

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции ПС 110 кВ «Бутурлино» с увеличением трансформаторной мощности

Обучающийся

Д.В. Тимофеев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, С.В. Шаповалов

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

Тольятти 2024

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе на тему «Реконструкция электрической части подстанции ПС 110 кВ «Бутурлино» с увеличением трансформаторной мощности» рассматривается разработка решений по созданию надежной и энергоэффективной системы электроснабжения рабочего поселка Бутурлино в Нижегородской области за счет реконструкции ПС 110 кВ Бутурлино.

Объектом исследования в представленной работе является существующая ПС 110 кВ Бутурлино.

Предметом исследования – электрическая принципиальная схема и электрооборудование электрической части ПС 110 кВ Бутурлино.

Цель исследования – разработка технических решений при реконструкции ПС 110 кВ Бутурлино, которые направлены на повышение надежности и энергоэффективности системы электроснабжения рабочего поселка Бутурлино.

При выполнении выпускной квалификационной работы решены следующие задачи: сбор общих сведений об объекте исследования; обоснование выбранной электрической принципиальной схемы ПС 110 кВ Бутурлино; расчет прогнозного потребления электрической энергии и мощности; выбор силовых трансформаторов ГПП; выбор оборудования электрической части ГПП, параметрирование микропроцессорных терминалов РЗА ПС 110 кВ Бутурлино.

Данная работа изложена на 59 листах, графическая часть имеет 6 чертежей, формата А1, список используемых источников и используемой литературы включает в себя 28 наименований.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика объекта проектирования	5
2 Выбор силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Бутурлино	8
2.1 Определение загрузки существующих трансформаторов	8
2.2 Определение мощности силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Бутурлино с учетом перспективной нагрузки	11
3 Анализ электрической схемы ПС 110 кВ и компоновочные решения	14
4 Расчёт максимальных рабочих токов и токов короткого замыкания	18
4.1 Расчёт максимальных рабочих токов.....	18
4.2 Расчёт токов короткого замыкания	20
4.3 Мероприятия по компенсации емкостных токов замыкания на землю на стороне 10 кВ.....	25
6 Выбор оборудования ПС 110 кВ	28
6.1 Расчетные условия для выбора и проверки электротехнического оборудования.....	29
6.2 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений.....	34
6.3 Проверки оборудования и ошиновки.....	37
7 Расчет уставок РЗА	43
7.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ	44
7.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора.....	47
7.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора	48
7.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	50
8 Молниезащита и электромагнитная совместимость	52
Заключение	55
Список используемой литературы	56

Введение

Электрическая энергия для снабжения промышленного предприятия передается от главной понизительной подстанции (ГПП) классом напряжения 220(110) кВ/10 кВ с дальнейшей ее передачей в трансформаторные подстанции предприятия [1].

Надежность системы электроснабжения промышленного предприятия зависит от физического состояния электрооборудования, электрической принципиальной схемы, а также от внешних связей центра питания с электроэнергетической системой региона.

Рассматриваемая в выпускной квалификационной работе ПС 110 кВ Бутурлино была построена в 1980 году для электроснабжения потребителей рабочего поселка Бутурлино в Нижегородской области.

В связи с планируемым строительством промышленных потребителей в указанном районе возникла необходимость реконструкции ПС 110 кВ Бутурлино с увеличением трансформаторной мощности.

Цель работы – повышение надежности системы электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 110 кВ Бутурлино, за счет замены масляных выключателей 110 кВ на современные элегазовые выключатели 110 кВ и обеспечение новых промышленных потребителей качественной электрической энергией и исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений за счет установки силовых трансформаторов большей мощности (исключения перегрузки трансформаторов в ПАР).

Задачи выпускной квалифицированной работы: «провести анализ существующей схемы ГПП; рассчитать прогнозную нагрузку ГПП с учетом данных дней контрольного замера; выбрать силовые трансформаторы; выбрать электрооборудование электрической части ГПП; выполнить расчеты токов короткого замыкания и параметрирование микропроцессорных устройств РЗА, устанавливаемых на ГПП» [6].

1 Характеристика объекта проектирования

В административном отношении ПС 110 кВ Бутурлино расположена в рабочем поселке Бутурлино Нижегородской области.

Территория площадки строительства относится к II-V климатическому району [15] и находится в зоне умеренно-континентального климата с умеренно снежной зимой и теплым летом. Среднемесячная температура воздуха в январе составляет от минус 4°C до минус 14°C, среднемесячная температура воздуха в июле – от плюс 12°C до плюс 21°C. Самый холодный месяц в году является январь со средней температурой воздуха минус 11,8°C, а самый теплый июль – со средней температурой воздуха плюс 18,7°C. Минимальная температура в январе-декабре составляет минус 41°C.

Рельеф участка работ представляет собой полого-равнинную территорию с понижением в северо-западном направлении. Абсолютные отметки рельефа колеблются в интервале (184.10 ÷ 185.87) м БС.

На ПС Бутурлино ВКР рассматривается вопрос реконструкция с заменой существующих трансформаторов Т1 и Т2 на новые, большей мощностью и установка вновь проектируемого оборудования.

ПС 110 кВ Бутурлино относится к Производственному отделению «Центральные электрические сети» филиала «Нижновэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

ПС 110 кВ Бутурлино присоединена к сетям 110 кВ энергосистемы Нижегородской области двумя ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Молитовская - Свердловская с отпайкой на ПС Бутурлино (ВЛ 118),
- КВЛ 110 кВ Нагорная - Свердловская с отпайкой на ПС Бутурлино (КВЛ Бутурлино).

К РУ 110 кВ подключены трансформаторы Т-1, Т-2 ТДН-10000/110/10У1.

РУ 110 кВ ПС 110 кВ Бутурлино выполнено по схеме №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [1].

РУ 10 кВ – закрытого типа по схеме 10(1) «Одна секционированная выключателем системы шин». К РУ 10 кВ подключено 22 линий [1].

На ПС 110 кВ Бутурлино установлены два двухобмоточных трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА (Т-1 и Т-2). Трансформаторы подключены к секциям РУ 10 кВ через вводные масляные выключатели 10 кВ.

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю 1, 2 секции РУ 10 кВ установлены средства компенсации (два комплекта дугогасящих реакторов РУОМ-480/10 на 1 с.ш. 10 кВ, РДМР-485/10-70У1 на 2 с.ш. 10 кВ).

Собственные нужды ПС питаются от масляных трансформаторов ТСН ТМГ-63/10, в нейтраль которых включены средства компенсации емкостных токов (РУОМ-480/10 и РДМР-485/10-70У1).

Целью реконструкции ПС 110 кВ «Бутурлино» является повышение надежности электроснабжения потребителей.

Реконструкция ПС 110 кВ «Бутурлино» осуществляется посредством:

- замены силового трансформатора Т-1 серии ТДН-10000/110/10 кВ, мощностью 10 МВА на новый трансформатор серии ТРН-16000/110/10 кВ, мощностью 16 МВА;
- замены силового трансформатора Т-2 серии ТДН-10000/110/10 кВ, мощностью 10 МВА на новый трансформатор серии ТДН-16000/110/10 кВ, мощностью 16 МВА;
- замены заземлителей однополюсного и ограничителей перенапряжений в нейтрали трансформаторов Т-1 и Т-2;
- замены шинных разъединителей 110 кВ для трансформатора Т-1 и Т-2;
- замены масляных выключателей 110 кВ типа МКП 110 кВ на элегазовые;
- замены линейных разъединителей 110 кВ ВЛ 118 и КВЛ Бутурлино;

- замены разъединителя СР-1 мостика 110 кВ;
- замены ограничителей перенапряжения СШ 110 кВ;
- реконструкции существующего шинного моста 10 кВ Т-1;
- реконструкции существующего шинного моста 10 кВ Т-2;
- реконструкции установок компенсации емкостного тока;
- замены вводных выключателей 10 кВ 1 СШ и 2 СШ;
- реконструкция 1 и 2 СШ 10 кВ;
- замена существующих трансформаторов тип ТМ-63/10 собственных нужд ПС на новые, типа ТМГ-100/10-12.

Оборудование и ошиновка, устанавливаемые на подстанции, должны быть устойчивы к действию токов КЗ и обладать достаточной пропускной способностью в соответствии с максимальными рабочими токами.

Выбор оборудования производится по следующим параметрам: номинальному напряжению, току нагрузки и по возможности отключения тока КЗ на шинах РУ соответствующего напряжения [18].

Выводы по разделу 1.

В данном разделе описаны основные характеристики ПС 110 кВ Бутурлино. Определен перечень установленного электротехнического оборудования, а также оборудование, которое необходимо заменить на этапе реконструкции подстанции.

2 Выбор силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Бутурлино

2.1 Определение загрузки существующих трансформаторов

Для определения загрузки существующих трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ Бутурлино, используем данные контрольных замерных дней за период 5 лет (далее – дней зимних КЗ) [14].

Таблица 1 – Данные контрольных замерных дней фактической нагрузки Т1 и Т2 на ПС 110 кВ Бутурлино

Центр питания	Наименование трансформатора	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА				
		2018	2019	2020	2021	2022
ПС Бутурлино	Т-1	5,63	6,24	6,99	6,56	6,77
	Т-2	4,14	4,60	5,14	4,83	4,97
Итого по ПС	-	9,77	10,84	12,13	11,38	11,74

Согласно таблице 1, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в день зимнего контрольного замерного дня в 2020 году и составила 12,13 МВА.

Почасовая фактическая нагрузка на ПС 110 кВ представлена в таблице 2 [14].

Таблица 2 - Нагрузки существующей ПС 110 кВ

Время, ч	Почасовая нагрузка ПС 110 кВ		
	P, кВт	Q, квар	S, кВА
1	2	3	4
0	4786,7	1661,1	5066,7
2	5496,4	1907,2	5817,8
4	5605,3	1945,0	5933,2
6	6803,0	2360,6	7200,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
8	7674,0	2662,8	8122,8
10	9936,3	3447,6	10517,4
12	10403,8	3609,7	11012,2
14	9181,9	3185,6	9718,9
16	10718,6	3719,6	11345,7
18	10259,0	3559,8	10859,1
20	8928,1	3098,0	9450,3
22	7730,4	2682,3	8182,5
24	4786,7	1661,1	5066,7

Представим на рисунке 1 суточный график нагрузки на ПС 110 кВ Бутурлино в день зимнего контрольного замера при ТНВ -9,8 °С.

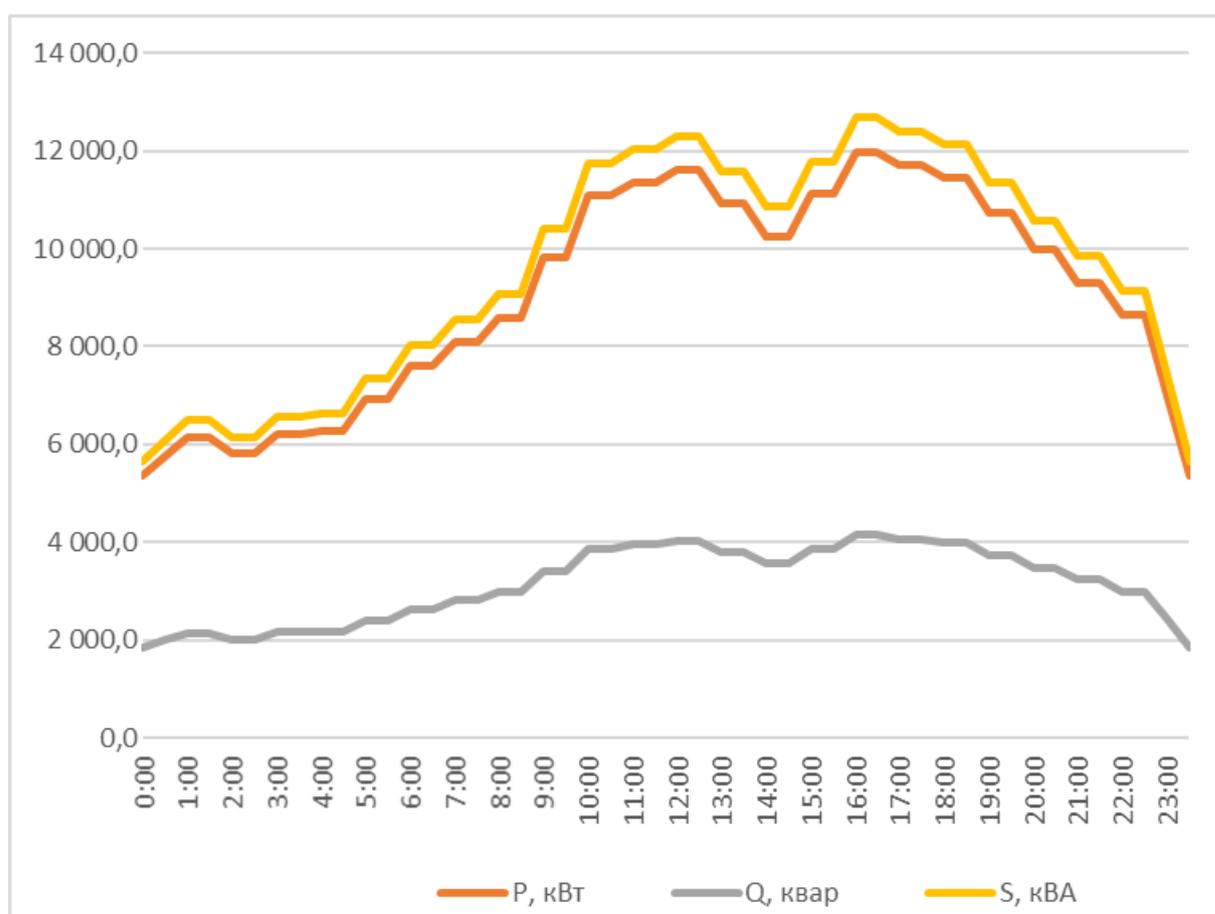


Рисунок 1 – Суточный график нагрузки в день зимнего контрольного замерного дня при ТНВ -9,8 °С

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [16] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-9,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ (средняя температура в день зимнего контрольного замера в 2020 году) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,199.

Определим длительно допустимую перегрузку трансформатора с учетом коэффициента допустимой длительной (без ограничения длительности):

$$S_{\text{ддн}} = S_{\text{ном.т}} \cdot k_{\text{пер}} = 10 \cdot 1,199 = 11,99 \text{ МВА}$$

где $S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, $^{\circ}\text{C}$.

Определим загрузку существующих трансформаторов, установленных на подстанции. Для начала определим нагрузку трансформатора без учета подключения планируемых потребителей.

$$S_{\text{тек}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}} = 12,13 + 0 - 0 = 12,13 \text{ МВА}$$

где « $S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем» [12].

Определим коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме k_3 :

$$k_3 = \frac{S_{\text{тек}}^{\text{тр}}}{S_{\text{ддн}}} = \frac{12,13}{11,99} = 1,012$$

В послеаварийном режиме (далее – ПАР) отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 101,2 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов. При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания невозможен. В связи с этим необходима замена существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощностью.

2.2 Определение мощности силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Бутурлино с учетом перспективной нагрузки

Определим нагрузку существующих трансформаторов с учетом перспективной нагрузки вновь подключаемых энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Бутурлино. Предварительно определим перспективную нагрузку силовых трансформаторов с учетом перспективной нагрузки на ПС 110 кВ Бутурлино [12].

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной производственно-бытовой нагрузки максимальной мощностью 7,5 МВт, из них 5 МВт производственная нагрузка с коэффициентом набора нагрузки 0,7 (3,11 МВА), административно-бытовая нагрузка 2,5 МВт с коэффициентом набора нагрузки 0,4 (0,71 МВА). Полная мощность с учетом коэффициента набора нагрузки новых потребителей составит – 3,4 МВА. [12].

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где « $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{срм}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем» [12].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 12,13 + 4,44 \cdot 0,7 + 1,76 \cdot 0,4 + 0 - 0 = 15,95 \text{ МВА}$$

Определим длительно допустимую перегрузку трансформатора с учетом коэффициента допустимой длительной (без ограничения длительности):

$$S_{ддн} = S_{ном.т} \cdot k_{пер} = 16 \cdot 1,199 = 19,184 \text{ МВА}$$

Определим коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме (ПАР) k_3 :

$$k_3 = \frac{S_{тек}^{тр}}{S_{ддн}} = \frac{15,95}{19,184} = 0,83$$

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 83,1 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов. При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания невозможен.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент установка двух трансформаторов мощностью 16 МВА является достаточным техническим решением. Установка трансформаторов мощностью 25 МВА не требуется в связи с низкой загрузкой трансформаторов.

Вывод по разделу 2.

В разделе 2 подробно рассмотрен вопрос выбора к установке на ПС 110 кВ Бутурлино новых трансформаторов мощностью 16 МВА. В соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утверждёнными Приказом Минэнерго Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 (далее – Методические указания по проектированию развития) [12] в разделе определена загрузка существующих силовых трансформаторов 10 МВА на ПС 110 кВ Бутурлино на основании данных дней зимних КЗ. На основании проведенных расчетов установлено, что отключения одного из трансформаторов максимальная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 101,2 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов. В соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики [16], такой режим работы трансформаторов недопустим, в связи с этим в разделе 2 рассмотрен вопрос установки силовых трансформаторов большей мощности, ближайшими по стандартной шкале установленной были выбраны двух обмоточные трансформаторы ТДН мощностью 16 МВА каждый. По результатам проведенных расчетов установлено, что с учетом вновь подключаемой к ПС 110 кВ нагрузки в объеме 3,4 МВА (с учетом коэффициента набора нагрузки) [12] в ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 83,1 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает от $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов. Таким образом требования к нагрузке силовых трансформаторов [5] соблюдены. В дальнейшем в работе будут учтены к установке выбранные трансформаторы типа ТДН-16000/110/10 кВ.

3 Анализ электрической схемы ПС 110 кВ и компоновочные решения

Для определения компоновочных решений, необходимых для проведения реконструкции ПС 110 кВ Бутурлино, проведем анализ существующей электрической схемы. Характеристики электрической части ПС 110 кВ для наглядности занесем в таблицу 3.

Таблица 3 - Характеристики электрической части ПС 110 кВ Бутурлино

Показатель	Значение	Примечание
Номинальное напряжение	110/10 кВ	Изменения номинальных значений напряжения не предусматривается
Конструктивное исполнение ПС и РУ	Открытая подстанция ОРУ 110 кВ – выполнена по схеме №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» ЗРУ 10 кВ – по схеме № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин»	Исполнение электрической принципиальной схемы оптимально, не требует гальванических изменений
Количество и мощность силовых трансформаторов	2×ТДН-10000/110/10	Требует замены (раздел 2)
Трансформаторы собственных нужд	2×ТМ-63/10	Требует замены (таблица 10)
Тип, количество средств компенсации емкостных токов ОЗЗ 10 кВ	1×ХРУОМ-480/11 1×РДМР-485/10-70У1	Требует замены (раздел 4.3)
Тип, количество средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Отсутствуют	Отсутствуют
Здание ЗРУ	Одноэтажное кирпичное здание, высотой 3,67 м, площадью 295,7 м ²	Расширение здания для вновь устанавливаемых ячеек КРУ 10 кВ не требуется.

Из таблицы 3 видно, что ОРУ 110 кВ выполнена по схеме №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [1]. В качестве выключателей по стороне 110 кВ используются масляные выключатели тип МКП 110 кВ. Такая схема по надежности [24] является достаточной для ПС 110 кВ Бутурлино, так как данная подстанция является отпаечной [23], а наличие в цепи блоков 110 кВ выключателей 110 кВ обеспечивает своевременное отключение в цепи «выключатель - трансформатор» токов короткого замыкания. Учитывая, что масляные выключатели 110 кВ физически и морально устарели, их замена на современные элегазовые выключатели 110 кВ позволит повысить надежность системы электроснабжения района (потребителей), который запитывается от рассматриваемой в ВКР ПС 110 кВ за счет быстрого отключения токов короткого замыкания и недопущения выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений [4].

Рассмотренные технические мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ должны предусматриваться в рамках существующего земельного участка, без дополнительного отвода (земли). В связи с этим в рамках выполнения реконструкции ПС создание ремонтных схем не требуется, установка новых силовых трансформаторов и оборудования ОРУ-110 кВ предусматривается на места существующих, с поочередной секционной заменой. Реконструкция ПС выполняется в два пусковых комплекса, первым пусковым комплексом предусматривается замена трансформатора Т-2, оборудования 110 кВ ячейки Т-2 и оборудования 10 кВ 2 с.ш. 10 кВ, установка новых ячеек 10 кВ, вторым пусковым комплексом – замена трансформатора Т-1, оборудования 110 кВ ячейки Т-1 и оборудование 10 кВ 1 с.ш. 10 кВ, установка новых ячеек 10 кВ.

Работой предусматривается открытая установка силовых трансформаторов с сооружением, в соответствии с п. 4.2.69 ПУЭ [15] маслоприемников, маслоотводов и заглубленного маслосборника,

вмещающего полный объем масла одного трансформатора и 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения.

Высоковольтное оборудование 110 кВ устанавливается на отдельные типовые металлоконструкции круглого сечения заводского изготовления, с антикоррозийным покрытием методом горячего цинкования толщиной не менее 150 мкм [25]. Ошиновка РУ-110 кВ выполняется гибким сталеалюминевым проводом типа АС-120/19 [9].

Порталы 110 кВ предусматриваются стальными трубного сечения, заводского изготовления, с антикоррозийным покрытием методом горячего цинкования толщиной не менее 150 мкм. Портал выполнен свободностоящим в виде П-образной конструкции с заземленными на фундаментах стойками и шарнирным соединением стоек с траверсами [3].

В качестве прожекторных мачт, совмещенных с молниеприемниками, работой предусматриваются высокомачтовые многогранные опоры с мобильной короной типа ВМО, производства ГК «Амира» [3]. Размещение светильников наружного освещения предусматривается непосредственно на мобильной короне [7].

Существующее (фильтры нейтралеобразующие 10 кВ, ДГР 2 с.ш. 10 кВ) и вновь устанавливаемое (разъединители однополюсные 10 кВ и ДГР 1 с.ш. 10 кВ) оборудование групп дугогасящих реакторов 10 кВ, а также новые трансформаторы собственных нужд устанавливается на новые фундаменты и металлоконструкции круглого сечения, на высоту не менее 2500 мм до нижней кромки фарфора высоковольтных вводов 10 кВ (в соответствии с п. 4.2.58 ПУЭ) без организации внутренних ограждений данного оборудования [27].

Шинные мосты 10 кВ от вновь устанавливаемых трансформаторов до существующих проходных изоляторов ЗРУ 10 кВ выполняется трехфазными шинными опорами заводского изготовления, в качестве ошиновки используются гибкие сталеалюминевые провода типа АС-240/39 (два провода в фазу) [3].

Прокладка силовых кабелей 10 кВ к фильтрам нейтралеобразующим 10 кВ и трансформаторам собственных нужд предусматривается в двустенных трубах в земле на глубине 0,7 м.

Прокладка силовых и контрольных кабелей по открытой части ПС выполняется во вновь устанавливаемых наземных не имеющих разрывов, с применением съемных несгораемых плит ж/б лотках по серии 3.407.1-157 вып.1 [20]. Лотки устанавливаются на бруски на щебеночную подготовку по выравнивающему слою песка. Прокладка кабелей через дорогу устраивается в блоках БДЛ по серии 3.407.1-157 вып.1. Узлы кабельных лотков выполнены по серии 4.407-268 вып. 2 [27].

Для подъезда к существующим зданиям ОПУ и ЗРУ-10 кВ, а также вновь устанавливаемому высоковольтному оборудованию на открытой части ПС предусматривается сооружение новых внутриплощадочных проездов.

Выводы по разделу 3.

В данном разделе определены компоновочные решения при реконструкции ПС 110 кВ Бутурлино. Рассмотренные технические мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ предусматривается в рамках существующего земельного участка, без дополнительного отвода (земли). В разделе определено, что установка новых силовых трансформаторов и оборудования ОРУ-110 кВ предусматривается на места существующих, с поочередной секционной заменой. Реконструкция ПС необходимо выполнить в два пусковых комплекса, первым пусковым комплексом предусматривается замена трансформатора Т-2, оборудования 110 кВ ячейки Т-2 и оборудования 10 кВ 2 с.ш. 10 кВ, установка новых ячеек 10 кВ, вторым пусковым комплексом – замена трансформатора Т-1, оборудования 110 кВ ячейки Т-1 и оборудование 10 кВ 1 с.ш. 10 кВ, установка новых ячеек 10 кВ.

4 Расчёт максимальных рабочих токов и токов короткого замыкания

4.1 Расчёт максимальных рабочих токов

Проводится расчёт максимальных рабочих токов СЭС объекта исследования.

Известно, что расчёт максимальных рабочих токов направлен на выявление критических значений токов, протекающих через электрические сети и оборудование, с целью гарантировать безопасную, надёжную и эффективную эксплуатацию электрической сети.

Основные задачи и цели данного расчёта включают в себя:

- определение номинальных токов: главной целью расчёта нормальных токов является установление номинальных значений токов, необходимых для стабильного функционирования электрических цепей, что помогает правильно выбирать оборудование, учитывая его мощность и токовые характеристики;
- обеспечение безопасности: расчёт нормальных токов необходим для обеспечения безопасности персонала и оборудования, гарантируя, что токи не превышают допустимые значения для проводов, аппаратуры и защитных устройств;
- выбор проводников: на основе расчёта нормальных токов определяется необходимое сечение проводов и кабелей, что позволяет избежать перегрузок и повреждений оборудования;
- определение максимальных нагрузок: целью расчёта максимальных рабочих токов является выявление предельных значений токов, возможных при перегрузках или коротких замыканиях, что позволяет оценить нагрузочную способность системы и выбрать соответствующие защитные механизмы;

- планирование и проектирование системы: расчёт максимальных рабочих токов необходим для разработки планов и проектов системы электроснабжения, включая выбор защитных устройств и проверку оборудования;
- соблюдение стандартов и нормативов: расчёт максимальных рабочих токов обеспечивает соответствие нормативным требованиям безопасности и качества, а также удовлетворяет требованиям аттестации и сертификации.

В общем, целью и задачами расчёта нормальных и максимальных рабочих токов является обеспечение надёжной, безопасной и эффективной работы электрических систем и оборудования.

Максимальный рабочий ток присоединений определяется с учётом наличия резервирования в схеме, а также возможности отключения потребителей 3 категории надёжности [16]:

$$I_{\text{норм}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{макс.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} \quad (2)$$

Рабочие максимальные токи вводных присоединений питающей подстанции 110/10 кВ:

$$I_{\text{норм}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \times 110} = 112 \text{ А}, \quad (3)$$

$$I_{\text{норм}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \times 10} = 1295 \text{ А}, \quad (4)$$

Данные расчеты равнозначны как для трансформатора Т1, так и для трансформатора Т2.

4.2 Расчёт токов короткого замыкания

Как было указано ранее, одним из основных мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ Бутурлино является замена двухобмоточных силовых трансформаторов марки ТДН-10000/110 на трансформаторы ТДН-16000/100.

Так как выбор трансформаторов проводится в работе далее, предварительно принимаются для установки на ГПП-110/10 кВ два новых трансформатора с обмоткой низшего напряжения 10 кВ.

Целью проведения расчёта токов короткого замыкания (КЗ) заключается в выявлении максимальных значений токов, которые могут возникнуть в электроустановке при КЗ.

Этот расчёт необходим для определения токов, которые могут проявиться в случае короткого замыкания между фазами или фазами и землей.

Важность такого анализа заключается в выборе соответствующих защитных механизмов и оборудования, обеспечивающих безопасность и надёжность работы электрооборудования.

Таким образом, проведение расчёта токов КЗ направлено на обеспечение безопасной, надёжной и эффективной работы системы электроснабжения предприятия.

«Методика предполагает расчёт токов КЗ в трёх расчётных точках:

- на выводах силового трансформатора 110 кВ (расчётные точки К1 и К2);
- на выводах первой секции шин обмотки 10 кВ Т1 силового трансформатора (расчётная точка К3);
- на выводах второй секции шин обмотки 10 кВ Т2 силового трансформатора (расчётная точка К4)» [15].

При определении сопротивления короткого замыкания (реактанса) в расчетной точке, т.е. на шинах НН подстанции рекомендуется пользоваться

следующими обобщенными выражениями, с учетом раздельной работы расщепленных обмоток трансформатора:

$$X_{HH.MIN} = U_{HH}^2 \cdot \left[\frac{X_{C.MAX}}{U_{CP.BH} \cdot (I - \Delta U)} + \frac{U_{CP.BH} \cdot (I - \Delta U) \cdot U_{K.MIN}}{100 \cdot S_{H.TP}} \right] \quad (5)$$

$$X_{HH.MAX} = U_{HH}^2 \cdot \left[\frac{X_{C.MIN}}{U_{CP.BH}^2} + \frac{U_{K.MAX}}{100 \cdot S_{T.TP}} \right] \quad (6)$$

где, « U_{HH} - номинальное напряжение трансформатора стороны НН, кВ; в зависимости от типа трансформатора может иметь значение 10,5 кВ.

$U_{НОМ.ВН}$, $U_{max.ВН}$, $U_{НН}$ - значения соответственно номинального, и максимального напряжений питающей энергосистемы, равные 110, 126 кВ;

$\Delta U_{рнн}$ (%) - половина полного (суммарного) диапазона регулирования напряжения;

$X_{с.max}$, $X_{с.min}$ - значения реактансов на шинах 110 кВ данной подстанции, Ом;

$U_{ктт}$, $U_{кmax}$ - значения напряжения короткого замыкания на крайних ответвлениях регулируемой обмотки ВН трансформатора, %;

$S_{н.тр}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА» [18].

Для двухобмоточных трансформаторов 110 кВ мощностью 16 МВА и выше при полном диапазоне регулирования напряжения на стороне ВН ($\pm 9\%$) $U_{ВН max} = 133,42$ кВ. «Максимальным напряжением для сети класса 110 кВ является $U_{max} = 126$ кВ» [5]. «Поэтому наибольшим реальным напряжением регулируемой обмотки ВН для этих трансформаторов следует считать $U_{ВН max} = 126$ кВ. Значение U_k этого промежуточного ответвления может быть достаточно точно определено по кривой изменения U_k в зависимости от

ответвления регулируемой обмотки. Кривая строится по трем значениям U_k , указанным в ГОСТ или паспорте трансформатора» [5].

Токи трехфазного КЗ на шинах НН подстанции определяются по выражению:

$$I_{K.HH.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MIN}} \quad (7)$$

$$I_{K.HH.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MAX}} \quad (8)$$

«Приведение указанных токов КЗ к стороне ВН трансформатора производится с учетом изменения коэффициента трансформации трансформатора переключателем РПН» [18]:

$$I_{K.VH.MAX}^{(3)} = I_{K.HH.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)}; \quad (9)$$

$$I_{K.VH.MIN}^{(3)} = I_{K.HH.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{VH.MAX}} \quad (10)$$

«Для определения токов КЗ на фидерах, отходящих от шин подстанции, т. е. в заданной распределительной сети 10 кВ к найденным значениям X_{HH} прибавляют сопротивление линии фидера, причем обязательно с учетом активного сопротивления кабельной или воздушной линии» [18]:

$$Z_L = R_{каб} + j(X_{каб} + X_{HH}). \quad (11)$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по выражению, кА:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (12)$$

где « $U_{нн}$ - напряжение в максимальном или минимальном режиме, кВ;

Z - полное сопротивление до точки к.з. в максимальном или минимальном режиме, Ом» [2].

«Максимальное значение токов к.з. используется при выборе уставок релейных защит, а минимальные токи, причем двухфазные – для проверки чувствительности» [2].

Для расчета токов короткого замыкания (КЗ) в сети использован программный комплекс EnergyCS ТКЗ группы компаний Csoft. Так как ВКР не предусматривается изменение схемы сети 110 кВ, в качестве исходных данных для расчета приняты токи КЗ на шинах 110 кВ ПС «Бутурлино» в максимальном и минимальном режимах, предоставленные собственником.

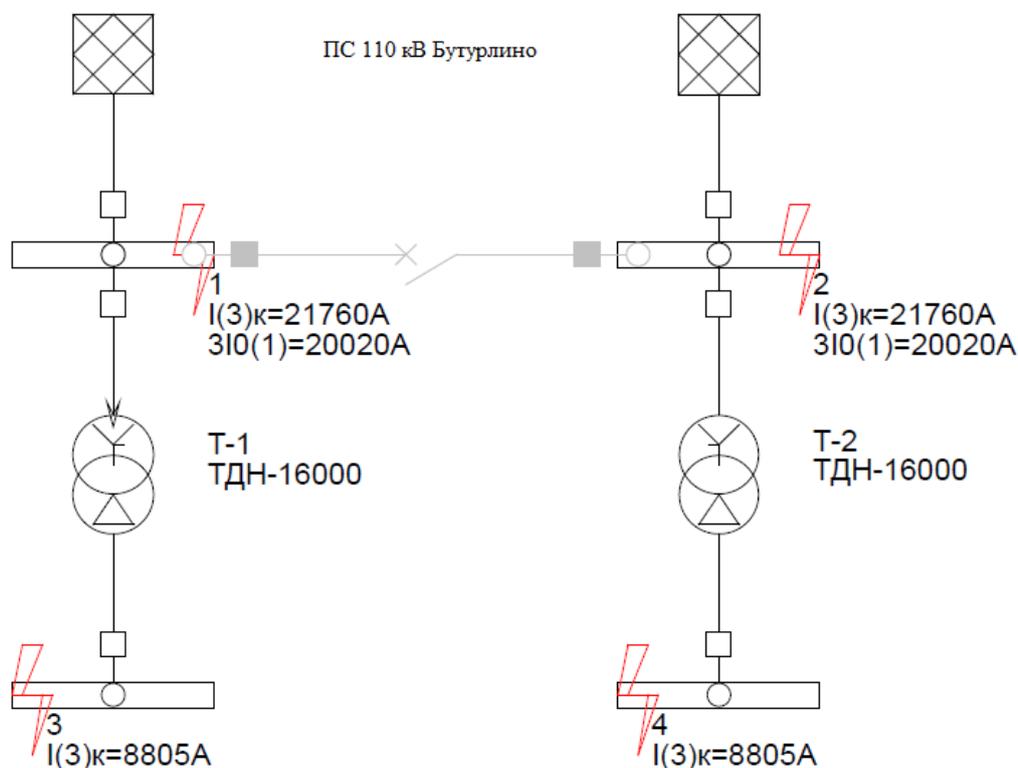


Рисунок 2 - Токи КЗ в узлах схемы в максимальном режиме

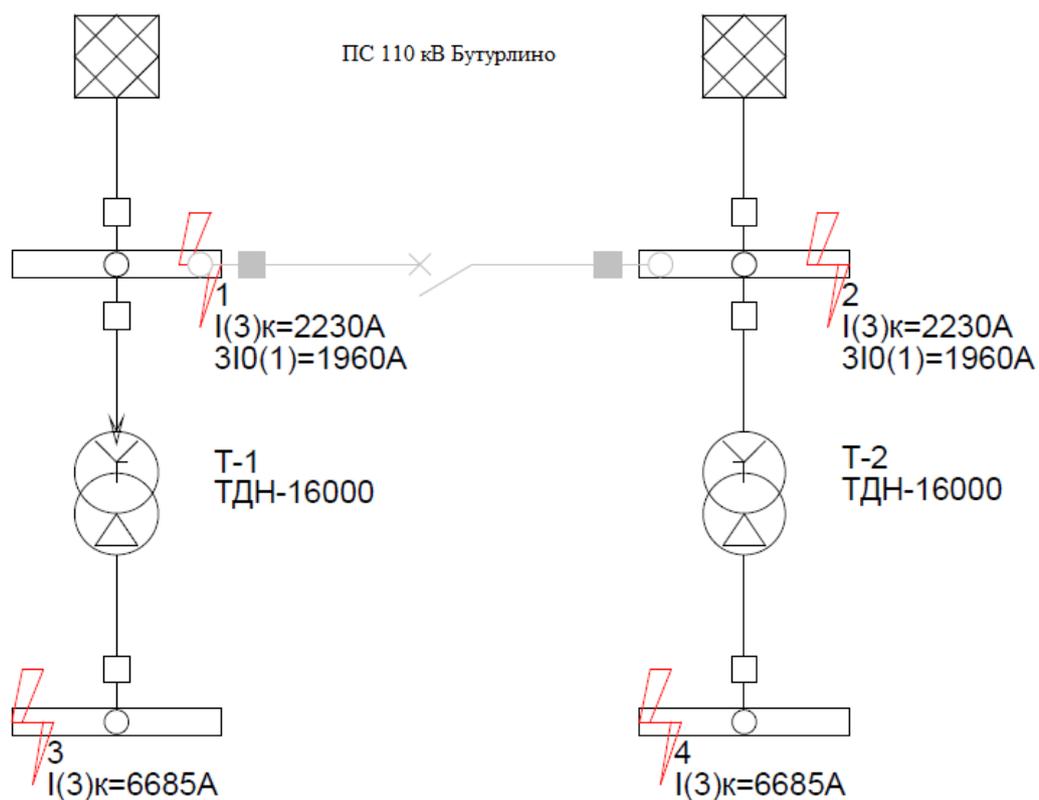


Рисунок 3 - Токи КЗ в узлах схемы в минимальном режиме

Полученные расчетным путем значения токов короткого замыкания занесём в таблицу 4.

Таблица 4 - Результаты расчетов токов КЗ

Узел КЗ	Обозначение узла	Макс. режим 2025, 2029 год		Мин. режим 2024, 2029 год	
		I(3)к, А	3I0(1), А	I(3)к, А	3I0(1), А
1	Бутурлино 1с-110 кВ	21760	20020	2230	1960
2	Бутурлино 2с-110 кВ	21760	20020	2230	1960
3	Бутурлино 3с-10 кВ	8805	-	6685	-
4	Бутурлино 1с-10 кВ	8805	-	6685	-

На основании полученных результатов в разделе 5 данной работы проведем выбор электротехнического оборудования.

4.3 Мероприятия по компенсации емкостных токов замыкания на землю на стороне 10 кВ

В настоящее время на ПС 110 кВ Бутурлино установлено два комплекта дугогасящих реакторов и фильтров нейтралеобразующих 10 кВ, РУОМ-480/10 и ФМЗО-500/11 на 1 с.ш. 10 кВ, РДМР-485/10-70У1 и ФМЗО-500/11 на 2 с.ш. 10 кВ.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю, согласно ПУЭ [15], должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах: в сетях напряжением 3-20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи — более 10 А; в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи: более 30 А при напряжении 3-6 кВ, более 20 А при напряжении 10 кВ [15].

Расчет емкостных токов выполняется в соответствии с РД 34.20.179 «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ» [17].

Емкостный ток замыкания на землю I_C , А/км, определяется по формуле:

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_{\Phi} \cdot U_{\Phi} \cdot 10^{-6} \quad (13)$$

где « ω – угловая частота напряжения, $\omega = 314,16$ рад/с

C_{Φ} - емкость фазы сети, мкФ

U_{Φ} - фазное напряжение сети, В» [17].

В соответствии с п. 3.1 РД 34.20.179-87 [17] мощность дугогасящих реакторов должна выбираться по значению емкостного тока сети с учетом ее развития в ближайшие 10 лет. В связи с отсутствием точных данных о развитии сети 10 кВ, в части сечения и длины перспективных кабельных и воздушных линий 10 кВ, на ПС 110 кВ Светлая, в соответствии с РД 34.20.179-

87 [17], допускается определять перспективное значение емкостного тока сети увеличенным на 25 %.

Данные для расчета емкостных токов на стороне 10 кВ и результаты приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета емкостных токов

№ яч.	Наименование фидера	Марка кабеля (провода), сечение	Длина кабеля (провода), км	Удельная емкость, мкФ/км	Емкостный ток участка, А	Емкостный ток фидера, А
1	2	3	4	5	6	7
101	Отделфинстрой-1	ААБл 3×240	1,46	0,17	2,34	2,34
102	ТП-20	ААШВ 3×120	0,162	0,117	0,18	0,18
103	РП-39-1	2×АПВБП 3×300	2×1,676	0,531	16,8	16,8
104	ТП-495	2×АСБ 3х185	2×0,764	0,149	2,15	2,15
105	Поселок	СИП 1х95	0,174	0,0048	0,007	1,107
		ААШВ 3х120	0,986	0,117	1,1	
106	КНС-1	2×ААБЛУ 3×120	2×2,21	0,117	4,87	6,12
		2×ААБл 3×240	2×0,39	0,17	1,25	
107	Диапазон-1	ААБл 3×240	1,95	0,17	3,12	3,12
108	ТП-55	ААБ 3×95	0,04	0,106	0,04	0,067
		АС-50	0,6	0,0048	0,027	
109	ТП-426-2	2×АСБ 3×240	3х0,3	0,17	0,96	0,96
Итого, 1 с.ш. 10 кВ						32,84
Итого, 1 с.ш. 10 кВ с учетом 25% увеличения						41,05
201	Аэропорт	А-70	2,18	0,0048	0,099	2,019
		ААБл 3×120	1,74	0,117	1,92	
202	ТП-495	2хАСБ 3×185	2×0,764	0,149	2,15	2,15
203	МУМ-3-2	СИП 1×95	0,174	0,0048	0,007	1,087
		ААШВ 3×120	0,986	0,117	1,08	
204	КНС-10	2×ААБЛУ 3×120	2×2,21	0,117	4,87	6,12
		2×ААБл 3×240	2х0,39	0,17	1,25	
205	Диапазон-2	ААБл 3×240	1,95	0,17	3,12	3,12
206	РП-39-2	2×АПВБП 3×300	2×1,676	0,531	16,8	17,28
		АСБ 3×240	0,3	0,17	0,48	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
207	ТП-20	ААШВ 3×120	0,162	0,117	0,18	0,18
208	Поселок.	3×АПвПг 1×240	0,85	0,477	3,82	4,47
		ААБл 3×150	0,5	0,138	0,65	
209	Отделфинстрой-2	ААБл 3×240	1,46	0,17	2,34	2,34
210	ТП-426-1	2хАСБ 3×240	3×0,3	0,17	0,96	0,96
Итого, 2 с.ш. 10 кВ						39,72
Итого, 2 с.ш. 10 кВ с учетом 25% увеличения						49,65

Настоящим проектом предусматривается замена существующего дугогасящего реактора 1 с.ш. 10 кВ типа РУОМ-480/10 на новый дугогасящий реактор типа РДМР-485/10-У1 [27].

Диапазон регулирования тока, существующего и нового ДГР типа РДМР-485/10-У1 составляет 5-80 А, что соответствует расчетным емкостным токам на секциях шин 10 кВ. В соответствии с приведенными ниже расчетами по выбору и проверке вновь устанавливаемого электротехнического оборудования, а также проверкой существующих кабельных линий 10 кВ по условию термической устойчивости и невозгоранию, специальных технических решений по ограничению токов КЗ на ПС 110 кВ Бутурлино не предусматривается.

Выводу по разделу 4.

В данном разделе проведены расчеты токов короткого замыкания по сторонам 110 кВ и 10 кВ, а также расчеты емкостных токов в сети 10 кВ. На основании полученных расчетов в работе будет проведен выбор электрооборудования электрической части ПС 110 кВ. Также в разделе рассмотрен вопрос компенсации емкостных токов в сети 10 кВ. По результатам расчетов выбраны дугогасящие реакторы типа РДМР-485/10-У1 взамен установленных РУОМ-480/10 и ФМЗО-500/11.

6 Выбор оборудования ПС 110 кВ

В качестве расчетного режима работы принимается выбор и проверка оборудования в цепи ВН и НН двухобмоточного трансформатора по номинальному току устанавливаемого силового трансформатора (16 МВА), с учетом его перегрузки на 40 %.

Производится по следующим параметрам:

- номинальному напряжению;
- току нагрузки.

Ток короткого замыкания (в максимальном режиме) на шинах ОРУ 110 кВ составят 21,76 кА.

Пропускная способность ошиновки присоединения Т-1 на стороне 110 кВ, при коэффициенте допустимой длительной перегрузки трансформаторов 0,95 при ТНВ 25 °С и при нормальном режиме нагрузки, не превышает 76,3 А при $t=25^{\circ}\text{C}$, в соответствии с п. 1.3.22 ПУЭ 7изд [15, 12].

Максимальный рабочий ток присоединений определяется с учётом наличия резервирования в схеме составляет $I_{max} = 112\text{ А}$.

Таким образом, для проектируемого оборудования приняты номинальные параметры: $U_{ном.} = 110\text{ кВ}$

$I_{ном.} =$ не менее 2000 А (2000 А > 112 А.);

$I_{ном.откл} =$ не менее 31,5 кА (31,5 кА > 21,76 кА);

$I_{ном.терм} =$ не менее 31,5 кА (31,5 кА > 21,76 кА);

$I_{ном.дин} =$ не менее 80 кА.

6.1 Расчетные условия для выбора и проверки электротехнического оборудования

Выбор и проверка основного электротехнического оборудования производится в соответствии с РД 153 34.0 20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [18].

Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (14)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}} \quad (15)$$

Проверка на электродинамическую стойкость $i_{\text{выкл}}$:

$$i_{\text{выкл}} \geq i_{\text{уд}} \quad (16)$$

Ударный ток в точке к.з. $i_{\text{уд}}$:

$$i_{\text{уд}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}} \quad (17)$$

где $I_{\text{п.о.}}^{(3)} = I(3)$ – ток короткого 3-х фазного КЗ в максимальном режиме (таблица 3);

$K_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент (принимается в соответствии РД 153 34.0 20.527-98) [18].

Проверка по термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} = \int^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt \quad (18)$$

где « $I_{\text{терм}}$ » - ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{терм}}$ - нормированное допустимое время его протекания, с;

$\int^{t_{\text{откл}}} i_K^2 dt$ - интеграл Джоуля для условий к.з.;

$t_{\text{откл}}$ - полное время отключения короткого замыкания выключателем $t_{\text{откл}} = t_{\text{собств.}} + t_{\text{рз}}$, с;

$t_{\text{собств.}}$ - собственное время отключения выключателя, с;

$t_{\text{рз}}$ - полное время действия релейной защиты при к.з., с» [28].

Проведем выбор и проверку высоковольтных выключателей.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 110 кВ трансформатора Т-1.

Проектом предусматривается элегазовый выключатель (ВГТ-110Ш-40/2000 УХЛ1) с номинальными параметрами: $U_{\text{ном}}=110$ кВ, $I_{\text{ном}}=2000$ А, $I_{\text{откл}}=40$ кА, $t_{\text{терм}}=3$ с, $I_{\text{дин.ст.}}=102$ кА, $t_{\text{собств.}}=0,055$ с.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС:

$$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = 21,76 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент $K_{\text{уд}}$:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-0.01/0.02} = 1,6.$$

Ударный ток $i_{\text{уд}}$:

$$i_{\text{уд}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 21,76 \cdot 1,6 = 49,2 \text{ кА}.$$

Наибольший пик тока электродинамической стойкости выключателя составляет 102 кА.

$$i_{\text{выкл}} = 102 \text{ кА} \geq 49,2 \text{ кА}$$

Ток термической стойкости для выключателя составляет 40 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с. В качестве расчетного времени отключения КЗ принимается сумма времен действия основной защиты и времени отключения выключателя, где $t_{рз}=0,1$ с - время действия основной релейной защиты при КЗ [22].

Полное время отключения короткого замыкания:

$$t_{откл} = t_{собств.} + t_{рз} = 0,055 + 0,1 = 0,155 \text{ с.}$$

Допустимое для выключателя значение интеграла Джоуля следует определять по формуле (18):

$$B_{тер,доп} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{тер,доп} = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 21,76^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 82,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 82,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбор по коммутационной способности:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя составляет 40 кА.

$$I_{вкл} = 40 \text{ кА} > 21,76 \text{ кА};$$

$$I_{пр.скв} = 102 \text{ кА} > 49,2 \text{ кА.}$$

Проверка по коммутационной способности:

$$\tau = \tau_{з.мин} + \tau_{собств} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с.}$$

где $\tau_{з.мин}$ - минимальное время действия релейной защиты при КЗ, 0,1 с.

$$\beta_{норм} = e^{-22,5 \cdot 0,155} = 0,031;$$

$$i_{а.норм} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.норм} = \sqrt{2} \cdot 0,031 \cdot 40 = 1,754 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 21,76 \cdot e^{-\frac{0,155}{0,02}} = 0,013 \text{ кА}$$

$$i_{a,\text{норм}} = 1,754 > 0,013 \text{ кА}$$

Выключатель 110 кВ ВГТ-110Ш-40/2000 УХЛ1 удовлетворяет условиям выбора и проверки. Аналогичные расчеты проведем для вакуумных выключателей 10 кВ. Результаты занесем в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные данные

Наименование присоединения	Расчётные данные						
	$U_{\text{н.с}},$ кВ	$I_{\text{нр}},$ А	$I_{\text{по}},$ кА	$i_{\text{уд}},$ кА	$B_{\text{к}},$ кА ² ·с	$i_{\text{т}},$ кА	$t_{\text{откл}},$ с
ОРУ 110 кВ							
ВВ 110 кВ Т-1, Т-2	110	112	21,76	49,2	82,8	0,013	0,155
ЗРУ 10 кВ							
ВВ 10 кВ Т-1, Т-2	10	1176	8,805	24,2	28,6	0,005	0,14
СВ 10 кВ	10	882	8,805	24,4	28,6	0,005	0,14
ОЛ 10 кВ	10	1000	8,805	24,2	28,6	0,005	0,34
ДГР-1, ДГР-2	10	27	8,805	24,2	28,6	0,005	0,14

Таблица 7 – Каталожные данные

Наименование присоединения	Каталожные данные						
	$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{откл}},$ кА	$I_{\text{тер}},$ кА	$i_{\text{дин}},$ кА	$i_{\text{да.ном}},$ кА	$B_{\text{к}},$ кА ² ·с
ОРУ 110 кВ							
ВВ 110 кВ Т-1, Т-2	110	2000	40	40	102	1,754	4800
ЗРУ 10 кВ							
ВВ 10 кВ Т-1, Т-2	10	1600	8,805	31,5	31,5	80	2977
СВ 10 кВ	10	1600	8,805	31,5	31,5	80	2977
ОЛ 10 кВ	10	1000	8,805	20	20	50	1200
ДГР-1, ДГР-2	10	1000	8,805	20	20	50	1200

В таблице 7 представлены каталожные данные (паспортные данные от производителя).

Выбор разъединителей осуществляется по выражениям 14-18 данной работы. Результаты расчетов сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Проверка параметров и характеристик разъединителей

Тип Р, место установки	Расчетные данные				Паспортные данные					
	$U_{сет}$	$I_{ном}$	$i_{уд}$	B_k	$U_{ном}$	$I_{ном}$	$I_{тер}$	$t_{терм}$	$I_{дин.ст.}$	$B_{тер.доп}$
	кВ	А	кА	кА ² ·с	кВ	А	кА	сек	кА	кА ² с
Р 110 кВ	110	112	49,2	82,8	110	1000	40	3	100	4800
ЗОН 110 кВ	110	-	1,7	0,1	110	400	6,3	3	15,75	119
Р 10 кВ ДГР-1, ДГР- 2	10	27	24,2	28,6	35	1000	20	3	50	1200

Расчетные условия для выбора и проверки трансформаторов тока осуществляется по выражениям 14-18 данной работы. Результаты расчетов сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчетные условия для выбора трансформаторов тока

Тип ТТ, место установки	Расчетные данные				Паспортные данные					
	$U_{сети}$	$I_{ном}$	$i_{уд}$	B_k	$U_{ном}$	$I_{ном}$	$I_{тер}$	$t_{терм}$	$I_{дин.ст.}$	$B_{тер.доп}$
	кВ	А	кА	кА ² ·с	кВ	А	кА	сек	кА	кА ² с
ТТ 110 кВ	110	112	49,2	82,8	110	300- 1200	25	1	64	625
ТТ ВВ 10 кВ Т-1, Т-2	10	1176	24,2	28,6	10	1500	50	3	100	7500
ТТ СВ 10 кВ	10	882	24,2	28,6	10	1500	50	3	100	7500
ТТ ОЛ 10 кВ	10	200- 400	24,2	28,6	10	200- 400	12-18	3	53-80	432-972
ТТ ДГР-1, ДГР-2	10	27	24,2	28,6	10	300	12,6	3	34,2	476

По результатам расчетов установлено, что выбранное электротехническое оборудование соответствует требованиям РД 153 34.0 20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [18] и будут рекомендованы к установке.

6.2 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

Выбор и проверка ОПН 110 кВ производится в соответствии с «Методическими указаниями по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ» РАО «ЕЭС России» [1].

Защита оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений на стороне 110 кВ предусматривается ограничителями перенапряжений нелинейными типа ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1.

Выбор рабочего длительно допустимого напряжения для ОПН-110/88-10/900(III) 4УХЛ1.

«Для повышения надежности выбирают ограничители с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением не менее чем на 2–5 % выше наибольшего уровня напряжения сети в точке установки ОПН» [20].

$$U_d \geq 1,05 \cdot \frac{U_{нс}}{\sqrt{3}} \quad (19)$$

где U_d - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;

$U_{нс}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ.

$$U_d = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ кВ}$$

$$88 \text{ кВ} \geq 76,4 \text{ кВ}$$

Выбор номинального разрядного тока для ОПН-110/88-10/900(III) 4УХЛ1.

«Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН. 10 кА – ограничители для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ» [20].

Определение защитного уровня ограничителя.

Величина коммутационных перенапряжений определяется значением остающегося напряжения на ограничителе $U_{(ост.30/60)}$, кВ, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15–20 % ниже испытательного напряжения U_K , кВ, коммутационным импульсом фронтом 30/60 мкс защищаемого оборудования:

$$U_{(ост.30/60)} \leq \frac{U_K}{1,15-1,2} \quad (20)$$

$$U_K = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1 \text{ мин}}, \text{ кВ}, \quad (21)$$

где « $K_{и} = 1,35$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным;

$K_{к} = 0,9$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции;

$U_{1 \text{ мин}}$ - одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц для электрооборудования 110–220 кВ нормируется ГОСТ 1516.3-96; 1,15–1,2 – коэффициент, учитывающий износ оборудования» [20].

$$U_{(ост.30/60)} = 216 \text{ кВ}$$

$$\frac{1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200}{1,2} = 285,5 \text{ кВ}$$

$$216 \text{ кВ} \leq 285,5 \text{ кВ}$$

Определение защитного уровня для ОПН-110/88-10/900(III) 4УХЛ1 при грозовых перенапряжениях.

«Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе фронтом 8/20 мкс $U_{(ост.8/20)}$, кВ, должно быть на 20–40 % ниже нормируемого максимального значения испытательного напряжения грозовых импульсов для оборудования 110 кВ $U_{исп}$, кВ (нормируется ГОСТ 1516.3-96)» [8].

$$U_{(ост.8/20)} \leq \frac{U_{исп}}{1,2-1,4} \quad (22)$$

$$\frac{450}{1,4} = 321 \text{ кВ}$$

$$256 \text{ кВ} \leq 321 \text{ кВ}$$

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

«Ограничитель должен выдерживать максимальный ток короткого замыкания без взрывного разрушения. При выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15–20 % больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ в месте установки ограничителя» [20].

$$I_{ср.ОПН} \geq I_{КЗ}^{(3)}, \text{ кА} \quad (23)$$

где « $I_{ср.ОПН}$ - ток срабатывания противовзрывного устройства ОПН, кА;

$I_{КЗ}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ, кА» [20].

$$65 \text{ кА} \geq 21,76 \text{ кА}$$

Выбор длины пути утечки внешней изоляции ограничителя.

«Удельная длина пути утечки для ограничителей должна быть на 20 % выше, чем для остального оборудования» [20].

$$L_{у.ОПН} \geq 1,2 \cdot L_{у.обор}, \text{ см} \quad (24)$$

$$1,2 \cdot 2,25 = 2,7 \text{ см/кВ}$$

$$3,1 \text{ см} > 2,7 \text{ см/кВ}$$

Устанавливаемый ОПН 110 кВ удовлетворяет всем параметрам выбора.

6.3 Проверки оборудования и ошиновки

В качестве расчетного режима принимается проверка ошиновки в цепи ВН и НН двухобмоточного трансформатора по номинальному току устанавливаемого силового трансформатора (16 МВА), с учетом его перегрузки на 40 %.

Гибкая ошиновка 110 кВ выполняется проводом АС-120/19. Допустимый длительный ток провода равен 390 А на открытом воздухе.

Максимальный рабочий ток составляет:

$$390 \text{ А} \geq 112 \text{ А}$$

Проверяем ошиновку на термическую стойкость:

«Рассчитываем температуру шин до момента КЗ» [10]:

$$\vartheta_{\text{н}} = \vartheta_{\text{о}} + (\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{о,ном}}) \times \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2, \quad (25)$$

где « $\vartheta_{\text{о}}$ – средняя температура в ЗРУ 10 кВ равная (+18)°С,

$\vartheta_{\text{доп}}$ – допустимая температура шин, равная (+70)°С,

$\vartheta_{\text{о,ном}}$ – номинальная температура шин, равная (+25)°С» [23].

$$\vartheta_{\text{н}} = 18 + (70 - 25) \times \left(\frac{112}{390} \right)^2 = 21,71^\circ,$$

В справочной литературе «по кривой находим тепловое состояние шин к времени начала КЗ» [10] $f_{\text{н}} = (+21,71)^\circ\text{С}$.

«Рассчитываем температуры шин после КЗ» [4]:

$$f_{\text{к}} = f_{\text{н}} + \kappa \frac{B_{\text{к}}}{q^2}, \quad (26)$$

где «к – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоёмкость проводника, в справочной литературе равное – $0,46 \times 10^{-2}$ » [4].

$$f_k = 21,71 + 0,46 \times 10^{-2} \times \frac{82800000}{120^2} = 39,01^\circ\text{C},$$

По кривой номограммы [26] тепловое состояние шин $\vartheta_H = (+39,01)^\circ\text{C}$ соответствует $I_{\text{макс}} = 290 \text{ А}$, что не превышает 390 А .

По расчётам видно, что температура шин практически не изменится, и выбранные шины подходят установки в ОРУ 110 кВ.

Гибкая ошиновка 10 кВ выполняется проводом $2 \times \text{АС-240/39}$. Допустимый длительный ток провода равен $2 \times 610 = 1220 \text{ А}$ на открытом воздухе.

$$1220 \text{ А} \geq 882 \text{ А}$$

$$\vartheta_H = 18 + (70 - 25) \times \left(\frac{880}{1220} \right)^2 = 41,52^\circ,$$

$$f_k = 41,52 + 0,46 \times 10^{-2} \times \frac{28600000}{480^2} = 65,01^\circ$$

По кривой номограммы [26] тепловое состояние шин $\vartheta_H = (+55,01)^\circ\text{C}$ соответствует $I_{\text{макс}} = 1100 \text{ А}$, что не превышает 1220 А

Итоговый перечень выбранного электрооборудования с учетом этапности реализации мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень применяемого в проекте оборудования

Наименование оборудования	Тип оборудования	Кол-во	Завод-изготовитель
1	2	3	4
1 пусковой комплекс			
1. Трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный	ТДН-16000/110 У1	1	ГК «СВЭЛ» Россия, г. Екатеринбург
2. Выключатель элегазовый трехполюсный колонковый 110 кВ	ВГТ-110Ш-40/2000 УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
3. Разъединитель трехполюсный 110 кВ с 1 ЗН	РГНП.1а-110.П*/1000УХЛ1	2	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
4. Разъединитель трехполюсный 110 кВ с 2 ЗН	РГН.2-110.П*/1000УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
5. Трансформатор тока элегазовый однофазный 110 кВ	ТОГФ-110 УХЛ1	3	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
6. Заземлитель нейтрали трансформатора 110 кВ	ЗОН-110М-П УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
7. ОПН в нейтрали трансформатора 110 кВ	ОПНН-110/56-10/900(Ш) 4УХЛ1	1	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск
8. ОПН 110 кВ	ОПН-110/88-10/900(Ш) 4УХЛ1	3	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск
9. ВЧ-заградитель 110 кВ	ВЗ-1250-0,5 УХЛ1	3	ЗАО «НПП ЭИС» Россия, г. Екатеринбург
10. Выключатель вакуумный трехфазный 10 кВ с электромагнитным приводом	ВВ/TEL-10-31,5/1600 У2; ВВ/TEL-10-20/1000 У2	2·10	АО «КГ «Таврида Электрик» Россия, г. Москва
11. Трансформатор тока однофазный 10 кВ в литом корпусе	ТПОЛ-10М(В) ТПЛ-10М-1	6 30	ОАО «СЗТТ» Россия, г. Екатеринбург
12. Трансформатор напряжения масляный трехфазный трехобмоточный 10 кВ	НАМИ-10	1	ОАО «РЭТЗ Энергия» Россия, г. Раменское
13. Разъединитель однополюсный 35 кВ с 1 ЗН	РГП1а-35Ш/1000 УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
14. Трансформатор масляный герметичный 10 кВ со сниженными потерями XX и КЗ	ТМГ-100/10-12 УХЛ1	1	ЗАО ГК «Электроцит» - ТМ «Самара» Россия, г. Самара
15. ОПН 10 кВ	ОПН-10/12-10/650(II) УХЛ1	3	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск
16. Шинная опора полимерная трехфазная 10 кВ	ШОП-35 УХЛ1	3	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
17. Щит собственных нужд	Нетиповой (см. 180401-ИОС1.7-ЭС)	1	ООО НПП «Экра» Россия, г. Чебоксары
18. Ячейки КРУ 10 кВ	СВЭЛ	2	ГК «СВЭЛ» Россия, г. Екатеринбург
19. Щит постоянного тока с герметичной необслуживаемой АБ	Нетиповой (см. 180401-ИОС1.7-ЭС)	1	ООО НПП «Экра» Россия, г. Чебоксары
2 пусковой комплекс			
1. Трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный	ТДН-16000/110 У1	1	ГК «СВЭЛ» Россия, г. Екатеринбург
2. Выключатель элегазовый трехполюсный колонковый 110 кВ	ВГТ-110Ш-40/2000 УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
3. Разъединитель трехполюсный 110 кВ с 1 ЗН	РГНП.1а-110.П*/1000УХЛ1	2	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
4. Разъединитель трехполюсный 110 кВ с 2 ЗН	РГН.2-110.П*/1000УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
5. Трансформатор тока элегазовый однофазный 110 кВ	ТОГФ-110 УХЛ1	3	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
6. Заземлитель нейтрали трансформатора 110 кВ	ЗОН-110М-II УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
7. ОПН в нейтрали трансформатора 110 кВ	ОПНН-110/56-10/900(III) 4УХЛ1	1	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск
8. ОПН 110 кВ	ОПН-110/88-10/900(III) 4УХЛ1	3	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
9. ВЧ-заградитель 110 кВ	ВЗ-1250-0,5 УХЛ1	1	ЗАО «НПП ЭИС» Россия, г. Екатеринбург
10. Выключатель вакуумный трехфазный 10 кВ с электромагнитным приводом	ВВ/TEL-10-31,5/1600 У2ВВ/TEL-10-20/1000 У2	1 9	АО «КГ «Таврида Электрик» Россия, г. Москва
11. Трансформатор тока однофазный 10 кВ в литом корпусе	ТПОЛ-10М(В) ТПЛ- 10М-1	3 27	ОАО «СЗТТ» Россия, г. Екатеринбург
12. Трансформатор напряжения масляный трехфазный трехобмоточный 10 кВ	НАМИ-10	1	ОАО «РЭТЗ Энергия» Россия, г. Раменское
13. Разъединитель однополюсный 35 кВ с 1 ЗН	РГП1а-35Ш/1000 УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
14. Трансформатор масляный герметичный 10 кВ со сниженными потерями ХХ и КЗ	ТМГ-100/10-12 УХЛ1	1	ЗАО ГК «Электроцит» - ТМ «Самара» Россия, г. Самара
15. Реактор масляный дугогасящий 10 кВ	РДМР-485/10-У1	1	ООО «НТБЭ» Россия, г. Екатеринбург
16. ОПН 10 кВ	ОПН-10/12-10/650(П) УХЛ1	3	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск
17. Шинная опора полимерная трехфазная 10 кВ	ШОП-35 УХЛ1	3	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
18. Ячейки КРУ 10 кВ	СВЭЛ	2	ГК «СВЭЛ» Россия, г. Екатеринбург

По результатам проведенных в работе расчетов установлено, что предлагаемое к установке электротехническое оборудование соответствует всем требованиям НТД.

Выводы по разделу 6.

В данном разделе подробно рассмотрен вопрос выбора электротехнического оборудования в соответствии с актуальными требованиями НТД.

На первоначальном этапе в разделе рассмотрен выбор элегазовых выключателей 110 кВ и вакуумных выключателей 10 кВ, по результатам расчетов по стороне 110 кВ взамен установленных выключателей МКП 110 кВ выбраны современные колонковые элегазовые выключатели тип ВГТ-110Ш-40/2000 УХЛ1, по стороне 10 кВ вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-31,5/1600 У2, ВВ/TEL-10-20/1000 У2. Далее был рассмотрен вопрос выбора разъединителей, трансформаторов тока, ОПН, ошинок.

На основании проведенных в разделе расчетов установлено, что оборудование и ошиновки, рекомендуемые к установке на подстанции, устойчивы к действию токов КЗ и обладают достаточной пропускной способностью в соответствии с максимальными рабочими токами.

Выбор оборудования производился по следующим параметрам: номинальному напряжению, току нагрузки и по возможности отключения выключателями, устанавливаемых в ОРУ 110 и ЗРУ 10 кВ, тока КЗ на шинах РУ соответствующего напряжения.

7 Расчет уставок РЗА

В соответствии с заданием на проектирование на ПС 110 кВ Бутурлино для целей релейной защиты и автоматики реализуется на микропроцессорных терминалах, включающих функции управления выключателей, защиты элементов ПС 110/10 кВ, контроля электрических параметров и сигнализации.

Микропроцессорные устройства (МП) устройства защит «должны соответствовать «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» (РД 34.35.310-97), требованиям электромагнитной совместимости, принятым при проектировании, а также испытаны в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1- 2000)» [2].

Перечень устанавливаемых на ПС 110 кВ микропроцессорных терминалов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень микропроцессорных терминалов

Наименование	Тип шкафа, терминала	Кол-во	Место установки
1	2	3	4
Шкаф защиты и АУВ 2-х обмоточного трансформатора:	ШМЗТ2-05.5.220.УХЛ4	2	ОПУ, F7, F8
- комплект основной защиты силового трансформатора	БЭМП-ДЗТ.2	1	
- комплект резервной защиты силового трансформатора и автоматики управления выключателем (АУВ) стороны ВН	БЭМП-ДЗТ.21	1	
- комплект автоматики регулирования коэффициента трансформации (АРКТ) силового трансформатора	БЭМП РУ-РН2	1	
Шкаф центральной сигнализации	ШМЦС-03.220.УХЛ4	1	ОПУ, Н4
- комплект центральной сигнализации	БЭМП РУ-ЦС.2	1	
Шкаф (щит) управления на 2-х шкафах	Нетиповой	1	ОПУ, S2, S3

Продолжение таблицы 11

Шкаф оперативной блокировки	ШМОБ-02.220.УХЛ4	1	ОПУ, А6
- комплект ОБР	БЭМП РУ-ОБ4	1	
- комплект питания ОБР	-	1	
Ретрофит ячейки ВВ-10 кВ	БЭМП РУ-ВВ	2	ЗРУ-10 кВ
Ретрофит ячейки СВ-10 кВ	БЭМП РУ-С	1	ЗРУ-10 кВ
Ретрофит ячейки ОЛ-10 кВ	БЭМП РУ-ТЛ	19	ЗРУ-10 кВ
Ретрофит ячейки ТН-10 кВ	БЭМП РУ-ТН	2	ЗРУ-10 кВ
Шкаф защиты ближнего резервирования	Бреслер-0117.020 ~100/220	2	ОРУ-110 кВ
- комплект ЗБР	Бреслер-0107.020	1	
Комплект дуговой оптической защиты ОВОД-Л	-	-	ЗРУ-10 кВ

Проведем расчет уставок РЗА.

7.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ

«Токи уставки срабатывания ДЗТ отстраиваем от тока небаланса при внешнем КЗ» [19]:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб} \quad (27)$$

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» [19].

$$I_{нб} = k_A \cdot k_{одн} \cdot f_i \cdot I_{п,(0)Внеш}, \quad (28)$$

где « k_A – коэффициент, учитывающий наличие аperiodической составляющей в токе КЗ, равен 1;
 $k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ = 0,5;
 f – допустимая 10 % погрешность ТТ = 0,1;
 $I_{\text{п,(0)Внеш}}$ – периодическая составляющая тока внешнего трехфазного КЗ» [11];

$$I_{\text{нб}} = 1 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 21,76 = 1,088 \text{ кА},$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 1,088 = 1,414 \text{ кА},$$

«Проверяем ток срабатывания защиты по условию включения трансформатора под напряжение без нагрузки» [2]:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{ном.Тр}}, \quad (29)$$

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

$I_{\text{ном.Тр}}$ – номинальный ток трансформатора» [2].

$$I_{\text{с.з}} = 1414 \text{ А} > 1,2 \times 83,98 = 100,78 \text{ А},$$

Условие выполнено, расчетным условием для выбора тока срабатывания принимаем отстройку от тока небаланса $I_{\text{сз}} = 1414 \text{ А}$.

«Производим проверку чувствительности ДЗТ» [2]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}^{(2)} \cdot k_{\text{сх N}}^{(n)}}{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх N}}^{(3)}}, \quad (30)$$

где $\ll I_{\text{КЗ мин}}^{(2)} \ll$ – 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» [19].

Со стороны ВН (110 кВ) силового трансформатора ТТ соединяем в схему звезда, и на стороне НН (10 кВ) в звезду:

$$I_{\text{п.о.к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п.}(0)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21,76 = 18,8 \text{ кА},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{18,8 \cdot 1}{1,414} = 13,3,$$

В соответствии с ПУЭ «значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 2» [15]. Условие выполнено $k_{\text{ч}}$ ДЗТ равен 13,3.

«Вторичные токи в плечах защиты рассчитываем как» [20]:

$$I_{\text{ном.Тр.вт}} = \frac{I_{\text{ном.Тр}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (31)$$

Расчётные значения уставок ДЗТ представлена в таблице 12.

Таблица 12 - Расчётные значения уставок ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения	
	110 кВ	10 кВ
1	2	3
$I_{\text{ном.Тр}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 83,98 \text{ А}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 924 \text{ А}$
$k_{\text{ТТ}}$	300/5	1500/5

Продолжение таблицы 12

1	2	3
Схема соединения ТТ	Y	Y
$k_{сх}$	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{83,98}{\frac{300}{5}} = 1,40 \text{ А}$	$\frac{924}{\frac{1500}{5}} = 3,08 \text{ А}$

Проведем расчет уставок токовой отсечки междуфазных КЗ в обмотке трансформатора.

7.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора

«ТО устанавливается 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» [2]:

$$I_{с.з110} \geq k_{отс} \cdot I_{КЗ \text{ макс } 10}, \quad (32)$$

где « $I_{с.з110}$ - ток срабатывания защиты со стороны 10 кВ;

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

$I_{КЗ \text{ макс } 10}$ – ток трехфазного КЗ, в месте установки защиты, при КЗ на противоположной стороне трансформатора» [2].

«Приводим ток КЗ стороны 10 кВ к стороне 110 кВ трансформатора»
[19]:

$$\frac{8,805}{\frac{110}{10}} = 0,800 \text{ кА},$$
$$I_{с.з110} = 1,4 \cdot 0,8 = 1,12 \text{ кА},$$

«Приводим ток КЗ стороны 110 кВ к стороне 10 кВ трансформатора»
[19]:

$$21,76 \cdot \frac{10}{110} = 1,98 \text{ кА},$$
$$I_{с.з10} = 1,4 \cdot 1,98 = 2,77 \text{ кА},$$

«Чувствительность ТО определяем при металлическом 2-х фазном КЗ на стороне установки защиты в минимальном режиме работы ЭС. Минимальный коэффициента чувствительности не менее 2» [19]:

$$k_{ч110} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п,(0)110}}{I_{с.з110}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21,76}{1,12} = 16,8,$$
$$k_{ч10} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п,(0)10}}{I_{с.з10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,805}{2,77} = 2,75,$$

«Расчётные значения уставок ТО для защиты трансформатора соответствуют всем параметрам» [11].

7.3 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» [28]:

$$I_{с.з} = \frac{k_з}{k_в} \cdot I_{раб макс}, \quad (33)$$

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

$k_в$ – коэффициент возврата;

$k_з$ – коэффициент запаса» [28].

$$I_{раб макс 110,} = k_{пер} \cdot I_{ном} = 1,4 \cdot 84 = 117,6 \text{ А},$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 117,6 = 166 \text{ А},$$

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

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

В соответствии с ПУЭ «коэффициент чувствительности должен находиться в пределах 1,2» [15].

7.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора

«Для обеспечения защиты от перегрузки двухобмоточного трансформатора разрешается устанавливать защиту с любой стороны. Устанавливаем защиту со стороны 110 кВ» [2].

«Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал, рассчитываем по условию возврата защиты при номинальном токе трансформатора» [2]:

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot \frac{I_{ном}}{k_{в}}, \quad (34)$$

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

$k_{в}$ – коэффициент возврата, равный 0,95» [2].

$$I_{с.з} = 1,05 \cdot \frac{112}{0,95} = 111,7 \text{ А},$$

«Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, выполняем с выдержкой времени 9 секунд» [2].

Подключение терминалов защит к обмоткам ТТ представлен на рисунке 4.

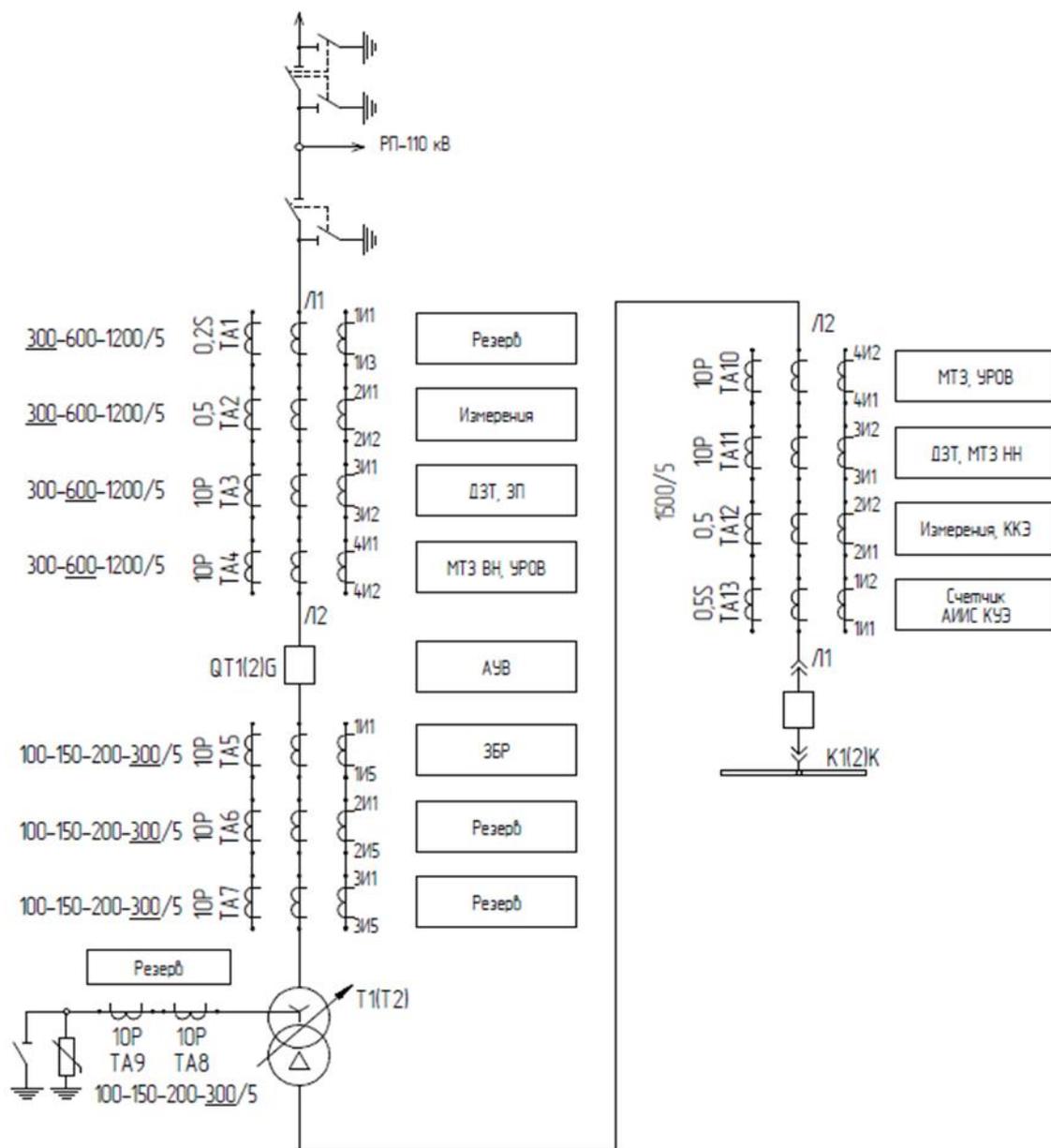


Рисунок 4 – подключение РЗА и обмоткам ТТ

Вывод по разделу 7.

В данном разделе рассмотрен вопрос выбора микропроцессорных терминалов РЗА. В разделе выполнены расчеты уставок РЗА, которые будут учтены при реконструкции ПС 110 кВ Бутурлино.

8 Молниезащита и электромагнитная совместимость

На ПС Бутурлино предусматриваются меры по обеспечению электромагнитной совместимости (ЭМС) в соответствии с СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» и СО 34.35.311-2004 «Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях» [9].

«Проектные решения по обеспечению ЭМС вторичного оборудования и систем связи выполняются в соответствии с «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» СТО 56947007-29.240.10.248-2017» [25].

«Для защиты от взаимного влияния цепей различного назначения для передачи одного сигнала используются жилы одного контрольного кабеля, силовые кабели и контрольные кабели вторичного оборудования прокладываются в разных кабельных лотках, цепи, по которым передают сигналы различных типов, прокладываются в разных контрольных кабелях» [25].

«Для проверки достаточности принятых проектных решений и качества их практической реализации строительно-монтажной организацией, после завершения строительства необходимо провести натурные измерения на стадии пусковых или приемосдаточных испытаний.

Выполнение таких работ рекомендуется поручить на договорной основе организации, имеющей лицензию на их проведение» [9].

Новое заземляющее устройство выполняется «в соответствии с требованиями ПУЭ для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью» [15]:

- «по ограничению напряжения на заземляющем устройстве, при стекании с него тока замыкания на землю, не более 10 кВ;

- с соблюдением требования к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом;
- по напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыканию на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированные ГОСТ 12.1.038» [7].

Заземляющее устройство ПС «выполняется в виде сетки из продольных и поперечных горизонтальных заземлителей с неравномерным шагом» [4].

Новые горизонтальные заземлители выполняются из оцинкованной полосовой стали 80×6 мм, укладываются в траншеи на глубину 0,7 м (за исключением горизонтальных заземлителей, укладываемых вокруг зданий ОПУ и ЗРУ-10 кВ и с наружной стороны внешнего ограждения ПС, на глубину 1 м и 1,5 м в соответствии с указаниями, приведенными ниже).

В качестве вертикальных заземлителей предусматривается использование заводских наборных стержней заземления типа СЗЦ-1500-01(02) (25), наборные стержни заземления выполнены из оцинкованной круглой стали диаметром 25 мм, длина вертикального заземлителя 4,5 метра. Вертикальные заземлители заглубляются в грунт вибропогружением в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, при этом верхняя часть электрода должна выступать над дном траншеи на 100-150 мм для приварки горизонтального заземлителя.

Монтаж ЗУ выполняется в два пусковых комплекса, при это в рамках 1 пускового комплекса выполнить соединение нового ЗУ с существующим не менее чем в 4-х местах.

Модель заземляющего устройства ПС 110 кВ Бутурлино представлена на рисунке 5.

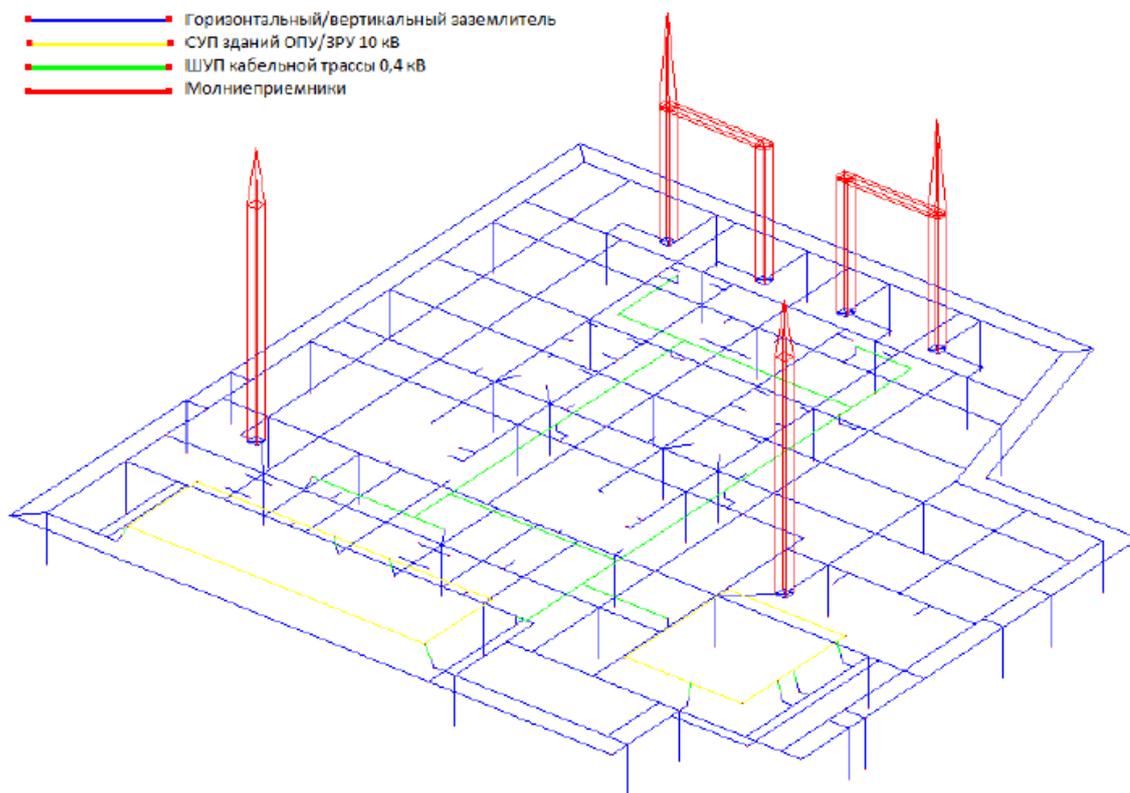


Рисунок 5 – Модель ЗУ ПС 110/10 кВ Бутурлино

Модель заземляющего устройства ПС 110 кВ Бутурлино необходима для наглядности расположения ЗУ по территории ПС, а также определения мест соединений ЗУ с прожекторными мачтами, совмещенными с молниеприемниками.

Выводы по разделу 8.

В разделе 8 определены мероприятия по ЭМС и ПУМ. В разделе представлена этапность монтажа ЗУ - в два пусковых комплекса. Также в разделе даны рекомендации по монтажу ЗУ для каждого этапа.

Заключение

В выпускной квалификационной работе на тему «Реконструкция электрической части подстанции ПС 110 кВ «Бутурлино» с увеличением трансформаторной мощности» рассмотрен вопрос разработки решений по созданию надежной и энергоэффективной системы электроснабжения рабочего поселка Бутурлино в Нижегородской области за счет реконструкции электрической части ПС 110 кВ Бутурлино.

В результате проведения работы выполнен анализ климатических условий места размещения подстанции и установленного оборудования на ПС 110 кВ. Проведены расчет загрузки существующих силовых трансформаторов, по результатам которых установлена необходимость замены на трансформаторы большей мощностью (16 МВА).

В работе подробно рассмотрен вопрос выбора электротехнического оборудования в соответствии с актуальными требованиями НТД.

Выбраны элегазовые выключатели 110 кВ и вакуумных выключатели 10 кВ, взамен установленных выключателей МКП 110 кВ, выбраны разъединители, трансформаторы тока 110 и 10 кВ, ОПН 110 и 10 кВ, гибкие ошиновки. На основании проведенных расчетов установлено, что оборудование и ошиновки, рекомендуемые к установке на подстанции, устойчивы к действию токов КЗ и обладают достаточной пропускной способностью в соответствии с максимальными рабочими токами.

В выпускной квалификационной работе также рассмотрены вопросы выбора микропроцессорных терминалов РЗА, расчетов уставок (параметрирование) РЗА и разработки мероприятий по молниезащите и электромагнитной совместимости на реконструируемой ПС 110 кВ Бутурлино.

Поставленные цели и задачи квалификационной работы выполнены в полном объеме.

Список используемой литературы

1. Артюхов И.И. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Саратов : СГТУ, 2005. 136с.
2. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. Москва : Высшая школа, 2020. 256 с.
3. Гайсаров Р.В. Справочник по высоковольтному оборудованию электроустановок. Челябинск : ЮУрТУ, 2005. 343 с.
4. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие. Ростов н/Д. : Феникс; 2006. 720 с.
5. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. [Электронный ресурс]. - <https://docs.cntd.ru/document/1200012414?ysclid=1pc9qb5e8f264223305> (дата обращения 15.10.2023).
6. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003.
7. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: Учебное пособие. Томск : Изд-во ТПУ, 2006. 124 с.
8. Крючков И.П. Переходные процессы в электроэнергетических системах. Москва. : Издательский дом МЭИ, 2008. 416 с.
9. Ктиторов А.Ф. Практическое руководство по монтажу электрических сетей. Москва. : «Высшая школа», 1990.
10. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий : Учебник для студентов высших учебных заведений : 2–е изд. – Москва. : Интернет Инжиниринг, 2006. 672 с.
11. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Москва. : Додэка XXI, 2020. 336 с.
12. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по

проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.03.2024).

13. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.03.2024).

14. Правила предоставления информации необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.03.2024).

15. Правила устройства электроустановок 6–е, 7–е издание: Все действующие разделы ПУЭ–6 ПУЭ–7 раздел 6; раздел 7 гл 7.1, 7.2 – М., 1999. Введены с 01.07.2000 г. раздел 1 гл. 1.1, 1.2, 1.7, 1.9; раздел 7 гл. 7.5, 7.6, 7.10 – М., 2002. Введены с 01.01.2003; г. раздел 1 гл. 1.8 – М., 2004. Введен с 01.09.2003 г. раздел 2 гл. 2.4, 2.5 – М., 2003. Введен с 01.10.2003 г. раздел 4 гл. 4.1, 4.2 – М., 2003. Введен с 01.11.2003 г. Новосибирск : Сиб. унив. издательство, 2005. 854 с.

16. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.03.2024).

17. РД 34.20.179-87 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ. Энергия, 1987. 26 с.

18. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. Москва.: Энергия, 2022. 69 с.

19. Релейная защита в системах электроснабжения: методические указания к выполнению курсовой работы. / сост. Л.М. Четошникова – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2013.

20. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. Москва : Энергоатомиздат, 2010. 648с.

21. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы, утвержденная приказом Минэнерго Российской Федерации от 28.02.2023 №108. [Электронный ресурс]. - <https://www.soups.ru/future-planning/sipr-ees/> (дата обращения 13.10.2023).

22. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. [Электронный ресурс]. – <https://docs.cntd.ru/> (дата обращения: 06.09.2023).

23. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. Москва.: Лань, 2018. 480 с.

24. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения. Учебное пособие. Москва.: Форум, Инфра-М, 2019. 128 с.

25. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения. Москва.: Дрофа, 2018. 288 с.
26. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Москва.: Форум, Инфра-М, 2019. 216 с.
27. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра-М, 2020. 136 с.
28. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению. Учебное пособие. - М.: Лань, 2019. 320 с.