–80000/110/35/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 80} = 0,48$$

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

Таблица 3.1 – Паспортные параметры силового трансформатора

Тип силового трансформатора	$S_{ном.т.},$ МВА	Данные завода изготовителя ООО «Тольяттинский трансформатор»						
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	СН	НН				
ТДТН – 63000/110	63	115	35	6,6	10,5/17/6,5	290	70	0,85

Стоимость одного трансформатора 22 931 т. руб.

Величина потерь реактивной мощности:

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

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

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

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

$$P'_{к.с} = 145 \text{ кВт},$$

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

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

$$Q_{к.с} = 0 \text{ квар},$$

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

Годовые потери:

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

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

Рассчитаем стоимость потерь и приведенные затраты:

$$I_{\Delta W_{\text{ПС}}} = C_{\text{эк}} T_x \times \Delta W_x + C_{\text{эк}}(t) \times \Delta W_k = 0,012 \times 1366463 + 0,015 \times 178488,3 = 28740952 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \times K + I = E_n \times K + I_3 + I_{\Delta W_{\text{ПС}}} = 0,15 \times 22,931 \times 10^6 + 0,094 \times 60 \times 10^6 + 2,874 \times 10^6 = 17,514 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

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 при замыканиях на шинах ПС 110 кВ «Александровка»

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.

Расчет токов короткого замыкания является определяющим этапом перед выбором оборудования электрической части подстанций. Так как расчетные значения токов КЗ зависят в первую очередь от расчетной схемы, которая может быть выбрана на основании принятых технических решений разработчиком. Исходя из практического опыта, схемные решения утяжеляют, для того, чтобы выявить наихудшие условия режима работы электросети. Схемные решения влияют на величины сопротивлений в схемах замещения, даны величины зависят от установленного оборудования в электросети, а также от схемы соединения токопроводящих элементов. Все это накладывает повышенные требования к выбору расчетных схем для расчетов токов короткого замыкания [11].

При расчете токов короткого замыкания учтем следующие технические решения реализованные при реконструкции, так как данные решения влияют на расчетную схему токов КЗ и соответственно на расчетные значения токов КЗ.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие и обходная системы шин» (схема 110-13Н) [24].

Распределительные устройства 35, 6 кВ выполнены по схеме «Одна секционированная выключателем секции шин» [24].

Реконструкция предусматривает следующий порядок работ:

- установка трансформатора Т-1 и Т-2
- установка элегазовых выключателей;
- установка разъединителей 110, 35 кВ;

- установка комплекта элегазовых ТН 110 кВ и ТТ 110 кВ;
- установка трансформаторов тока на с.ш. 110 кВ;
- установка трансформаторов тока в ячейке ввода 6 кВ;
- установка ячеек ТСН-6 кВ 1;
- установка вакуумных выключателей 35 кВ;
- установка трансформаторов тока на с.ш. 35кВ

Приведем типовую схему замещения для расчетов токов КЗ для реконструируемой ПС, рисунок 4.1.

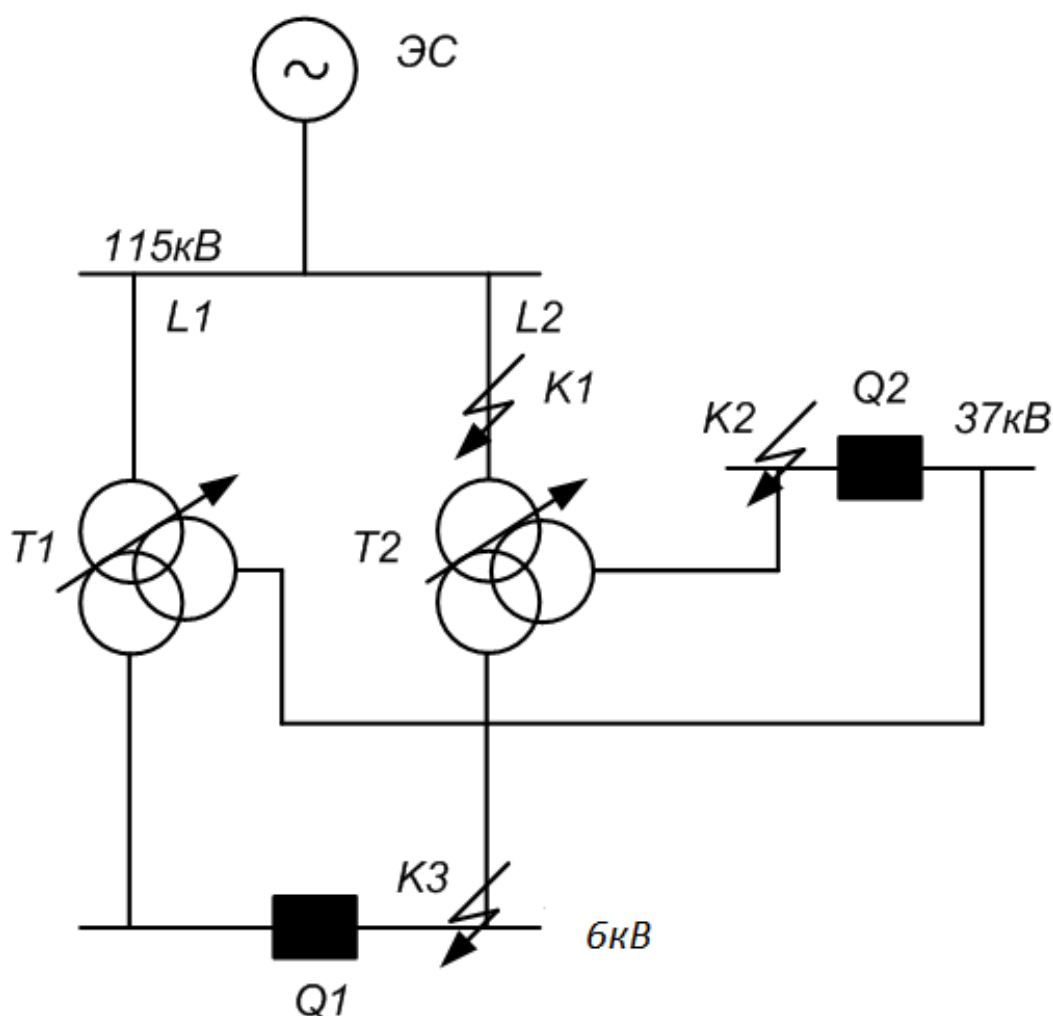


Рисунок 4.1 – Упрощённая схема для расчётов ТКЗ

Все параметры элементов электрической сети определяются конструктивными особенностями и внутренними сопротивлениями на

основании имеющихся паспортных данных предварительного выбранного оборудования [11]:

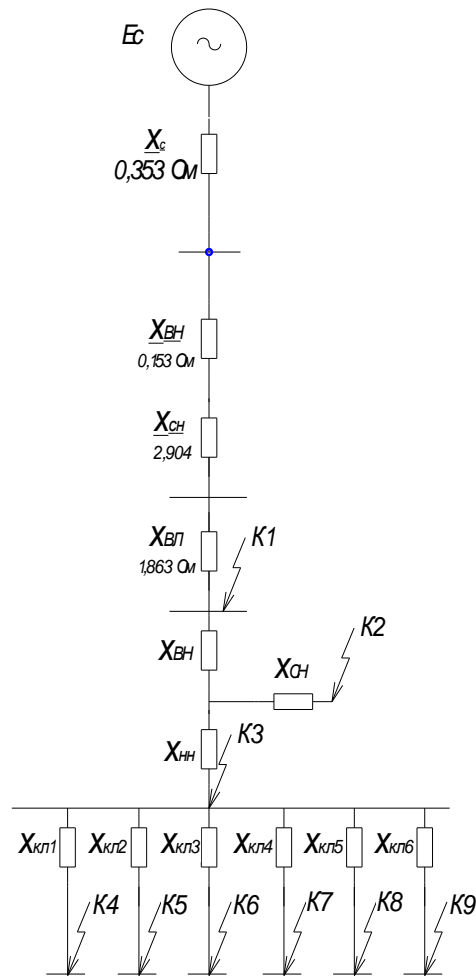


Рисунок 4.2 - Расчетная схема замещения для расчетов ТКЗ
«Параметры схемы замещения для различных режимов» [9]:

$$X_{НН.МІN} = U_{НН}^2 \cdot \left[\frac{X_{С.МАХ}}{U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U)} + \frac{U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U) \cdot U_{К.МІN}}{100 \cdot S_{Н.ТР}} \right]; \quad (4.1)$$

$$X_{НН.МАХ} = U_{НН}^2 \cdot \left[\frac{X_{С.МІN}}{U_{СР.ВН}^2} + \frac{U_{К.МАХ}}{100 \cdot S_{Т.ТР}} \right], \quad (4.2)$$

где, $U_{НН}$ - номинальное напряжение НН 6,6 кВ;

«Ток короткого замыкания в расчетной точке определяют по формуле»

[9]:

$$I_{К.НН.МАХ}^{(3)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot X_{НН.МІN}}; \quad (4.3)$$

$$I_{K.HH.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MAX}}. \quad (4.4)$$

«Токи трехфазного ТКЗ на шинах высокого напряжения подстанции определяют» [9]:

$$I_{K.BH.MAX}^{(3)} = I_{K.HH.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)}; \quad (4.5)$$

$$I_{K.BH.MIN}^{(3)} = I_{K.HH.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{BH.MAX}} \quad (4.6)$$

«Трехфазный ТКЗ на шинах низкого напряжения подстанции определяется по формуле» [9]:

$$I_{KЗ}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (4.7)$$

«Сопротивление энергосистемы на шинах ОРУ-110 кВ» [9]:

$$X_{MAXC} = \frac{U_C^2}{S_{KЗ}} = \frac{126^2}{5000} = 3.2 \text{ Ом}; \quad (4.8)$$

$$X_{MINC} = \frac{U_C^2}{S_{KЗ}} = \frac{110^2}{1500} = 8.07 \text{ Ом}; \quad (4.9)$$

«Сопротивление трансформатора» [9]:

$$X_{HHЗ.MIN} = \frac{6,3^2}{110} \cdot \left[\frac{5,864}{115 \cdot (-0,16)} + \frac{115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 9,52}{100 \cdot 63} \right] = 0,519 \text{ Ом};$$

$$X_{HHЗ.MAX} = 6,3^2 \cdot \left[\frac{18,976}{126^2} + \frac{19,59}{100 \cdot 63} \right] = 0,728 \text{ Ом}.$$

«Напряжение короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме» [9] на стороне 35 кВ:

$$U_{к.мин} = 0,5(U_{к.вс.мин} + U_{к.сн.мин} - U_{к.сн.ср}) = 0,5 \cdot 9,52 + 17,04 - 6,5 = 10,03 \%$$

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

«Сопротивление в точке короткого замыкания» [9] для шин 35 кВ:

$$X_{НС.МІН} = \frac{38,5^2}{110} \cdot \left[\frac{5,864}{115 \cdot (-0,16)} + \frac{115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 10,03}{100 \cdot 63} \right] = 4,082 \text{ Ом};$$

$$X_{НС.МАХ} = 38,5^2 \cdot \left[\frac{18,976}{126^2} + \frac{12,175}{100 \cdot 63} \right] = 6,283 \text{ Ом}.$$

Определяем ТКЗ расчетной точке на шинах 10 кВ:

$$I_{К.ННІ.МАХ}^{(3)} = \frac{U_{ННІ}}{\sqrt{3} \cdot X_{ННІ.МІН}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,351} = 10,374 \text{ кА};$$

$$I_{К.ННІ.МІН}^{(3)} = \frac{U_{ННІ}}{\sqrt{3} \cdot X_{ННІ.МАХ}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,67} = 5,435 \text{ кА}.$$

«Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 на шинах ВН составит» [9]:

$$I_{К.ВН1,2.МАХ}^{(3)} = I_{К.ННІ.МАХ}^{(3)} \frac{U_{ННІ}}{U_{СР} \cdot (1 - \Delta U)} = 10,374 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 1,328 \text{ кА};$$

$$I_{К.ВН1,2.МІН}^{(3)} = I_{К.ННІ.МІН}^{(3)} \frac{U_{ННІ}}{U_{ВН.МАХ}} = 5,435 \cdot \frac{10,5}{126} = 0,597 \text{ кА}.$$

Результаты сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Итоговые расчетные величины токов КЗ ПС «Александровка»

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

Ударный ток [19]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_v \cdot I^{(3)} \quad (4.10)$$

где k_{yo} равен 1,8 [9]

По полученным результатам проведем выбор и компоновку оборудования электрической части понизительной подстанции. На шинах РУ ПС 110 кВ не требуются специальная проработка мероприятий по снижению токов КЗ на стороне 110, 35 кВ и 10 кВ.

5 Выбор оборудования

5.1 Этапы расчетов для выбора оборудования

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:

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

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

Так как значение ударного тока не превышает 40 кА [16] соответственно, не требуются специальная проработка мероприятий по снижению токов КЗ на стороне 110 кВ.

Таблица 5.1 – Максимальные рабочие и аварийные токи на шинах ПС 110 кВ «Александровка»

Шины ВН			Шины СН			Шины НН		
$I_{\max \text{ р}},$ А	$I_{\text{КЗ}},$ кА	$I_{\text{уд}},$ кА	$I_{\max \text{ р}},$ А	$I_{\text{КЗ}},$ кА	$I_{\text{уд}},$ кА	$I_{\max \text{ р}},$ А	$I_{\text{КЗ}},$ кА	$I_{\text{уд}},$ кА
443,3	1,5	49,9	730	5,4	38,5	2430	10,4	25,3

5.2 Компоновка ОРУ-110 высоковольтными выключателями

«Выключатель выбирается исходя из сопоставления его параметров, которые подтверждены в ходе испытаний высоковольтных испытаний заводом изготовителем с характеристиками сети в месте установки выключателя в нормальных и аварийных режимах» [11].

«Определяем максимальный ток, протекающий через выключатель в аварийном или ремонтном режиме» [9]:

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

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

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

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

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	19,173 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

Выбираем к установке:

- баковый выключатель ВЭБ-110-40/2000У1.

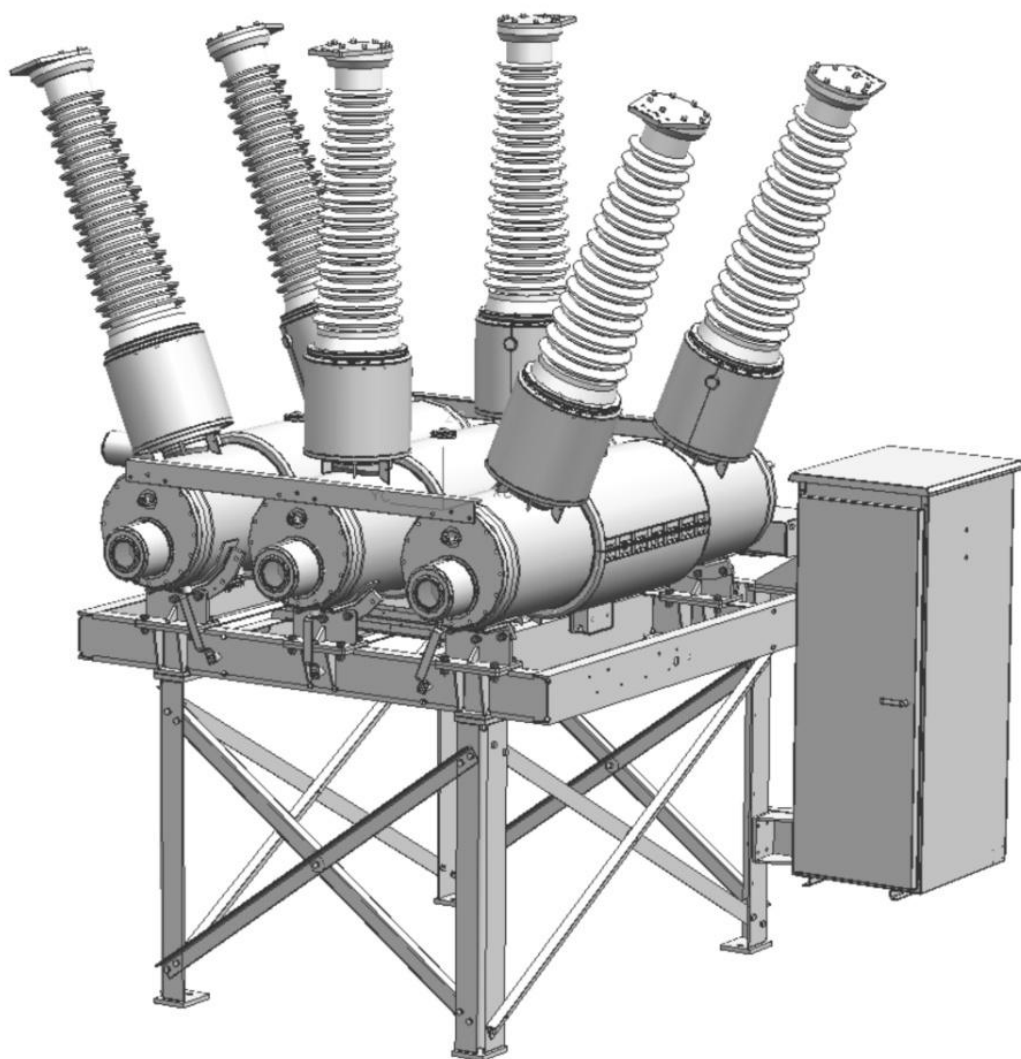


Рисунок 5.1 - Баковый элегазовый выключатель серии ВЭБ-110 кВ

5.3 Компоновка РУ-35 кВ высоковольтными выключателями

Определяем максимальный ток протекающий через выключатель в аварийном или ремонтном режиме, (когда одна из ВЛ-35 кВ в работе, другая в ремонте) по формулам 5.11, 5.12:

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

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

Таблица 5.3 – Выбор ВВн -35 кВ по расчетным данным

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

Так как, внутри шкафа КСО – СВЭЛ - 293 входят вакуумные выключатели типа Evolis24 - 10 – 3150, то «выбираем выключатель по максимальному току отключения токов КЗ на шинах 10 кВ» [10].

Таблица 5.4 – Выбор ВВ по расчетным данным

Условие выбора	Каталожные данные	Данные ВКР
Номинальное напряжение		
$U_{уст} > U_{ном}$,	6,3 кВ	6,3 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч}$	2500 А	2430 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, ном} = \frac{I_{п. \tau} \leq I_{ном. откл}}{\sqrt{2} \beta_{ном} I_{откл. ном}} = \sqrt{2} \times 0,4 \times 40$ $I_{п, 0} \leq I_{пр, с}$	31,5 кА	25,3 кА
	20,6 кА	10,5 кА
	31,5 кА	20,07 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y < i_{дин}$ кА	79 кА	14,1 кА

Продолжение таблицы 5.4

Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{п 0}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) \leq I_{2тер}$	4800 кА ² с	1224 кА ²

Таблица 5.5 - Условия выбора выключателей в секционных ячейках

Условие выбора	Каталожные данные	Данные ВКР
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	6,3 кВ	6,3 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{max} \leq I_{ном}, \text{ А}$	3150 А	3082,8 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, ном} = \frac{I_{п, \tau} \leq I_{ном, откл}}{2\beta_{ном} I_{откл, ном}} = \bar{2} \times 0,4 \times 40$ $I_{п, 0} \leq I_{пр, с}$	31,5 кА 20,6 кА 31,5 кА	25,12 кА 9,04 кА 20,07 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_v \leq i_{дин}$	79 кА	42,2 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{п 0}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) \leq I_{2тер} t_{тер}$	2883 кА ² с	909,8 кА ² с

Выбираем выключатель по максимальному току отключения токов КЗ на секционном выключателе 6 кВ.

5.5 Компоновка ОРУ 110 кВ разъединителями

«Разъединители применяются для отключения и включения цепей без тока и создания видимого разрыва цепи в воздухе. Между силовыми выключателем и разъединителем должны предусматриваться механическая и электромагнитная блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда в цепи протекает ток нагрузки» [15].

5.6 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Компонуем ОРУ 110 кВ трансформаторами тока различной конструкции.

Таблица 5.6 – Условия выбора ТТ в классе напряжения 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
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)		
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	15,2 кА ² с	63 кА ² с
Номинальный ток динамической стойкости		
$i_{\gamma} < i_{пр.с}$	38,3 кА	40 кА



Рисунок 5.2 – Трансформатор тока ТГФМ для установки в ОРУ-110 кВ

Так же проверим ТТ по вторичной нагрузке:

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном}, \quad (5.13)$$

Вторичная нагрузка ТТ [11] не превышает допустимого уровня.

В соответствии с ПУЭ [3]:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,4 \text{ Ом,}$$

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{138}{57 \times 1,4} = 1,8 \text{ мм}^2$$

Сечения жилы кабеля составит 2,5 мм².

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

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
	35 кВ	35 кВ
	10 кВ	10 кВ
Длительный номинальный ток		
Силовой трансформатор $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 110 кВ	692 А	800/5 А
Силовой трансформатор $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 35 кВ	982	1000/5
Силовой трансформатор $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 10 кВ	2430 А	3000/5 А
Секционный выключатель $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 110 кВ	443 А	600/5 А
Секционный выключатель $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 35 кВ	441	600/5
Секционный выключатель $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$, в линии 10 кВ	2430	3000/5 А
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	38,3 кА	63 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K \leq I_{2\text{тер}} t_{\text{тер}}$	15,2 кА ² с	2883 кА ² с

«Принимаем кабель с сечением 2,5 мм²» [10].

5.7 Компоновка РУ трансформаторами напряжения

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 распределительного устройства 110 кВ

Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ представлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 -Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

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

5.9 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ

Принимаем к установке при реконструкции ЗРУ 6 модульное здание с ячейками КСО-СВЭЛ-293.

«Применение в данных вакуумными выключателями Evolis, измерительными трансформаторами напряжения НАМИТ-10 кВ, трансформаторами тока ТОЛ-10 кВ, ограничители перенапряжения, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и проходные изоляторы, дает высокую степень производственной сборки, что повышает качество сборки КРУ 10 кВ, что влияет на надежность функционирования и длительность эксплуатации данного оборудования» [19].

5.9.1 Выбор ТТ для КРУ 10 кВ

«В КРУ трансформаторы тока устанавливают различной конструкции: шинные – при шинном вводе или опорные – при кабельном вводе» [18].

«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 5.11 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ – 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные: ТОЛ- 6 кВ
Номинальное напряжение	
$U_{уст} \leq U_{ном}, 6 \text{ кВ}$	6 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 Выбор ТН для КРУ 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» [14];

3 Кратковременная (толчковая) нагрузка. Такая нагрузка создается токами включения и отключения приводов выключателей.

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

«Аккумуляторная батарея типа А412 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» [16].

«Постоянный подзаряд применяют в качестве основного режима эксплуатации. Напряжение постоянного подзаряда составляет 2,23 В/э при температуре +20 С» [16].

«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» [17].

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 С-Т-1 и С-Т-2 1 и 2 секции ЗРУ-6 кВ.

Для организации питания потребителей собственных нужд используется переменное напряжение 380/220 В от вновь устанавливаемых ТСН напряжением 6/0,4 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 и 35 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 _{нагр} кВА.	K _с	S _{рас} кВА
ОПУ. Шкаф распределительный собственных нужд 0,4 кВ 1	35,00	0,80	28
ОРУ-110 кВ. Шкаф питания приводов оборудования 110 кВ 2	10,60	0,25	2,65
ОРУ-35 кВ. Шкаф питания обогрева оборудования 35 кВ 2	8,10	1,00	8,1
ЗРУ-6 кВ. Шкаф распределительный собственных нужд 0,4 кВ 1	20,00	0,80	16
ЗРУ-6 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:	132,06	88,51	-

Нагрузка на трансформатор СН по данным таблицы, с учетом коэффициента спроса K_с, составляет 88,51 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 110/35/6 кВ обеспечивается от двух трансформаторов собственных нужд мощностью по 160 кВА каждый и напряжением 6/0,4 кВ, установленных на открытой территории подстанции и подключенных к 1 и 2 секции ЗРУ-10 кВ.

Таблица 6.2 – характеристики трансформатора ТМГ-160/6 У1

Тип	$S_{\text{ном}}$ кВА	Напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_k\%$
		ВН	НН	P_{xx}	$P_{кз}$	
ТМГ-160/10 У1	160	6	0,4	0,41	2,6	4,5

8 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов

На трансформаторах предусмотрены следующие устройства РЗА:

- комплект дифференциальной токовой защиты,
- газовая защита трансформатора,
- газовая защита РПН с использованием струйных реле,
- резервные защиты на сторонах высшего и низшего напряжения,
- защита от перегрузки всех обмоток,
- технологические защиты,

Дифференциальная защита, максимальная токовая защита, газовая защита (на отключение) действуют на отключение вводных выключателей 110кВ и 10 кВ [12].

Газовые защиты трансформаторов, защиты РПН трансформаторов выполняются с использованием соответственно газовых и струйных реле. Газовые (струйные) реле действуют через шкаф основных защит и через терминал резервной защиты стороны ВН (газовой реле трансформатора имеет два отключающих контакта) [12].

На стороне ВН, СН и НН устанавливаются отдельные комплекты резервных защит.

8.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ

Исходя из рекомендаций завода изготовителя определим на стороне ВН – 110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$I_{с.з} \geq k_{н} I_{нб}, \quad (8.1)$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя на стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$I_{\text{нб}} = k_A \times k_{\text{одн}} \times f_i \times I_{\text{п,(0)Внеш}} \quad (8.2)$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя уставки по току находятся:

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

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

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя ток срабатывания:

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

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

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}^{(2)} \times k_{\text{сх N}}^{(n)}}{I_{\text{с.з}} \times k_{\text{сх N}}^{(3)}}, \quad (8.3)$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя уставка по вторичному току срабатывания:

Со стороны ВН (110 кВ) силового трансформатора ТТ соединяем в схему треугольник, а на сторонах СН (35 кВ) и НН (6 кВ) в звезду:

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

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

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

Вторичные токи в плечах защиты рассчитываем как:

$$I_{\text{ном.Тр.вт}} = \frac{I_{\text{ном.Тр}} \times k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (8.4)$$

Таблица 8.1 - Расчётные значения уставок ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения		
	110 кВ	35	10 кВ
$I_{\text{ном.Тр}}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \times 110}$ = 331 А	$\frac{63000}{\sqrt{3} \times 37}$ = 984 А	$\frac{63000}{\sqrt{3} \times 6}$ = 2570 А
$k_{\text{ТТ}}$	600/5	1000/5	3000/5
Схема соединения ТТ	Δ	Y	Y
$k_{\text{сх}}$	1,73	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{443}{600} \cdot 1,73$ = 6,8 А	$\frac{984}{1000} = 4,92$ А	$\frac{2570}{3000} = 4,25$ 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:

$$I_{\text{с.з110}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{КЗ макс 10}}, \quad (8.5)$$

где $I_{\text{с.з10}}$ ток срабатывания защиты со стороны 6 кВ;

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

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

Приводим ток КЗ стороны 6 кВ к стороне 110 кВ трансформатора:

$$\frac{25,1}{\frac{110}{6}} = 2,28 \text{ кА},$$

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

«Приводим ток КЗ стороны 110 кВ к стороне 35 и 6 кВ трансформатора» [18]:

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

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

«Чувствительность ТО определяем при металлическом 2-х фазном КЗ на стороне установки защиты в минимальном режиме работы ЭС. Минимальный коэффициент чувствительности не менее 2» [16]:

$$k_{\text{ч110}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\text{п, 0 110}}}{I_{\text{с.з110}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2}{3,19} = 2,6,$$

$$k_{\text{ч10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\text{п, 0 10}}}{I_{\text{с.з10}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 11,6}{2,5} = 2,1,$$

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:

$$I_{C.3} = \frac{k_3}{k_6} \times I_{\text{раб.макс}} \quad (8.4)$$

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

k_6 – коэффициент возврата;

k_3 – коэффициент запаса.

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

$$I_{C.3} = \frac{1,2}{0,85} \times 369 = 553 \text{ A},$$

Чувствительность для МТЗ определяется по выражению КЗ со стороны 6 кВ приведённое к стороне 110 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{п.о.к}}^{(2)}}{I_{C.3}} = \frac{6,74/11}{0,68} = 0,9,$$

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:

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

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

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был выполнен проект реконструкции электрической части подстанции 110/35/6 кВ «Александровка». При выполнении проекта реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Александровка» в работе рассмотрены решения обеспечивающие надёжное электроснабжение потребителей подстанции расположенных в Ставропольском районе Самарской области.

На первом этапе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен комплексный анализ подстанции 110 кВ «Александровка». В настоящее время на подстанции «Александровка» 110 кВ установлены силовые трансформаторы марки ТДТН с номинальной мощностью 40 МВА. Выполнен расчет коэффициента загрузки существующих силовых трансформаторов мощностью 40 МВА и получено, что трансформаторы мощностью 40 МВА не смогут справиться с возросшей нагрузкой.

На основании этого в работе выполнен расчет требуемой мощности силовых трансформаторов.

По результатам проведенного сравнения и оценки вариантов установки силовых трансформаторов, на подстанции «Александровка» 110 кВ предлагается установить СТ ТДТН мощностью 63 МВА.

Выполнен расчет значений токов короткого замыкания на шинах подстанции «Александровка». Результаты расчета токов КЗ использованы при выборе и проверке оборудования подстанции принимаемое к установке на стороне 110, 35 и 6 кВ

При реконструкции подстанции «Александровка» проектом предусматривается замена системы переменного оперативного тока, на систему постоянного оперативного тока, которая обеспечит более высокую надежность подстанции «Александровка».

Выполнен расчет релейной защиты силового трансформатора ТДТН 63000/110/35/6. В ВКР рассмотрен вопрос обеспечения защиты оборудования подстанции «Александровка» от прямых ударов молнии.

Разработанный проект реконструкции электрической части подстанции 110 кВ «Александровка» соответствует всем действующим нормам и правилам проектирования электрической части понизительных подстанций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамова Е.Я., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2005. - 26 с.
2. Афонин В.В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. - Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. - 90 с.
3. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2016. - 288 с.
4. Балдин М.Н., Карапетян И.Г. Основное оборудование электрических сетей. Справочник. - М.: ЭНАС, 2014. - 208 с.
5. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. - Тольятти: ТГУ, 2016. - 75 с.
6. 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).
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).
8. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций. Учебное пособие. - Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2015. - 100 с.
9. 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.

10. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учебное пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. - 92 с.

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

12. 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).

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

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. от 1 июля 2003. - 2003 г.

15. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. - 552 с.

16. 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.

17. 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.

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

19. 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).

20. 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).

21. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 296 с.

22. 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.

23. 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).

24. 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).

25. 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/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf (дата обращения: 15.06.2018).

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

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

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

29. 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.

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