

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 ПС 110 кВ «Быстринская»
НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз»»

Студент

Д.В. Мамонов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.И. Платов

(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

В выпускной квалификационной работе по теме «Реконструкция электрической части подстанции ПС 110 кВ «Быстринская» НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» проработан вопрос разработки мероприятий по реконструкции понизительных подстанций нефтедобывающих месторождений, в связи с физическим износом оборудования электрической части подстанции.

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 Быстринская от ПУМ, и ЭМС.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена на 58стр., с графической частью выполненной на 6 чертежах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Геологическая и климатическая характеристика местности расположение «Быстринского месторождения»	7
1.1 Существующая электрическая часть подстанции «Быстринская»	8
1.2 Мероприятия и технические решения при реконструкции ПС 110 кВ.....	11
2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «Быстринская».....	12
3 Выбор силовых трансформаторов.....	14
3.1 Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов	14
4 Расчёт токов при замыканиях на шинах ПС 110 кВ «Быстринская»	18
5 Выбор оборудования электрической части ПС 110/35/10 кВ Быстринская	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 Подбор ТТ для ОРУ 110 кВ	29
5.7 Компоновка РУ трансформаторами напряжения	32
5.8 Выбор ОПН для распределительного устройства 110 кВ.....	32
5.9 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ..	32
5.9.1 Выбор ТТ для КРУ 10 кВ	33
5.7.2 Выбор ТН для КРУ 10 кВ.....	34
6 Система оперативного постоянного тока	35
7 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции.....	36
8 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов.....	39
8.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ.....	39
8.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора	41
8.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора.....	42

8.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	43
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	45
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	46

ВВЕДЕНИЕ

Вопрос повышения надежности системы электроснабжения промышленных предприятий, занимает ключевую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития промышленной отрасли и энергетики РФ. Своевременное развитие сетевой инфраструктуры на промышленных предприятиях создает предпосылки к развитию промышленных площадок, увеличению производства и повышения производительности предприятий за счет обеспечения надежности системы электроснабжения вследствие снижения аварийных ремонтов электрооборудования. Особенно это актуально для предприятий нефтегазодобывающего комплекса, так как на территориях Российской Федерации, основные нефтедобывающие месторождения располагаются в северных широтах, и подвергаются серьезным климатическим воздействиям. При этом постоянно расширяются нефтегазодобывающих, что приводит к необходимости расширения производства и соответственно расширению электрических сетей.

Развитие промышленных 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 промышленных предприятий.

Цель данной работы является – реконструкция электрической части ПС 110 кВ Быстринская НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз для обеспечения нефтеперерабатывающих предприятий ОАО «Сургутнефтегаз на «Быстринском месторождении» электрической энергии, в связи с

подключением новых потребителей и вводом электростанции работающую на ПНГ.

Целью данной работы является:

1. Разработка реконструируемой схемы понизительной подстанции;
2. Разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную и устойчивую работу электрических сетей;

Для выполнения поставленной задачи в работе будут выполнены следующие разделы:

1. Анализ характерных особенностей нагрузки электроэнергии потребителей ПС 110 кВ Быстринская;
2. Произведены расчёты электрической нагрузки ПС 110 кВ;
3. Проведен анализ существующих схем РУ 110 кВ ПС 110 кВ Быстринская;
4. Рассчитана загрузка существующих силовых трансформаторов и рассмотрен вопрос замены трансформаторов с повышением их пропускной способности;
5. Пересчитаны токи короткого замыкания с учетом нового оборудования;
6. На основании выполненных расчетов по токам короткого замыкания и расчетным номинальным токам и напряжений выбрано оборудование электрической части понижающей подстанции.

1 Геологическая и климатическая характеристика местности расположение «Быстринского месторождения»

«Быстринское месторождение» расположено в районе с суровыми климатическими условиями: где максимальная температура в зимний период опускается до $(-50) ^\circ\text{C}$, а в летнее время поднимается до $(+34) ^\circ\text{C}$. Снежный покров достигает 1,7 метров, земля промерзает на глубину более 2 м. Климатические особенности района расположения «Быстринского месторождения» указаны в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Расчётные климатические и геологические условия района

Наименование	Значение
$T_{\text{макс}} \text{ воздуха } ^\circ\text{C}$	(+34)
$T_{\text{мин}} \text{ воздуха } ^\circ\text{C}$	(-50)
$T_{\text{ср}} \text{ воздуха } ^\circ\text{C}$	(-2,3)
Относительная влажность воздуха %	80,0
Продолжительность зимнего периода, N_z , суток	200
Продолжительность летнего периода, $N_{\text{л}}$, суток	165
Степень загрязнения изоляции оборудования	I
Район по гололеду	III (20 мм)
Район по ветру	III (650 Па)
Средняя скорость ветра, м/с	3,0
Район по пляске проводов	II
Район по грозовой деятельности, час	от 10 до 20
Грунт	Песчаный

Необходимо отметить, что Быстринское месторождение является одним из крупнейших месторождений нефти ОАО «Сургутнефтегаза». В связи с этим, обеспечение надежной системы электроснабжения данного месторождения, является актуальной задачей, так как аварийные ситуации из-за устаревшего электрооборудования могут привести, к простою производства и аварийным ситуациям, что может существенно ухудшить экологическую обстановку в регионе.

Поэтому в данной работе при рассмотрении реконструкции электрической части ПС 110 кВ, особое внимание будет уделено выбору надежной схемы ОРУ 110 кВ и выбору электрооборудования.

1.1 Существующая электрическая часть подстанции «Быстринская»

ПС 110 кВ «Быстринская» предназначена для электроснабжения предприятий нефтегазодобывающего производства ОАО «Сургутнефтегаз». Данная подстанция эксплуатируется филиалом ОАО «Сургутнефтегаз».

От понизительной подстанции питаются потребители в основном потребители I, II категории.

Питание ПС двумя ВЛ 110 кВ «Пим – Быстринская, цепь I» и «Пим – Быстринская, цепь II».

Подстанция «Быстринская» имеет структуру:

- «Распределительное устройство открытого исполнения (ОРУ) 110 кВ. Отключение токов короткого замыкания осуществляется головными выключателями установленными на питающих подстанциях. Все электрооборудование установлено на типовых унифицированных конструкциях. В ОРУ 110 кВ установлены два трех обмоточных силовых трансформатора С-Т-1 и С-Т-2 типа ТДТН-40000/110/35/10 кВ».

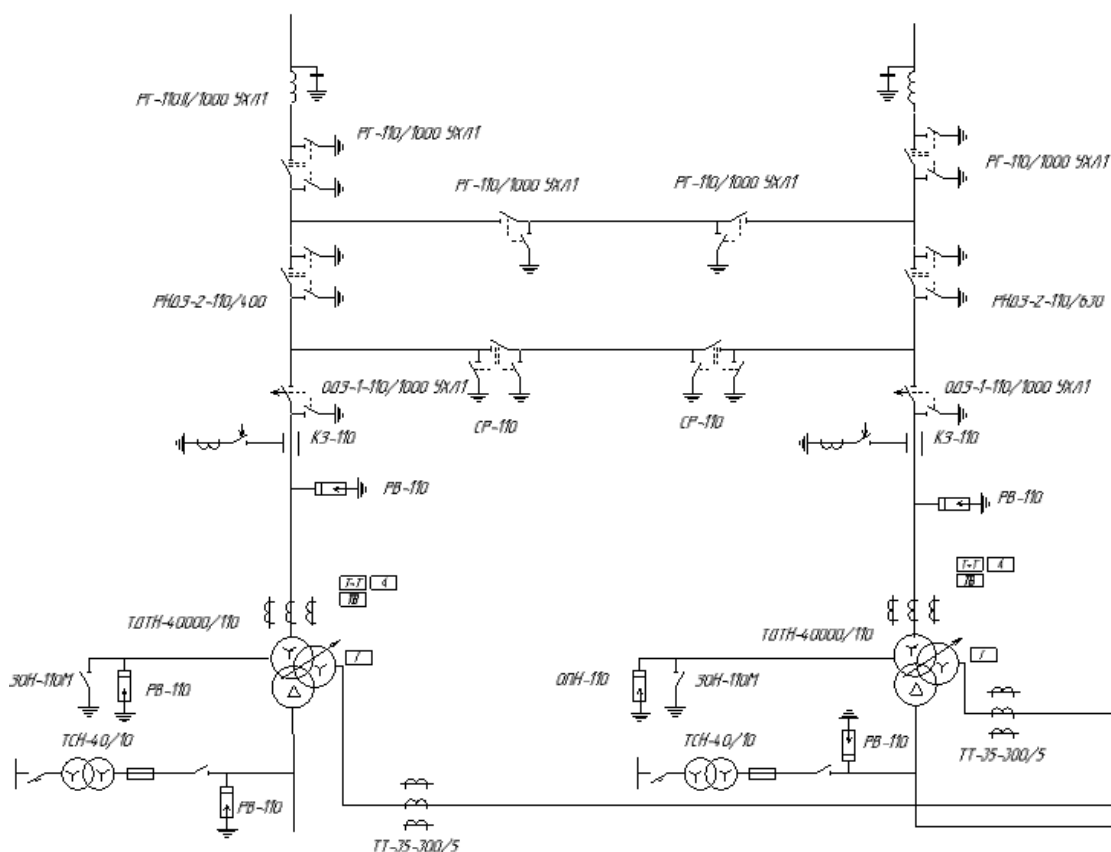


Рисунок 1.1 – Схема ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ «Быстринская»

- «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 дожимных насосных станций и кустовых насосных станций Быстринского месторождения нефти (ДНС-1, КНС-1В, НПВ).

- «Распределительное устройство закрытого исполнения (ЗРУ) 10 кВ, для электроснабжения потребителей» [24] НГДУ «Быстринскнефть» и вновь вводимых потребителей на данном месторождении.

«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].

«В распределительных устройствах 110 кВ установлены разрядники для защиты изоляции нейтралей трансформаторов» [15]. Согласно ПУЭ, «вместо разрядников должны применяться современные ограничители перенапряжения ОПН» [15].

«Для измерений и обеспечения функционирования информационно-технологической системы и информационно-измерительной системы, в качестве преобразователей значений токов и напряжения применяют трансформаторы тока и трансформаторы напряжения» [15].

«В качестве одного из мероприятий по повышению надежности на стороне низкого напряжения системы электроснабжения необходимо рассмотреть применение современных шкафов КРУ, с возможностью быстрой замены выкатной части ячейки при ремонте электрооборудования КРУ, а также за счет использования автоматической системы АВР» [9].

Оперативное обслуживание ПС осуществляется оперативно-выездными бригадами ЦПО филиала ОАО «Сургутнефтегаз»-«Быстринское 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.

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» [24].
3. «Физический износ электрооборудования, является причиной высокой аварийности и, соответственно, приводит к снижению надежности системы электроснабжения потребителей подключенных к подстанции» [11] 110/35/10 кВ.
4. «Высокая загрузка силовых существующих силовых трансформаторов в ремонтной схеме» [15].

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

Необходимо отметить, что данная реконструкция электрической части существующей подстанции включена в Программу модернизации электрических сетей ОАО «Сургутнефтегаз» до 2020 года, соответственно все вопросы рассмотренные в данной работе имеют как теоретическую, так и практическую значимость

1.2 Мероприятия и технические решения при реконструкции ПС 110 кВ

Согласно Программе модернизации электрических сетей ОАО «Сургутнефтегаз» до 2020 года необходима:

- 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].

2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «Быстринская»

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.

Для этого необходимо на первоначальном этапе провести расчет электрических нагрузок потребителей подключенных через КЛ/ВЛ 10 кВ и ВЛ 35 кВ к данной подстанции.

Рассчитаем ожидаемые электрические нагрузки приходящиеся на ПС 110 кВ Быстринская

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

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

$K_{и}$ – коэффициент использования.

Суммарная средняя нагрузка потребителей:

$$P_{ср\Sigma} = \sum_k P_{срi}, \quad (2.2)$$

На основании программы развития электрических сетей ОАО «Сургутнефтегаз» до 2020 года данные занесены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Нагрузка ПС 110 кВ Быстринская

№ п/п	Потребитель	Год ввода в эксплуатацию	Максимальная мощность, МВт
1	ДНС-2	2018	10,0
2	КНС-2А	2016-2018	3,9
3	Новое оборудование ПНВ	2018	1,2
4	ООО «Сургут-Базис»	2017, 2018	0,91
5	ОАО «Сургутнефтегаз» филиал	2018	0,84
6	НГДУ «Быстринскнефть»	2018	2,25
7	Установка очистки ПНГ	2018	5,0
8	Другая мелкомоторная нагрузка	2017, 2018	3,15
ИТОГО			28,0

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок по данным ОАО «Сургутнефтегаз»

Наименование потребителя	$\cos\varphi$	Расчетный параметр нагрузки	$tg\varphi$	$Q_{р.л.},$ кВар	$S_p,$ кВА
Нагрузка прилегающих территорий	0,85	18014	0,65	13501	
Пром.предприятия	0,8	27500	0,75	17832	
ТУ на ТП	0,92	28000	0,43	12040	
Итого по ПС 110 кВ		73514	0,59	43373	77782

3 Выбор силовых трансформаторов

3.1 Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов

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–63000/110/35/10.

Таблица 3.1 – Паспортные параметры силового трансформатора

Марка 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	10,5	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:

$$\begin{aligned} P_{\kappa, \theta} &= P_{\kappa, c} = P_{\kappa, H} = 0,5 \cdot \Delta P_{\kappa 3} = 0,5 \cdot 290 = 145 \text{ кВт} \\ P'_{\kappa, \theta} &= P_{\kappa, \theta} + \kappa_{un} \cdot Q_{\kappa, \theta} = 145 + 0,05 \cdot 6615 = 475,75 \text{ кВт}, \\ P'_{\kappa, c} &= 145 \text{ кВт}, \\ P'_{\kappa, H} &= P_{\kappa, H} + \kappa_{un} \cdot Q_{\kappa, H1} = 145 + 0,05 \cdot 8190 = 554,5 \text{ кВт}, \\ Q_{\kappa, \theta} &= \frac{U_{\kappa, \theta}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6615 \text{ квар}, \\ Q_{\kappa, c} &= 0 \text{ квар}, \\ Q_{\kappa, H} &= \frac{U_{\kappa, H}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{13}{100} \cdot 63000 = 8190 \text{ квар} \end{aligned} \quad (3.5)$$

Годовые потери:

$$\begin{aligned} \Delta A_{Ti} &= n \cdot \Delta P_{xx} \cdot t + \frac{1}{n} \Delta P_{\kappa 3} \cdot \left(\frac{S'_i}{S_{номТ}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 96,775 \cdot 7060 + \frac{1}{2} 290 \cdot \left(\frac{77782}{126000} \right)^2 \cdot 6054 = \\ &= 1366463 + 178488,3 = 1544951,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

Рассчитаем стоимость потерь и приведенные затраты:

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

Приведенные затраты:

$$З_{пр} = E_n \times K + И = E_n \times K + И_э + И_{\Delta WПC} = 0,15 \times 22,931 \times 10^6 + 0,094 \times 60 \times 10^6 + 2,874 \times 10^6 = 17,514 \times 10^6 \text{ руб.}$$

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 «Быстринская»

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 №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [24].

Распределительные устройства 35, 10 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 10 кВ;

- установка ячеек ТСН-10 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.

«В схеме замещения X_C – сопротивление системы включает в себя сопротивление силовых трансформаторов, установленных элементы энергосистемы, не входящие в состав подстанции, так называемые элементы внешней системы электроснабжения» [11].

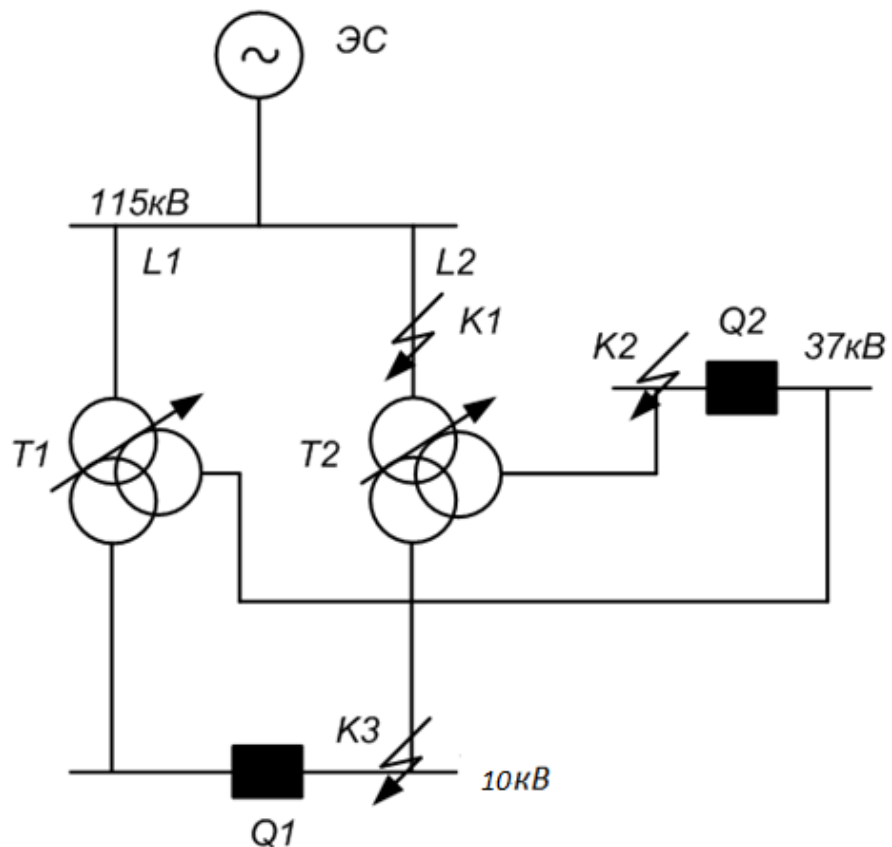


Рисунок 4.1 – Упрощённая схема для расчётов ТКЗ

Все параметры элементов электрической сети определяются конструктивными особенностями и внутренними сопротивлениями на основании имеющихся паспортных данных предварительного выбранного оборудования [11]:

Система : $U_H = 110 \text{ кВ}$ $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $S_{K3} = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Линии: $x_{y01} = 0,42 \text{ Ом} / \text{км}$, $l = 8 \text{ км}$, 340 м , $U_H = 110 \text{ кВ}$,

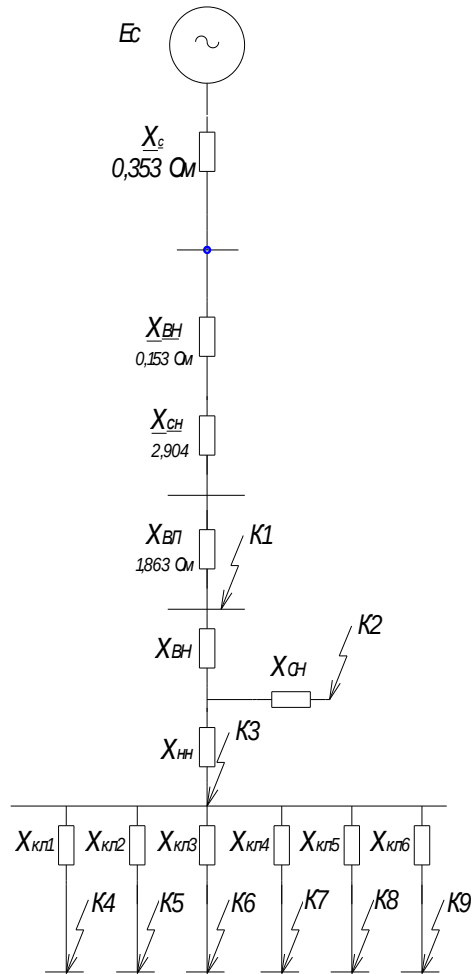


Рисунок 4.2 - Схема замещения для расчетов ТКЗ

«Параметры схемы замещения для различных режимов» [5]:

$$X_{HH.MIN} = U_{HH}^2 \cdot \left[\frac{X_{C.MAX}}{U_{CP.BH} \cdot (1 - \Delta U)} + \frac{U_{CP.BH} \cdot (1 - \Delta U) \cdot U_{K.MIN}}{100 \cdot S_{H.TP}} \right]; \quad (4.1)$$

$$X_{HH.MAX} = U_{HH}^2 \cdot \left[\frac{X_{C.MIN}}{U_{CP.BH}^2} + \frac{U_{K.MAX}}{100 \cdot S_{T.TP}} \right], \quad (4.2)$$

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

«Ток короткого замыкания в расчетной точке определяют по формуле» [5]:

$$I_{K.HH.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MIN}}; \quad (4.3)$$

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

«Токи трехфазного ТКЗ на шинах высокого напряжения подстанции определяют» [5]:

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

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

«Трехфазный ТКЗ на шинах низкого напряжения подстанции определяется по формуле» [5]:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (4.7)$$

«Сопротивление энергосистемы на шинах ОРУ-110 кВ» [5]:

$$X_{MAXC} = \frac{U_C^2}{S_{K3}} = \frac{126^2}{5000} = 3.2 \text{ Ом}; \quad (4.8)$$

$$X_{MINC} = \frac{U_C^2}{S_{K3}} = \frac{110^2}{1500} = 8.07 \text{ Ом}; \quad (4.9)$$

«Сопротивление трансформатора» [5]:

$$X_{\text{HH3.MIN}} = \frac{6,3^2}{110} \cdot \left[\frac{5,864}{115 \cdot (-0,16)} + \frac{115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 9,52}{100 \cdot 63} \right] = 0,519 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{HH3.MAX}} = 6,3^2 \cdot \left[\frac{18,976}{126^2} + \frac{19,59}{100 \cdot 63} \right] = 0,728 \text{ Ом}.$$

«Напряжение короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме» [5] на стороне 35 кВ:

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

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

«Сопротивление в точке короткого замыкания» [5] для шин 35 кВ:

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

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

Определяем ТКЗ расчетной точке на шинах 10 кВ:

$$I_{\text{К.НН1.MAX}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН1}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{НН1.MIN}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,351} = 10,374 \text{ кА};$$

$$I_{\text{К.НН1.MIN}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН1}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{НН1.MAX}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,67} = 5,435 \text{ кА}.$$

«Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 на шинах ВН составит» [5]:

$$I_{K.BH1,2.MAX}^{(3)} = I_{K.HH1.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH1}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)} = 10.374 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 1,328 \text{ кА};$$

$$I_{K.BH1,2.MIN}^{(3)} = I_{K.HH1.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH1}}{U_{BH.MAX}} = 5.435 \cdot \frac{10,5}{126} = 0,597 \text{ кА}.$$

Результаты сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Итоговые расчетные величины токов КЗ ПС «Быстринская»

Расчетные значения токов короткого замыкания	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

Ударный ток [20]:

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

где k_y равен 1,8 [5]

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 4.1

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 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, 35 кВ и 10 кВ.

5 Выбор оборудования

5.1 Этапы расчетов для выбора оборудования

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

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ A}, \quad (5.1)$$

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{63,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 443,3 \text{ A},$$

Длительный ток на стороне НН:

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

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

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 «Быстринская»

Шины ВН			Шины СН			Шины НН		
$I_{\max \text{ p}},$ А	$I_{\text{КЗ}},$ кА	$I_{\text{уд}},$ кА	$I_{\max \text{ p}},$ А	$I_{\text{КЗ}},$ кА	$I_{\text{уд}},$ кА	$I_{\max \text{ p}},$ 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].

«Выключатели выбирают по номинальным параметрам» [9].

«Проверяют на термическую и динамическую стойкость» [12].

«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	Расчетные данные в соответствии с ВКР	Характеристики ЭВ
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} > U_{\text{ном}}$	110 кВ	126 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$	692 А	2000 А
Номинальный ток отключения:		
$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	19,173 кА	40 кА
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{\text{а, ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл. ном}}$	1,5 кА	40 кА
$= \sqrt{2} \times 0,2 \times 40$	8,2 кА	40 кА
$I_{\text{п, 0}} \leq I_{\text{пр, с}}$		
Номинальный ток динамической стойкости:		

Продолжение таблицы 5.2

$i_y < i_{\text{дин}}$	42,94 кА	102 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K = I_{п\ 0}^2 (t_{\text{откл}} + T_\alpha) \leq I_{2\text{тер}},$	205 кА ² с	300 кА ² с

Выбираем к установке:

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

5.3 Компоновка РУ-35 кВ высоковольтными выключателями

Расчет номинального длительного тока по 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

Условия выбора выключателей для РУ-35 кВ	Расчетные данные в соответствии с ВКР	Характеристики ВВ
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} > U_{\text{ном}}$	37 кВ	40 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{\text{расч}}$	240 А	1000 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, \text{ном}} = \frac{I_{п, \tau} \leq I_{\text{ном.откл}}}{2\beta_{\text{ном}} I_{\text{откл.ном}}} = \frac{2 \times 0,2 \times 10}{I_{п, 0} \leq I_{\text{пр,с}}}$	5,4 кА	10 кА
	5,4 кА	10 кА
	8,2 кА	10 кА

Продолжение таблицы 5.4

Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y < i_{\text{дин}}$	38,5 кА	51 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K = I_{\text{п } 0}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}) \leq I_{2\text{тер}},$	205 кА ² с	300 кА ² с

В ОРУ 35 кВ выбран выключатель ВВн -35 производства «Самарский электроцит». Выбранный выключатель соответствует

5.4 Компоновка КРУ-10 кВ выключателями

Так как, внутри шкафа КСО 293 входят вакуумные выключатели типа Evolis24 - 10 – 3150, то «выбираем выключатель по максимальному току отключения токов КЗ на шинах 10 кВ» [5].

Таблица 5.4 – Выбор ВВ по расчетным данным

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

Таблица 5.5 - Выбор ВВ по расчетным данным 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:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, ном} = \frac{I_{п. \tau} \leq I_{ном.откл}}{2\beta_{ном} I_{откл.ном}} = \frac{2}{2} \times 0,4 \times 40$ $I_{п, 0} \leq I_{пр,с}$	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» [5].

5.5 Компоновка ОРУ 110 кВ разъединителями

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

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

Расчетные данные для условия выбора РНДЗ	Расчетные данные ВКР	Характеристики от 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

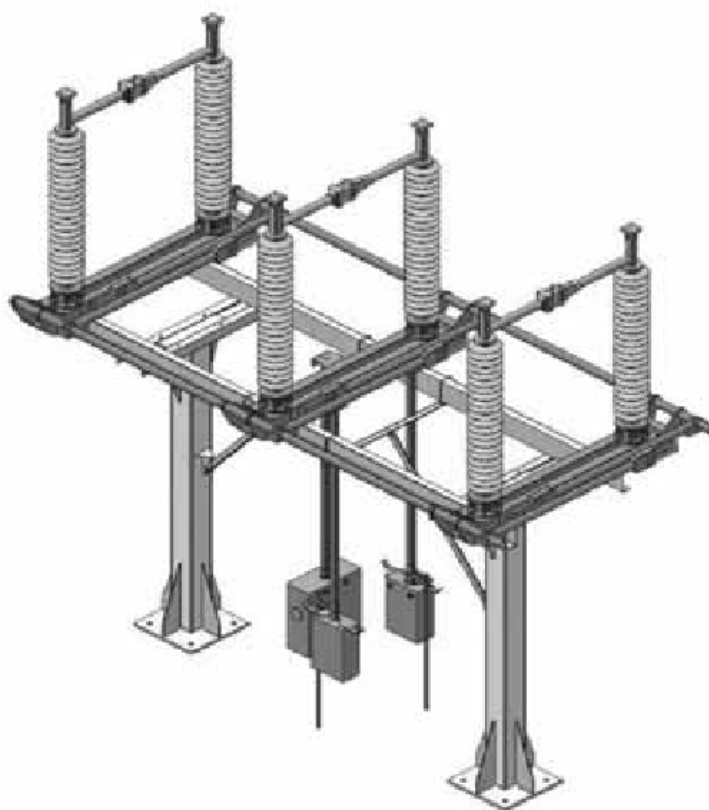


Рисунок 5.6 – Разъединитель для компоновки ОРУ 110 кВ

5.6 Подбор ТТ для ОРУ 110 кВ

«Измерительными трансформаторами тока (ТТ) называются трансформаторы, предназначенные для преобразования тока для безопасного и удобного значения, используемого средствами защиты и измерения» [5].

Компоуем ОРУ 110 кВ трансформаторами тока различной конструкции.

Таблица 5.6 – Компоновка ОРУ 110 трансформаторами тока

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)		
$I_{T.C}^2 \times t_{T.C} \geq I_k^2 \times t_k$	15,2 кА ² с	63 кА ² с
Номинальный ток динамической стойкости		
$i_y < i_{пр.с}$	38,3 кА	40 кА

В выбираем ТГФМ – 110 – 400-100/5 и встроенный ТТ в ввода трансформатора ТДТН-63000/110/35/10.



Рисунок 5.1 – Трансформатор тока ТГФМ для установки в ОРУ-110 кВ

Вторичная нагрузка [5]:

$$Z_{2\text{нагр}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (5.5)$$

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

Вторичная нагрузка ТТ [11] не превышает допустимого уровня.

В соответствии с ПУЭ [4]:

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

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

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		
$U_{\text{уст}} > U_{\text{ном}}$	110 кВ 35 кВ 10 кВ	110 кВ 35 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:		
$i_y < i_{\text{дин}}$	38,3 кА	63 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$I_{\text{T.C}}^2 \times t_{\text{T.C}} \geq I_{\text{к}}^2 \times t_{\text{к}}$	15,2 кА ² с	2883 кА ² с

5.7 Компоновка РУ трансформаторами напряжения

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит ТИ не выше 75 ВА.

5.8 Выбор ОПН для распределительного устройства 110 кВ

При выборе ОПН для ОРУ-110 кВ руководствовались типовыми техническими решениями [19] и каталогом электрооборудования «Электрощит» [17].

5.9 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ

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

Применение данных ячеек обеспечит выполнение всех выше указанных требований. Так же данные ячейки соответствуют не только всем современным техническим и технологическим требованиям, а также имеют высокую степень защиты оперативно-ремонтного персонала от ошибочных действий, что обеспечивает высокую степень безопасности, при этом наглядная мнемоническая схема, выполненная в данных ячейках, позволяет визуально определить оперативное положение коммутационных аппаратов, что является одним из преимуществ данного электрооборудования в эксплуатации.

Применение в данных ячейках электротехнического оборудования изготовленного данным производителем, а именно вакуумными выключателями Evolis-10-20/2000, измерительными трансформаторами напряжения 10 кВ, трансформаторами тока 10 кВ, ограничители перенапряжения, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины,

опорные и проходные изоляторы, дает высокую степень производственной сборки, что повышает качество сборки КСО 10 кВ, что влияет на надежность функционирования и длительность эксплуатации данного оборудования.

Все выше перечисленные достоинства дают существенные преимущества по сравнению с другими производителями, как в техническом, так и в экономическом плане.

Таким образом, ЗРУ 10 кВ ПС 110/35/10 кВ Быстринская укомплектуем ячейками КСО СЭЩ.

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».

«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 – 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные: ТОЛ-СЭЩ 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 Выбор ТН для КРУ 10 кВ

Выбранный трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-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

«Для обеспечения гарантированного электроснабжения оперативных цепей устройств РЗА, а также электромагнитов включения/отключения выключателей постоянным током на предусматривается система оперативного постоянного тока» [4].

«Система оперативного постоянного тока обеспечивает:

- прием электрической энергии от выпрямительных устройств и АБ;
- распределение электрической энергии по цепям собственных нужд постоянного тока;
- измерение тока заряда и подзаряда АБ;
- контроль напряжения на секциях;
- контроль и измерение сопротивления изоляции сети» [14].

«В нормальном режиме питание потребителей обеспечивается выпрямительно-зарядными устройствами, которые одновременно контролируют и поддерживают уровень заряда аккумуляторной батареи. В случае нехватки мощности выпрямительно-зарядного устройства для обеспечения кратковременных больших токов в работу вступает аккумуляторная батарея. В аварийной ситуации, в случае пропадания напряжения питающей сети, батарея полностью обеспечивает работу всех потребителей» [4].

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:

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

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	35,00	0,80	28
ОРУ-110 кВ. Шкаф питания приводов оборудования 110 кВ 2	10,60	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	20,00	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:	132,06	88,51	-

Нагрузка на трансформатор СН по данным таблицы, с учетом коэффициента спроса K_c , 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 110/35/10 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	$S_{\text{ном}}$ кВА	Напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_k\%$
		ВН	НН	P_{xx}	P_{k3}	
ТМГ-160/10 У1	160	10	0,4	0,41	2,6	4,5

8 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов

На ВЛ-110кВ «Быстринская цепь 1» в качестве основной защиты применяется НВЧЗ, а на ВЛ-110кВ «Бытсринская цепь 2» ВЧБ, в качестве резервных защит применена дистанционная и токовые защиты.

Основные и резервные защиты линий подключаются на разные

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;

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

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

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

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

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

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

$$I_{с.з} \geq k_n I_{ном.Тр},$$

где k_n – коэффициент надежности, равен 1,2;

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

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

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

Производим проверку чувствительности ДЗТ:

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

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

$k_{\text{сх N}}^{(3)}$ – 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:

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

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

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:

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

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	$\frac{63000}{\sqrt{3} \times 10}$ = 2430 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	$\frac{443}{\frac{600}{5}} \cdot 1,73$ = 6,8 А	$\frac{984}{\frac{1000}{5}} = 4,92$ А	$\frac{2430}{\frac{3000}{5}} = 4,05$ 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:

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

где $I_{\text{с.з10}}$ ток срабатывания защиты со стороны 10 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 10 кВ к стороне 110 кВ трансформатора:

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

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

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

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

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

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

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

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

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 10 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 данной выпускной квалификационной работе при реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Быстринская» рассмотрены теоретические и практические решения создания надёжного электроснабжения «Быстринского» месторождения нефти, за счет реконструкции существующей понизительной подстанции ПС 110 кВ «Быстринская».

На основании анализа графиков и расчётов потребляемой электрической нагрузки существующих потребителей, выбрано необходимое количество и мощность силовых трансформаторов с учетом планируемых вводов мощностей в соответствии с заявками на технологическое подключение. ПС 110/35/10 кВ «Быстринская».

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 «Быстринская» соответствует всем требованиям правил и норм городских распределительных электросетей.

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.