

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы стала реконструкция подстанции 110/10 кВ «Луговая».

Была поставлена задача в виде реконструкции ЗРУ 10 кВ и замены силовых трансформаторов.

В записке составлены основные разделы:

- Информация по подстанции 110/10 кВ «Луговая»,
- Выбор электрической схемы, распределительных устройств и основных конструктивных решений подстанции «Луговая»,
- Выбор мощности, типа и числа силовых трансформаторов подстанции «Луговая»,
- Расчет тока короткого замыкания подстанции «Луговая»,
- Выбор и проверка оборудования на напряжение 10 кВ подстанции «Луговая»,
- Выбор оперативного тока и трансформатора собственных нужд подстанции «Луговая»,
- Расчет различной защиты подстанции «Луговая»,
- Заключение.

В результате записка состоит из 57 страниц, 12 рисунков, 18 таблиц и 6 чертежей А1.

Abstract

The topic of the given graduation work is «Reconstruction of electrical equipment of the 10 kV ZRU PS "Lugovaya" with the installation of power transformers of higher power».

The object of the graduation work is PS 110/10 kV "Lugovaya".

The aim of the work is to solve the problem of obsolete equipment at a substation that has been used since the USSR and has already exhausted its resource.

The graduation work consists of an explanatory note on 57 pages, introduction, including 12 figures, 20 tables, the list of 32 references including 5 foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are analysis of the substation, verification of old equipment, selection of new equipment and its verification.

The senior paper consists of the following paragraphs: information on the 110/10 kV Lugovaya substation, selection of the electrical scheme, switchgear and basic design solutions of the Lugovaya substation, choosing the power, type and number of power transformers of the Lugovaya substation, calculation of the short-circuit current of the Lugovaya substation», selecting and checking equipment for the 10 kV substation "Lugovaya", choice of operating current and transformer of own needs of substation "Lugovaya", calculation of different protection substation "Lugovaya", conclusion.

The result of graduation work is consistent with main goal, as the equipment is replaced with modern one which is the most reliable than the previous.

Содержание

Введение.....	5
1 Информация по подстанции 110/10 кВ «Луговая».....	6
2 Выбор электрической схемы, распределительных устройств и основных конструктивных решений подстанции «Луговая».....	9
3 Выбор мощности, типа и числа силовых трансформаторов подстанции «Луговая».....	10
4 Расчет тока короткого замыкания подстанции «Луговая».....	16
5 Выбор и проверка оборудования на напряжение 10 кВ подстанции «Луговая».....	19
5.1 Выбор комплектного распределительного устройства.....	20
5.2 Выбор и проверка выключателя КРУ.....	21
5.3 Выбор и проверка трансформатора тока КРУ.....	25
5.4 Выбор трансформатора тока нулевой последовательности КРУ.....	28
5.5 Выбор и проверка трансформатора напряжения КРУ.....	29
5.6 Выбор ограничителя перенапряжения КРУ.....	31
5.7 Выбор и проверка шинпровода.....	32
5.8 Выбор и проверка опорного изоляторов.....	34
5.9 Выбор и проверка проходного изолятора.....	35
6 Выбор оперативного тока и трансформатора собственных нужд подстанции «Луговая».....	36
6.1 Выбор оперативного тока цепей управления.....	36
6.2 Выбор трансформатора собственных нужд.....	36
7 Расчет систем защиты подстанции «Луговая».....	39
7.1 Расчет релейной защиты.....	39
7.2 Расчет заземления.....	45
7.3 Расчет молниезащиты.....	49
Заключение.....	53
Список используемых источников.....	54

Введение

Электроэнергетика является важнейшей отраслью во всем мире и, в частности, в России.

Вся единая энергосистема (ЕЭС) России включает в себя 7 объединенных энергетических систем:

- ОЭС Центра,
- ОЭС Средней Волги,
- ОЭС Урала,
- ОЭС Северо-запада,
- ОЭС Юга,
- ОЭС Сибири,
- ОЭС Востока.

Они соединены между собой линиями электропередач и работают параллельно, но в общем случае вся ЕЭС состоит из электростанций, подстанций, воздушных и кабельных линий, а также потребителей.

Остановимся на электрических подстанциях, они являются достаточно важной частью любой энергосистемы, которые выполняют такие важные задачи, как прием, распределение и передача электрической энергии.

К сожалению, большая часть подстанций построена во времена СССР и имеют устаревшее оборудование, которое уступает современному не только в эффективности, но и в надежности.

С учетом ежегодного повышения выработки электроэнергии, можно говорить о том, что необходимо не только строить новые подстанции, но и реконструировать старые, так как без этого будет невозможно удовлетворить потребности в электроэнергии, а также иметь надежное и бесперебойное питание.

Поэтому целью бакалаврской работы являлось повышение надежности и экономичности функционирования подстанции 110/10 кВ «Луговая»

1 Информация по подстанции 110/10 кВ «Луговая»

Подстанция является ответвительной, расположена на юго-западе от Ульяновска, на южном краю села «Луговое».

Подстанция питается от ВЛ 110 кВ «Ульяновская-Майна».

Местоположение подстанции изображено на рисунке 1.1.

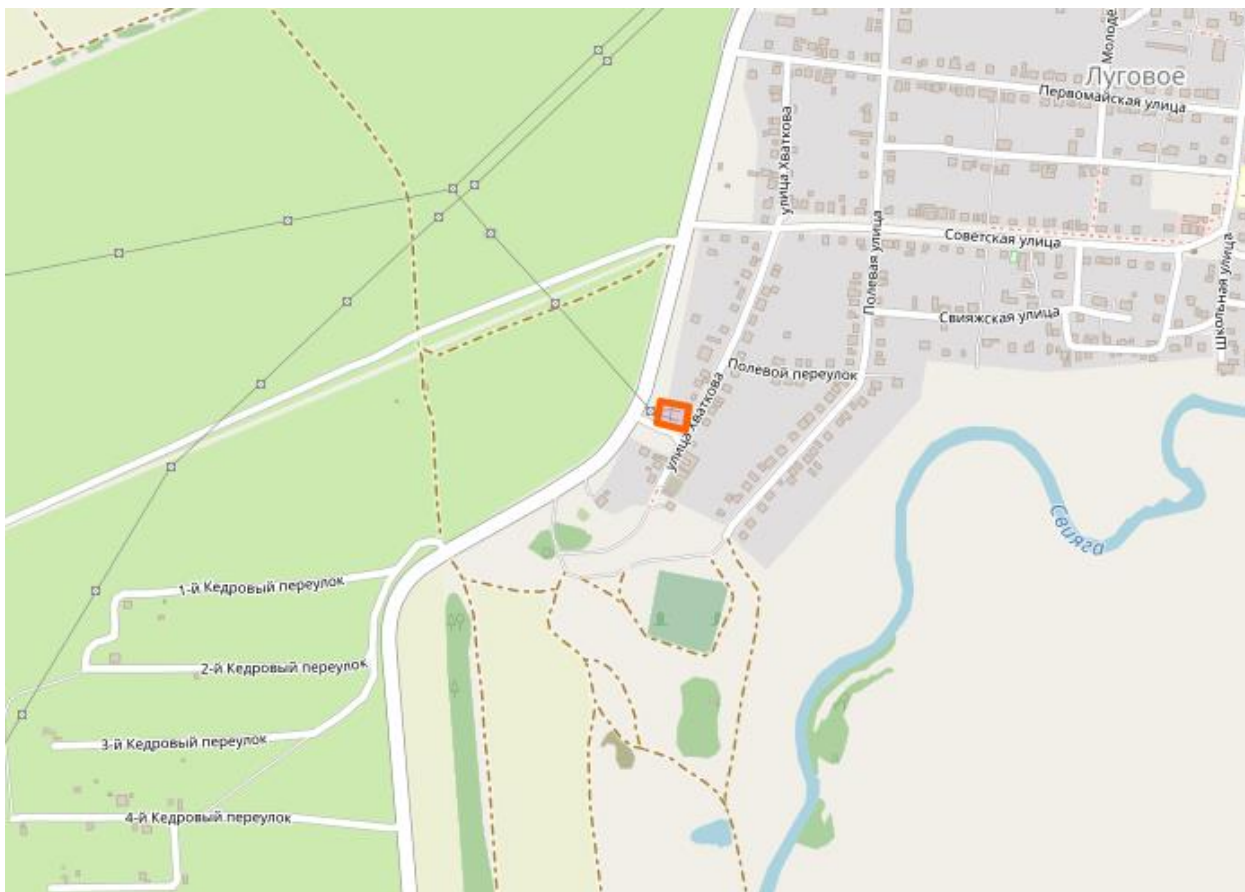


Рисунок 1.1 – Изображение расположения подстанции «Луговая»

От подстанции отходит 4 фидера по которым суммарно питаются сёла «Луговое», «Анненково», «Кувшиновка» и небольшие фермерские и производственные объекты вблизи сёл.

Распределительное устройство на 110 кВ выполнено в открытом виде схемы 110-4Н (рисунок 1.2), а на 10 кВ выполнено закрытым в виде схемы 10-1.

Персонал на подстанции отсутствует.

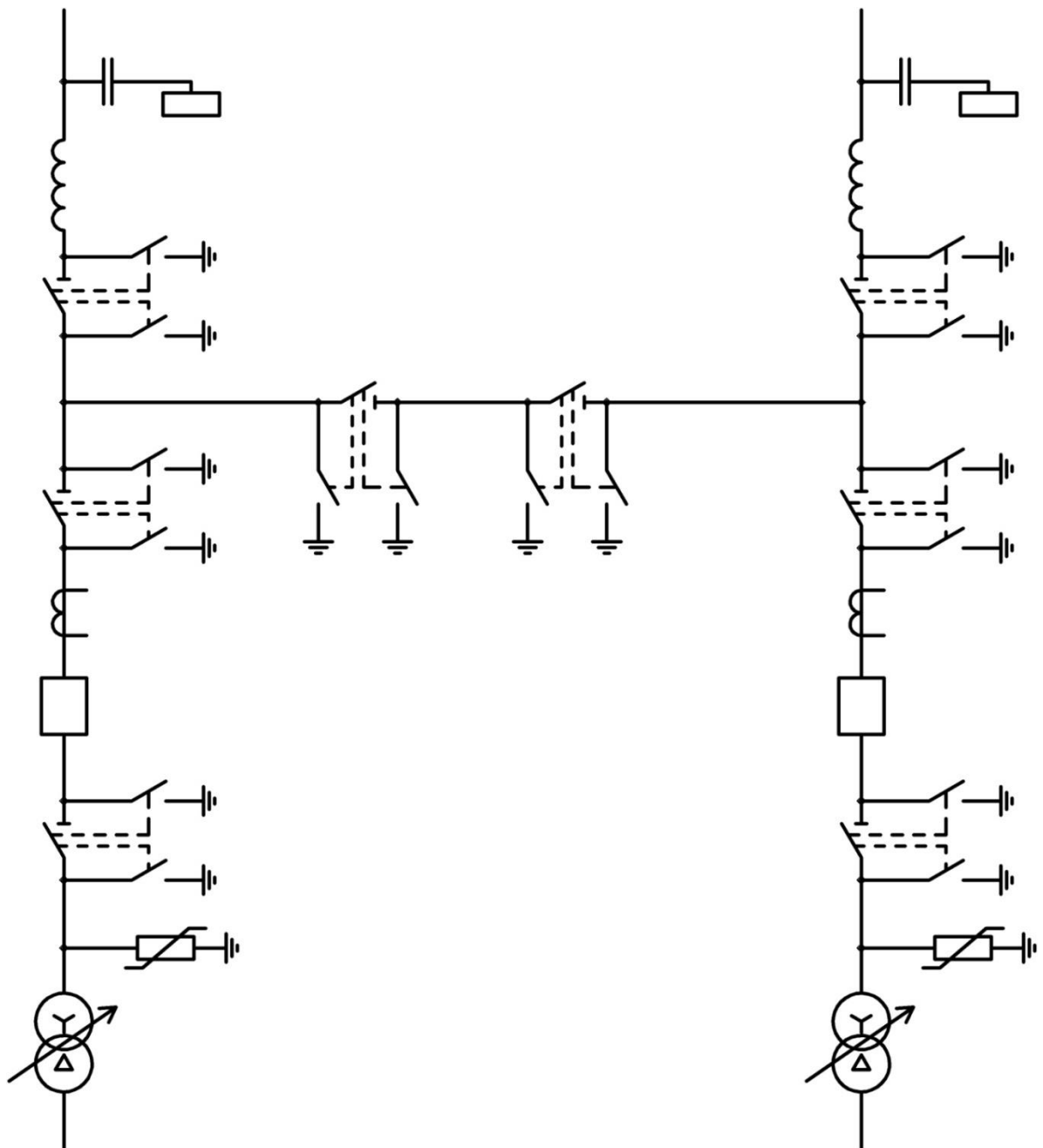


Рисунок 1.2 – Блок-схема 110-4Н распределительного устройства на напряжении 110 кВ

Установленная мощность трансформаторов 6,3 кВА, марка ТМН.

Год ввода в эксплуатацию – 1968 год.

Климатические условия в данной местности:

- Минимальная абсолютная температура воздуха минус 40 °С,
- Максимальная абсолютная температура воздуха плюс 39 °С,
- Средняя температура воздуха за 2019 год плюс 5,6 °С,
- Район по гололеду II-III,

- Район по ветровому давлению II.

Параметры подстанции:

- Длина 46,4 метра,

- Ширина 35,7 метров.

Средневзвешанный косинус по потребляемым активной и реактивной мощностям равен $\cos \varphi = 0,88$.

Суточный график активной нагрузки представлен на рисунке 1.3.

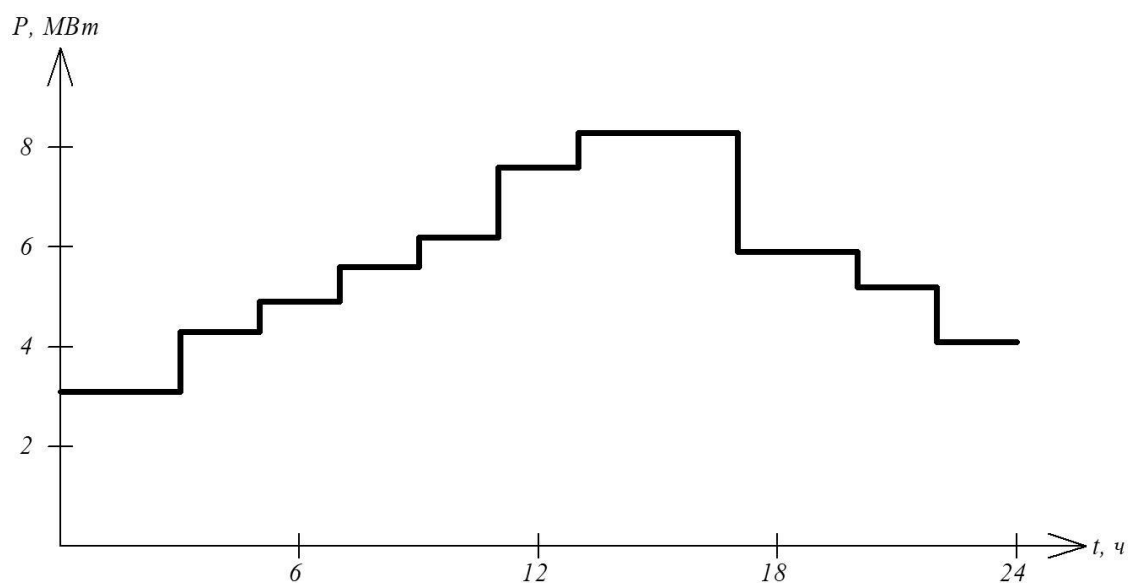


Рисунок 1.3 – Суточный график активной нагрузки

2 Выбор электрической схемы, распределительных устройств и основных конструктивных решений подстанции «Луговая»

В данном пункте будет рассмотрен выбор распределительного устройства на напряжения 110 кВ и 10 кВ, руководствуясь методическими указаниями, нормативными документами и документацией компании «ФСК» [1-4].

Подобный выбор необходим в связи с тем, что некоторое оборудование на подстанциях сейчас запрещено использовать в связи с увеличением надежности электроснабжения.

Данный оборудованием являются короткозамыкатели и отделители.

Типовая блок-схема РУ необходима чтобы понять, как будет выглядеть и функционировать электрическая схема подстанции.

Название блок-схемы состоит из 2-х значение написанных через «тире», где первая цифра обозначает класс напряжения, а вторая конструктивную особенность (чаще всего обозначается как номер схемы).

Как правило вторая цифра может быть одинакова для таких классов всех классов напряжений. Но самыми распространёнными являются номера схем с двумя трансформаторами:

- 4Н: «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»,

- 5Н: «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»,

- 5АН: «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Так как распределительное устройство на 110 кВ не подлежит реконструкции, то все оборудование и блок-схема подстанции останутся такими же.

Распределительное устройство на напряжение 10 кВ будет выполнено в виде КРУ с одиночной системой шин, секционированных выключателями.

3 Выбор мощности, типа и числа силовых трансформаторов подстанции «Луговая»

В данном пункте будет рассчитана и определена мощность силовых трансформаторов. Также будет выбран тип трансформаторов и их количество исходя из климатических условий и категории надежности потребителей, питающихся от этой подстанции.

Трансформаторы будут выбраны с сайта производителя высоковольтного оборудования ООО «Тольяттинский трансформатор» [5].

Зная суточный график активной нагрузки, можно определить не только мощность трансформаторов, но и проверить его по перегрузке.

Для начала найдем полную мощность всех ступеней графика по формуле:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi}, \quad (3.1)$$

$$S_{max} = \frac{8,36}{0,88} = 9,5 \text{ МВА},$$

$$S_1 = \frac{3,78}{0,88} = 4,3 \text{ МВА},$$

$$S_2 = \frac{4,84}{0,88} = 5,5 \text{ МВА},$$

$$S_3 = \frac{5,39}{0,88} = 6,1 \text{ МВА},$$

$$S_4 = \frac{5,98}{0,88} = 6,8 \text{ МВА},$$

$$S_5 = \frac{5,63}{0,88} = 6,4 \text{ МВА},$$

$$S_6 = \frac{7,74}{0,88} = 8,8 \text{ МВА},$$

$$S_7 = \frac{6,25}{0,88} = 7,1 \text{ МВА},$$

$$S_8 = \frac{5,63}{0,88} = 6,4 \text{ МВА},$$

$$S_9 = \frac{4,66}{0,88} = 5,3 \text{ МВА}.$$

Суточный график, приведенный к полной мощности изображен на рисунке 3.1.

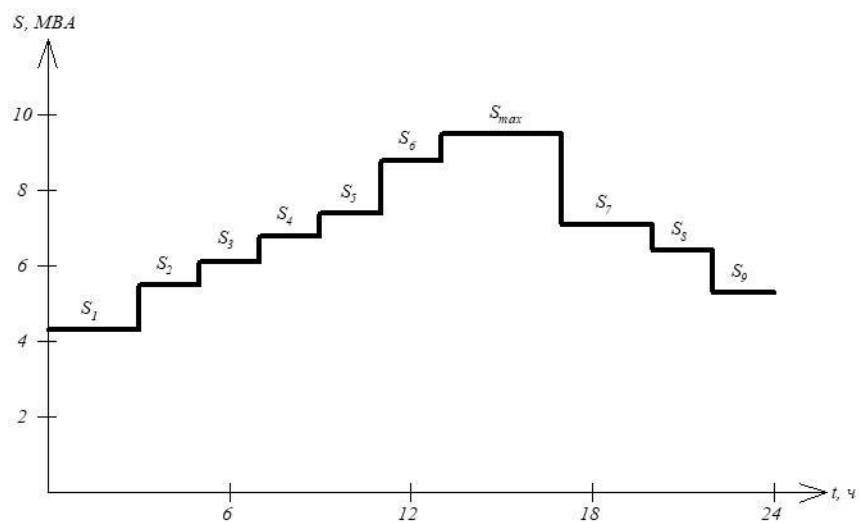


Рисунок 3.1 – Суточный график потребляемой полной мощности

Подстанция является двухтрансформаторной, так как среди потребителей есть 2 и 3 категория надежности. А значит, исходя из допустимой аварийной перегрузки в 40%, определяем мощность по формуле:

$$S_T \geq 0,7 \cdot S_{max}, \quad (3.2)$$

$$S_T \geq 0,7 \cdot 9,5 = 6,65 \text{ МВА}.$$

Расчетную мощность трансформатора округляем до ближайшей стандартной мощности [6] и [7].

В результате самые ближайшие значения мощности 6,3 и 8 МВА, но так как мощность в 8 МВА используется только в специальных или экспортных трансформаторах, то возьмем 10 МВА.

Для начала выберем трансформатор ТМН-6300/110/10, который установлен на подстанции.

Теперь необходимо проверить данный трансформатор по аварийной перегрузке при помощи суточного графика.

Проверка будет проводиться в соответствии с ГОСТ [8].

Для этого нужно преобразовать суточный график в эквивалентный двухступенчатый с параметрами K_1 , K_2 и h .

Эквивалентную ступень недогрузки K_1 найдем по формуле:

$$K_1 = \frac{1}{S_T} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (3.3)$$

$$K_1 = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{4,3^2 \cdot 3 + 5,5^2 \cdot 2 + 6,1^2 \cdot 2 + 5,3^2 \cdot 2}{3 + 2 + 2 + 2}} = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{246,57}{9}} = 0,83.$$

Эквивалентную ступень перегрузки K_2 найдем по формуле:

$$K_2' = \frac{1}{S_T} \cdot \sqrt{\frac{(S_1')^2 \cdot \Delta h_1 + (S_2')^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + (S_m')^2 \cdot \Delta h_m}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_m}}, \quad (3.4)$$

$$K_2' = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{6,8^2 \cdot 2 + 7,4^2 \cdot 2 + 8,8^2 \cdot 2 + 9,5^2 \cdot 4 + 7,1^2 \cdot 3 + 6,4^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2 + 4 + 3 + 2}} =$$

$$= \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{951,03}{15}} = 1,264.$$

Найдем коэффициент для максимального значения по формуле:

$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_T}, \quad (3.5)$$

$$K_{max} = \frac{9,5}{6,3} = 1,51.$$

Теперь нужно сравнить расчетные коэффициенты по формулам:

$$\text{Если } K'_2 \geq 0,9 \cdot K_{max}, \text{ то } K_2 = K'_2 \text{ и } h = h' \quad (3.6)$$

$$\text{Если } K'_2 < 0,9 \cdot K_{max}, \text{ то } K_2 = 0,9 \cdot K_{max} \text{ и } h = \frac{(K'_2)^2 \cdot h'}{(0,9 \cdot K_{max})^2} \quad (3.7)$$

$$0,9 \cdot K_{max} = 0,9 \cdot 1,51 = 1,359$$

$$\text{Так как } 1,264 \leq 1,359, \text{ то } K_2 = 0,9 \cdot K_{max} = 1,359 \text{ и } h = \frac{(1,264)^2 \cdot 15}{(1,359)^2} \approx 13$$

Эквивалентный суточный график изображен на рисунке 3.2.

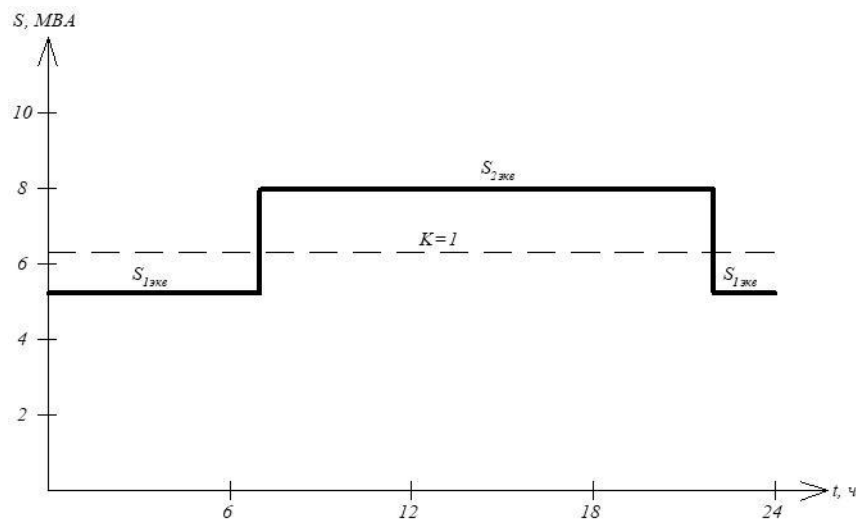


Рисунок 3.2 – Эквивалентный суточный график для проверки трансформатора мощностью 6,3 МВА

Теперь проверим трансформатор. Для допустимых аварийных перегрузок при системе охлаждения М, $\theta = +10$, $K_1 = 0,83$, $h = 13$ ч. по таблице 4 действующего ГОСТа [8] находим $K_{2\text{доп}} = 1,16$, что меньше $K_2 = 1,359$.

$$S_{max} = 9,5 \text{ МВА} \leq S_T \cdot K_{2\text{доп}} = 6,3 \cdot 1,16 = 7,31 \text{ МВА}$$

Трансформатор не прошел проверку.

Теперь выберем трансформатор ТДН-10000/110/10. Другая система

охлаждение выбрана с учетом большей мощности и лучшего охлаждения трансформатора в теплую погоду.

Снова рассчитаем и построим эквивалентный график, но уже одноступенчатый, так как трансформатор не перегружен. А также проведем все последующие расчеты, как с трансформатором на 6,3 МВА.

$$K_1 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{4,3^2 \cdot 3 + 5,5^2 \cdot 2 + 6,1^2 \cdot 2 + 5,3^2 \cdot 2 + 6,8^2 \cdot 2 + 7,4^2 \cdot 2 + 8,8^2 \cdot 2 + 9,5^2 \cdot 4 + 7,1^2 \cdot 3 + 6,4^2 \cdot 2}{3 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 4 + 3 + 2}}$$

$$= \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{1197,6}{24}} = 0,71$$

$$K'_2 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{0}{0}} = 0$$

Изобразим эквивалентный график на рисунке 3.3.

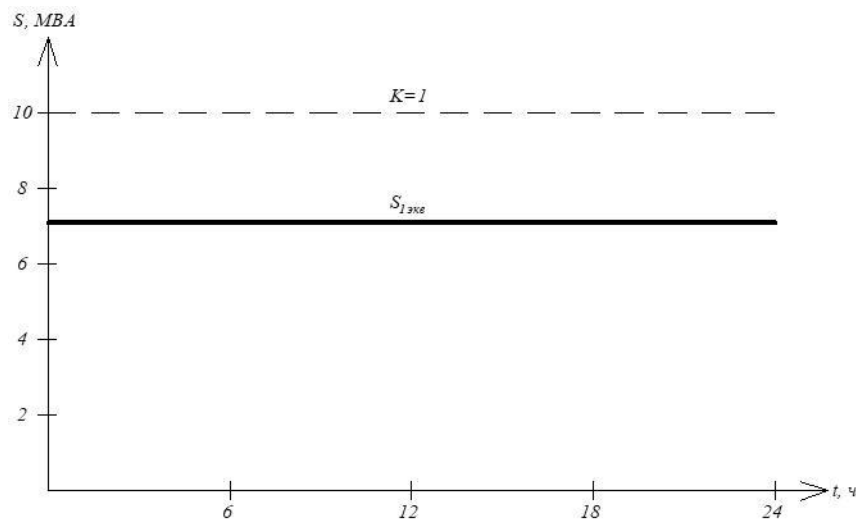


Рисунок 3.3 – Эквивалентный суточный график для проверки трансформатора мощностью 10 МВА

$$K_{max} = \frac{9,5}{10} = 0,95$$

$$0,9 \cdot K_{max} = 0,9 \cdot 0,95 = 0,855$$

$$\text{Так как } 0 \leq 0,855, \text{ то } K_2 = 0,9 \cdot K_{max} = 0,855 \text{ и } h = \frac{(0)^2 \cdot 0}{(0,855)^2} \approx 0$$

Теперь проверим трансформатор. Для допустимых аварийных перегрузок при системе охлаждения Д, $\theta = +10$, $K_1 = 0,71$, $h = 0$ ч по таблице 4 действующего ГОСТа [8] нет значения $K_{2\text{доп}}$, а значит трансформатор прошел проверку.

В результате использования суточного графика нагрузок были рассчитаны и проверены трансформатора ТМН-6300/110/10 и ТДН-10000/110/10.

Так как трансформатор мощностью в 6,3 МВА не справился с проверкой на перегрузку, то к установке выбран трансформатор мощностью 10 МВА.

Также нужно учитывать то, что трансформатор ТДН-10000/110/10 имеет более лучшую систему охлаждения и запас по мощности, а значит возможно строительство новых КТП, подключенных к нему и подключение новых потребителей.

4 Расчет тока короткого замыкания подстанции «Луговая»

В данном пункте будет рассчитан ток 3-фазного КЗ на напряжении 10 кВ. Расчет введется, опираясь на литературу [9].

Для начала изобразим расчетную схему с системой, воздушной линией и трансформатором (рисунок 4.1).

Затем изобразим схему замещения данных же элементов (рисунок 4.2).

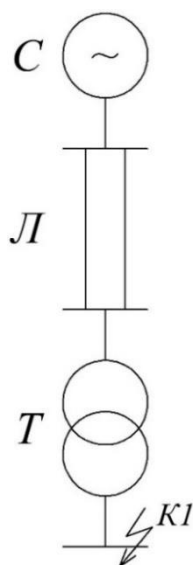


Рисунок 4.1 – Расчетная схема

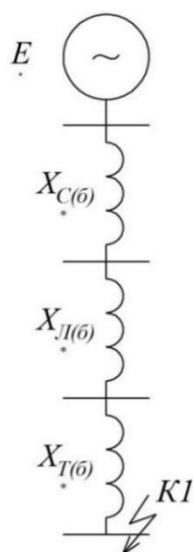


Рисунок 4.2 – Схема замещения

Трансформатор марки ТДН-10000/110/10. Номинальная мощность равняется $S_H = 10 \text{ МВА} = 10000 \text{ кВА}$, номинальные напряжения обмоток $U_{НОМ} = 115 \text{ кВ}$ на первичной обмотке и $U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$ на вторичной обмотке.

Запишем необходимые дополнительные данные. Мощность короткого замыкания берется равной $S_K = 4300 \text{ МВА}$, базисная мощность в данном случае берется кратной мощности трансформатора $S_б = 10$, базисные напряжения равняются среднономинальному значению напряжения стороны $U_б = 115 \text{ кВ}$ для высокой стороны и $U_б = 10,5 \text{ кВ}$ для низкой стороны, удельное сопротивление воздушной линии 110 кВ можно взять усредненному значению $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$, ударный коэффициент для 10 кВ берется согласно мощности силового трансформатора $k_{уд} = 1,85$, длина линии от питающей до подстанции примерно равна $l = 0,5 \text{ км} = 500 \text{ м}$, линия двухцепная, поэтому берется случай, когда будет работать один трансформатор.

Найдем сопротивление системы по формуле:

$$x_{*C(б)} = \frac{S_б}{S_K}, \quad (4.1)$$

$$x_{*C(б)} = \frac{10}{4300} = 0,00233 \text{ о. е.}$$

Найдем сопротивление линии по формуле:

$$x_{*Л(б)} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{б.В}^2}, \quad (4.2)$$

$$x_{*Л(б)} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 0,5 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,00008 \text{ о. е.}$$

Найдем сопротивление трансформатора по формуле:

$$x_{*T(6)} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (4.3)$$

$$x_{*T(6)} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{10} = 0,105 \text{ о. е.}$$

Найдем суммарное сопротивление по формуле:

$$x_{рез,К1} = x_{*C(6)} + x_{*L(6)} + x_{*T(6)}, \quad (4.4)$$

$$x_{рез,К1} = 0,00233 + 0,00008 + 0,105 = 0,10741 \text{ о. е.}$$

Найдем базисный ток по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (4.5)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА.}$$

Теперь находим периодическую составляющую тока КЗ по формуле:

$$I_{\Pi} = \frac{E''_{*C}}{x_{рез,К1}} \cdot I_6, \quad (4.6)$$

$$I_{\Pi} = \frac{1}{0,10741} \cdot 54,99 = 5,12 \text{ кА.}$$

Осталось найти ударный ток КЗ по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi} \cdot k_{уд}, \quad (4.7)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,12 \cdot 1,85 = 13,4 \text{ кА.}$$

В результате рассчитан ток 3-фазного короткого замыкания на стороне 10 кВ. Периодическая составляющая равна 5,12 кА, а ударный ток 13,4 кА.

5 Выбор и проверка оборудования на напряжение 10 кВ подстанции «Луговая»

В данном пункте для начала будет выбрано распределительное устройство на напряжение 10 кВ

После этого будет проведен выбор и проверка оборудования.

Составим таблицу (таблица 5.1) с перечнем измерительных приборов, устанавливаемых в ячейки КРУ.

Таблица 5.1 – Перечень измерительных приборов

Название ячейки	Расположение ячейки	Перечень измерительных приборов
ОПН	Сборная шина 1, 2	-
Ввод	Сборная шина 1, 2	Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии
TV	Сборная шина 1, 2	Вольтметр
ТСН	Сборная шина 1, 2	Амперметр, счетчики активной и реактивной энергии
Резерв	Сборная шина 1, 2	-
Ф-1	Сборная шина 1	Амперметр, счетчики активной и реактивной энергии
Ф-2	Сборная шина 1	Амперметр, счетчики активной и реактивной энергии
Ф-3	Сборная шина 2	Амперметр, счетчики активной и реактивной энергии
Ф-4	Сборная шина 2	Амперметр, счетчики активной и реактивной энергии
Секционный выключатель	Сборная шина 1, 2	Амперметр

5.1 Выбор комплектного распределительного устройства

КРУ выбирается с сайта производителя высоковольтного оборудования ЗАО «ГК «Электроштит» - ТМ Самара» [10].

Данный производитель предоставляет следующий выбор КРУ на напряжение 10 кВ:

- КРУС-СЭЩ-75 (УЗ),
- КРУ-СЭЩ-70 (УЗ),
- КРУ-СЭЩ-63 (УЗ, ТЗ),
- КРУ-СЭЩ-80 (УЗ, ТЗ),
- КРУН-СЭЩ-59 (ХЛ1, У1).

Из данного списка можно сразу убирать стационарный КРУС-СЭЩ-75, так как его ячейки не имеют выдвижного лотка для осмотра и ремонта.

Затем отсеивается КРУН-СЭЩ-59, так как снос здания не предусматривается и необходима КРУ для установки в существующем помещении.

Из оставшихся выбирается КРУ-СЭЩ-80, так как оно является новейшим на данный момент времени.

Данные по КРУ-СЭЩ-80 приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технические характеристики КРУ-СЭЩ-80-10

Номинальное напряжение, кВ.	6, 10
Номинальная частота, Гц.	50
Номинальный ток главных цепей шкафов, А.	630, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА.	20, 25, 31.5, 40
Время протекания тока термической стойкости, с.	3

Продолжение таблицы 5.2

Габаритные размеры шкафов КРУ(ШхГхВ), мм.	650, 750 x 1650 x 2715
---	------------------------

5.2 Выбор и проверка выключателя КРУ

В данное КРУ есть возможность установки серии вакуумных и элегазовых выключателей. Но в целях большей безопасности и более легкой утилизации оборудования в конце срока службы, выбираются вакуумные выключатели.

Имеется следующий перечень вакуумных выключателей:

- ВВУ-СЭЩ,
- ВВМ-СЭЩ,
- ВВЕ-СЭЩ.

Выбирается ВВМ-СЭЩ-3-10-20/1000 У2 с электромагнитным приводом для установки во все ячейки.

Данные по выключателю приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Технические характеристики выключателей серии ВВМ

Характеристика	Значение	
Номинальное напряжение, кВ.	10	
Номинальный ток, А.	1000	1250, 1600
Номинальный ток отключения, кА.	20	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	51	80
Собственное время отключения, с.	0,03	
Полное время отключения, с.	0,05	
Собственное время включения, с.	0,1	
Коммутационный ресурс при ном. токе, циклов ВО	50000	30000

Продолжение таблицы 5.3

Коммутационный ресурс при ном. токе отключения, циклов ВО	100	50
Масса, кг.	36	43
Габаритные размеры (ШхВхГ)	540x450x280	

Климатическое исполнение выбрано в соответствии с наличием у производителя [10] и с ГОСТом [11].

Проведем проверку выключателя согласно руководящей литературе [9, 12, 13].

1. Проверка по номинальному напряжению.

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$$

2. Проверка по максимальному рабочему току.

Для начала найдем максимальный рабочий ток по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{K_3 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (5.1)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,3 \text{ А.}$$

$$I_{\text{макс}} = 808,3 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$$

3. Отключающая способность.

3.1. Симметричный ток.

$$I_{\text{п,т}} = I_{\text{п,0}} = 5,12 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п,т}} = 5,12 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.НОМ}} = 20 \text{ кА}$$

3.2. Аперiodическая составляющая тока.

Найдем полное время протекания по формуле:

$$\begin{aligned}\tau &= t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}}, \\ \tau &= 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}\end{aligned}\tag{5.2}$$

Найдем апериодическую составляющую тока по формуле:

$$\begin{aligned}I_{\text{а,}\tau} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,}\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}}, \\ I_{\text{а,}\tau} &= \sqrt{2} \cdot 5,12 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 1,91 \text{ кА.}\end{aligned}\tag{5.3}$$

Найдем значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе по формуле:

$$\begin{aligned}\beta_{\text{нор}} &= f(\tau), \\ \beta_{\text{нор}} &= f(0,04) \approx 40\%.\end{aligned}\tag{5.4}$$

Найдем номинальный ток отключения апериодической составляющей тока по формуле по формуле:

$$\begin{aligned}I_{\text{а,ном}} &= \left(\frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}}, \\ I_{\text{а,ном}} &= \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 20 = 11,3 \text{ кА.} \\ I_{\text{а,}\tau} &= 1,91 \text{ кА} \leq I_{\text{а,ном}} = 11,3 \text{ кА}\end{aligned}\tag{5.5}$$

4. Включающая способность.

$$\begin{aligned}I_{\text{п,0}} &= 5,12 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл.ном}} = 20 \text{ кА} \\ i_{\text{уд}} &= 13,4 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл.ном}} = 51 \text{ кА}\end{aligned}$$

5. Электродинамическая стойкость.

$$I_{п,0} = 5,12 \text{ кА} \leq I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = 13,4 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$$

6. Термическая стойкость:

Найдем полное время отключения по формуле:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл}, \quad (5.6)$$

$$t_{откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

Определим тепловой импульс КЗ по формуле:

$$B_K = I_{п,0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (5.7)$$

$$B_K = (5,12 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,06 + 0,03) = 2,36 \cdot 10^6 A^2 \cdot c.$$

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле:

$$\text{Если } t_{откл} \geq t_T, \text{ то } B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (5.8)$$

$$\text{Если } t_{откл} \leq t_T, \text{ то } B_K \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

$$t_{откл} = 0,06 \text{ с} \leq t_T = 3 \text{ с},$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = (51 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 156,1 \cdot 10^6 A^2 \cdot c$$

$$B_K = 2,36 \cdot 10^6 A^2 \cdot c \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 156,1 \cdot 10^6 A^2 \cdot c$$

Проверка по восстанавливающему напряжению не обязательна, так как в реальных условиях восстановление напряжения соответствуют условиям испытания выключателя.

Все условия выполняются, выключатель прошел проверку.

Климатическое исполнение выбрано в соответствии с наличием у производителя [10] и с ГОСТом [11].

Проведем проверку трансформатора тока согласно руководящей литературе [12, 14, 15, 16].

Проведем его проверку.

1. Номинальное напряжение.

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$$

2. Номинальный рабочий ток.

$$I_{\text{МАКС}} = 808,3 \text{ А} \leq I_{1\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$$

3. Термическая стойкость.

Определим тепловой импульс, который способен выдержать трансформатор тока по формуле 5.8:

$$I_T^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 96 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$
$$B_K = 2,36 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}} = 96 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

5. Вторичная нагрузка.

У трансформатора тока имеется 2 обмотки:

- Первая для измерений классом точности 0,2S и мощностью 50 ВА,
- Вторая для защиты классом точности 10P и мощностью 10 ВА.

Проведем проверку только первой обмотки, так как обмотка для защиты, как правило, не может быть перегружена из-за малой нагрузки релейной защиты.

Будут выбраны цифровые измерительные приборы с сайта производителя ОАО «Электроприбор» [17], так как они могут показывать практически любые параметры.

Найдем номинальное сопротивление нагрузки вторичной цепи по формуле:

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_2}{I_2^2}, \quad (5.9)$$

$$Z_{2НОМ} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом.}$$

Запишем измерительные приборы для установки в ячейки и подключаемые ко вторичной обмотке трансформатора тока:

- Один ЩМ120 – цифровой измерительный прибор, позволяющий отследить практически любые параметры электрической системы, основное использование как Амперметра и Ваттметра.

- Один ЩМК120СП – цифровой счетчик, созданный для измерения активной и реактивной мощности в самые разные периоды времени в цифровой системе.

Определим суммарное сопротивление всех приборов по формуле 5.9:

$$R_{\text{приб}} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом.}$$

Так как во вторичной цепи будет больше одного устройства, то сопротивление контактов примем равной $R_K = 0,1 \text{ Ом}$

Определим сопротивление проводов по формуле:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2НОМ} - R_{\text{приб}} - R_K, \quad (5.10)$$

$$R_{\text{пр}} \leq 2 - 1 - 0,1 = 0,9 \text{ Ом.}$$

Расчетная длина проводов вторичной обмотки зависит от схемы соединения. Как правило, используется полная звезда, а значит $l_p = l$.

Для 10 кВ длина проводов вторичных цепей находится в диапазоне

4...6 м.

Удельное сопротивление равно $\rho = 0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$, так как жила будет из меди.

Определим сечение проводов по формуле:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (5.11)$$
$$s = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,9} = 0,12 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение для медных проводов равно $2,5 \text{ мм}^2$.

Поэтому выбираем именно такое.

Для вторичных цепей разумно применить кабель марки КВБбШв, так как он имеет дополнительный покров, который позволяет использовать кабель в любых условиях и не тратиться на дополнительную защиту.

5.4 Выбор трансформатора тока нулевой последовательности КРУ

Имеется только один трансформатор нулевой последовательности, это ТЗЛК(Р)-СЭЩ-0,66-1 У2.

Поэтому выбирается он к установке на отходящих линиях для защиты от коротких замыканий на землю.

Данные по трансформатору тока приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Технические характеристики трансформатора тока ТЗЛК(Р)

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	0,66
Номинальная частота, Гц.	50, 60
Номинальный вторичный ток, А.	1, 5

Продолжение таблицы 5.5

Номинальная вторичная нагрузка, ВА.	3, 5, 10, 15, 20, 25, 30
Класс точности	5P, 10P
Односекундный ток термической стойкости, А.	140

Климатическое исполнение выбрано в соответствии с наличием у производителя [10] и с ГОСТом [11].

5.5 Выбор и проверка трансформатора напряжения КРУ

Имеются однофазные и трехфазные трансформаторы напряжения:

- НОЛ-СЭЩ-10,
- ЗНОЛ-СЭЩ-10,
- 3хЗНОЛ-СЭЩ-10,
- НАЛИ-СЭЩ-10.

Сразу отсеиваются однофазные трансформаторы.

Из двух оставшихся выбирается трёхфазная антирезонансная группа 3хЗНОЛ-СЭЩ-10-1-0,5/3-90/400 У2 со встроенным предохранителем.

Данные по трансформатору напряжения приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Технические характеристики трансформатора серии 3хЗНОЛ

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.	12
Номинальное линейное первичное напряжение, В.	10000, 10500, 11000
Номинальное линейное вторичное напряжение, В.	100
Номинальная частота, Гц.	50, 60

Продолжение таблицы 5.6

Класс точности основных первичных обмоток	0.2, 0.5, 1, 3
Номинальная трехфазная мощность основных вторичных обмоток при измерении линейных напряжений и симметричной нагрузке в классе точности, ВА: 0,2 0,5 1,0 3,0	30, 45, 75, 90 90, 150, 225 150, 200, 300 600
Номинальная трехфазная мощность дополнительных вторичных, соединенных в разомкнутый треугольник при напряжении 100 В и $\cos \varphi = 0,8$, ВА:	400
Предельная мощность вне класса точности, ВА: - С двумя вторичными обмотками - С тремя вторичными обмотками	1890 1200

Климатическое исполнение выбрано в соответствии с наличием у производителя [10] и с ГОСТом [11].

Проведем проверку трансформатора напряжения согласно руководящей литературе [12, 13, 14, 18].

Теперь проверим данный трансформатор.

1. Номинальное напряжение:

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$$

2. Вторичная нагрузка:

Также имеется 2 вторичные обмотки:

- Основная для измерений и защиты классом точности 0,5 и мощностью 90 ВА,
- Дополнительная для контроля изоляции классом точности 3 и

мощностью 400 ВА (при $\cos \varphi = 0,8$).

Проверим основную обмотку по нагрузке. Для этого воспользуемся таблицей 5.1 и запишем максимальное количество измерительных приборов на одной шине, а также их $\cos \varphi$ и $\sin \varphi$:

- Два ЩМ120 ($\cos \varphi = 1$ и $\sin \varphi = 0$),
- Четыре ЩМК120СП ($\cos \varphi = 0,38$ и $\sin \varphi = 0,925$).

Определим мощность измерительных приборов по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi\right)^2}, \quad (5.12)$$
$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(30 + 40 \cdot 0,38)^2 + \left(\sum 40 \cdot 0,925\right)^2} = 58,4 \text{ ВА},$$
$$S_{\text{ном}} = 90 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 58,4 \text{ ВА}.$$

Также нужно учитывать то, что есть запас по нагрузке для подключения релейной защиты и при появлении новых ячеек в КРУ.

5.6 Выбор ограничителя перенапряжения КРУ

Необходим нелинейный ограничитель перенапряжения для установки в ячейке КРУ.

Данный ОПН можно найти на сайте производителя ЗАО «ЗЭТО» [19].

ОПН выбирается, опираясь на ГОСТ [20].

Климатическое исполнение выбрано в соответствии с наличием у производителя [19] и с ГОСТом [11].

Будет выбран ОПН-П/ЗЭУ-(К)-10/12/10/550 УХЛ2.

Данные по ОПН приведены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Технические характеристики ОПН

Характеристика	Значение
----------------	----------

Продолжение таблицы 5.9

Номинальное напряжение, кВ.	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.	12
Номинальный разрядный ток, кА.	10
Пропускной ток при прямоугольных импульсах длительностью 2000 мкс, А.	550

5.7 Выбор и проверка шинпровода

Необходимо рассчитать, выбрать и проверить шинпровод на 10 кВ.

Будем руководствоваться необходимой литературой [4, 9, 21].

Определим сечение по формуле:

$$s = \frac{I_{\text{макс}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (5.13)$$
$$s = \frac{808,3}{1,8} = 449,1 \text{ мм}^2.$$

Выбирается медный шинпровод сечением 80х6 мм.

Проверим шину по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}},$$
$$I_{\text{доп}} = 1480 \text{ А} \geq I_{\text{макс}} = 808,3 \text{ А}.$$

Определим момент сопротивления поперечного сечения шины по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (5.14)$$

$$W = \frac{0,6 \cdot 8^2}{6} = 6,4 \text{ см}^3 = 6,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Проверим шину по электродинамической стойкости по формуле:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq s_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{\text{из}}^2 \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}}}{\gamma \cdot W \cdot a}, \quad (5.15)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 200 \text{ МПа} \geq s_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 5^2 \cdot 13400^2 \cdot 1 \cdot 1}{8 \cdot 6,4 \cdot 10^{-6} \cdot 1} = 15,2 \text{ МПа}$$

Проверим его по термической стойкости по формуле:

$$s \geq s_{\text{T}} = \frac{\sqrt{B_{\text{K}}}}{C_{\text{T}}}, \quad (5.16)$$

$$s = 480 \text{ мм}^2 \geq s_{\text{T}} = \frac{\sqrt{2,36 \cdot 10^6}}{170} = 9,04 \text{ мм}^2$$

Рассчитаем момент инерции поперечного сечения шины по формуле:

$$J = \frac{h \cdot b^2}{12}, \quad (5.17)$$

$$J = \frac{8 \cdot 0,6^3}{12} = 0,144 \text{ см}^4 = 0,144 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Рассчитаем частоту собственных колебаний, которые должны быть меньше 30 Гц, либо больше 200 Гц, по формуле:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2\pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (5.18)$$

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 0,144 \cdot 10^{-8}}{0,3}} = 312 \text{ Гц.}$$

5.8 Выбор и проверка опорного изолятора

Выберем опорный изолятор.

Изолятор выбирается на сайте производителя ЗАО «ЗЭТО» [19].

Опорный изолятор выбирается, опираясь на ГОСТ [9, 21, 22].

Климатическое исполнение выбрано в соответствии с наличием у производителя [19] и с ГОСТом [11].

Будет выбран ОСК-2-10-А-4 УХЛ1.

Данные по опорному изолятору приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Технические характеристики опорного изолятора

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.	12
Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ	75
Механическая разрушающая сила на изгиб (не менее), кН	2

Определим расчетную и допущенную стойкость опорного изолятора, и проверим его по электродинамической стойкости по формулам:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}} \cdot 1 \cdot 10^{-7}, \quad (5.19)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{13400^2}{1} \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 15,6 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \cdot \frac{H_{\text{из}}}{H_{\text{из}} + b + \frac{h'}{2}}, \quad (5.20)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 2000 \cdot \frac{0,215}{0,215 + 0,006 + \frac{0,01}{2}} = 1141,6,$$

$$F_{\text{расч}} = 15,6 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 1141,6 \text{ Н.}$$

5.9 Выбор и проверка проходного изолятора

Выберем проходной изолятор.

Изолятор выбирается на сайте по продаже различного оборудования ООО "Торговый Дом "БелСвет" [23].

Проходной изолятор выбирается, опираясь на ГОСТ [9, 21, 22].

Климатическое исполнение выбрано в соответствии с наличием у производителя [23] и с ГОСТом [11].

Будет выбран ИПУ-10/1000-7,5 УХЛ1.

Данные по опорному изолятору приведены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Технические характеристики опорного изолятора

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	10
Номинальный ток, А.	1000
Механическая разрушающая сила на изгиб (не менее), кН	7,5

Определим расчетную и допущенную стойкость опорного изолятора, и проверим его по электродинамической стойкости по формулам:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot k_{\text{ф}} \cdot k_{\text{расп}} \cdot 1 \cdot 10^{-7}, \quad (5.21)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \frac{13400^2}{1} \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 4,49 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (5.22)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н,}$$

$$F_{\text{расч}} = 4,49 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 4500 \text{ Н.}$$

6 Выбор оперативного тока и трансформатора собственных нужд подстанции «Луговая»

В данном пункте будет выбран оперативный ток цепей управления и трансформаторы собственных нужд подстанции.

6.1 Выбор оперативного тока цепей управления

Оперативный ток необходим для питания цепей измерительных приборов, аппаратов управления, релейной защиты и автоматики.

Используют следующие типы оперативного тока:

- Постоянный,
- Выпрямленный,
- Переменный.

В соответствии с действующим СТО 56947007-29.240.10.248-2017 [24] в настоящее время на всех подстанциях напряжением 35...750 кВ применяться постоянный оперативный ток, источником которого служит аккумуляторная батарея, работающая с зарядно-подзарядным агрегатом в режиме постоянного подзаряда.

Для подстанции можно использовать аккумуляторные батареи серии GFMU с сайта производителя [25]. Данные АБ имеют долгий срок службы, высокую удельную энергию и низкий уровень саморазряда.

Диапазон рабочих температур составляет от минус 20°С до плюс 50°С.

Рабочее напряжение 2В, а емкость одной АБ от 200 А·ч до 3000 А·ч.

6.2 Выбор трансформатора собственных нужд

ТСН необходим для питания осветительных установок, устройств охлаждения трансформаторов, обогревателей выключателей и КРУ, системы пожаротушения, оперативные цепи и остального оборудования подстанции.

Выбор введется, опираясь на соответствующую литературу [26].

Для обеспечения высокой надежности питания устанавливается не менее 2 трансформаторов.

Мощность каждого трансформатора с НН 0,4 кВ должна быть не более 630 кВА для ПС 110–220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше.

Трансформаторы будут присоединены к шинам КРУ 10 кВ через предохранитель.

Составим таблицу (таблица 6.1) с перечнем оборудования и потребляемой мощностью подстанции.

Таблица 6.1 – Перечень оборудования подстанции

Наименование	Мощность, кВт
Обогреватели оборудования	≈ 40
Охлаждение силовых трансформаторов	≈ 10
Приводы оборудования	≈ 12
Освещение	≈ 10
Все цепи управление и защиты	≈ 7
Общая нагрузка	≈ 79
Общая нагрузка без учета $\cos \varphi \approx 0,92$	≈ 85,87

Рассчитаем мощность трансформаторов ТСН по формуле 3.2:

$$S_{ТСН} \geq 0,7 \cdot 85,87 = 60,1 \text{ кВА.}$$

Выбор стоит между 40, 63 и 100 кВА.

Определим коэффициент их загрузки по формуле:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_T}, \quad (6.1)$$

$$K_3 = \frac{85,87}{2 \cdot 40} = 1,07,$$

$$K_3 = \frac{85,87}{2 \cdot 63} = 0,68,$$

$$K_3 = \frac{85,87}{2 \cdot 100} = 0,43.$$

Как видно из расчетов при установке трансформаторов мощностью 100 кВА может быть такое, что они будут нагружены на половину каждый, что не совсем хорошо, так как они будут стоить дороже других и при этом не использовать минимум половины своей нагрузочной способности.

Трансформаторы мощность 40 кВА будут работать на максимальной нагрузке с небольшой перегрузкой, хоть они и стоят дешевле всех и их можно нагрузить еще немного, но работа в данных условиях приведет к уменьшению срока службы.

А трансформаторы мощностью 63 кВА имеют коэффициент нагрузки около 0,7, а значит это идеальный вариант с учетом загруженности и стоимости.

Поэтому примем к установке 2 трансформатора марки ТМГ-63/10/0,4, так как хоть их загрузка и будет примерно соответствовать 2 категории надежности в 0.8, но они будут дешевле и достаточно нагружены и не простаивать.

Трансформатор выбран с сайта производителя высоковольтного оборудования ООО «Тольяттинский трансформатор» [5].

Предохранителем будет ПКТ-103-10-10-31,5-У3-КЭАЗ.

7 Расчет систем защиты подстанции «Луговая»

7.1 Расчет релейной защиты

В качестве основных защит силового трансформатора, согласно документации [4, 12, 14, 15, 27, 28], применяют три следующих обязательных вида защит:

- Дифференциальная защита (либо отсечка),
- Максимальная токовая защита (МТЗ),
- Газовая защита,
- Защита нулевой последовательности (если нейтраль трансформатора заземлена).

В качестве защиты будет установлена релейная защита на микропроцессорной базе «СИРИУС-Т» с сайта производителя [29].

Данные по «СИРИУС-Т» представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Технические характеристики «СИРИУС-Т»

Параметр	Значение
Аналоговые сигналы	
Число входов по току	6
Номинальный ток фаз, А.	1, 5
Относительная погрешность измерения токов в фазах, %	±3
Длительная термическая стойкость токовых цепей, А.	15
Кратковременная термическая стойкость токовых цепей, А.	500
Номинальная потребляемая мощность для фазных токов в номинальном режиме, В·А, не более	0.01

Продолжение таблицы 7.1

Частота тока, Гц.	50
Дискретные сигналы (220 / 110 В)	
Число входов	21
Номинальный ток, мА, не более	20
Напряжение надежного срабатывания, В.	110 В – 80-132 220 В – 160-264
Напряжение надежного несрабатывания, В.	110 В – 0-72 220 В – 0-145
Напряжение возврата, В.	110 В – 65-75 220 В – 130-140
Длительность сигнала, мс, не менее	20
Выходные сигналы управления	
Коммутируемое напряжение переменного или постоянного тока, В, не более	300
Длительно допустимый ток, А.	6
Ток замыкания	с длительностью протекания 1.0 с – 12 с длительностью протекания 0.2 с – 30 с длительностью протекания 0.03 с – 40

Рассчитаем дифференциальную защиту.

Определим номинальный токи ВН и НН сторон трансформатора по формуле 5.1:

$$I_{\text{макс.ВН}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 \text{ А.}$$

$$I_{\text{макс.НН}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,3 \text{ А.}$$

Для ВН стороны необходим трансформатор тока 100/5 с коэффициентом трансформации 20. Трансформаторы тока будут соединены по схеме треугольник, так как обмотки силового трансформатора соединены в звезду.

Для НН стороны необходим трансформатор тока 900/5 с коэффициентом трансформации 180. Здесь трансформаторы тока будут соединены по схеме звезда, так как обмотки силового трансформатора соединены в треугольник.

Определим максимальный базисный ток вторичной обмотки по формуле:

$$I_{\text{втор}} = \frac{I_{\text{макс}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{т}}}, \quad (7.1)$$

$$I_{\text{втор.ВН}} = \frac{73,5 \cdot \sqrt{3}}{20} = 6,37 \text{ А},$$

$$I_{\text{втор.НН}} = \frac{808,3 \cdot 1}{180} = 4,49 \text{ А}.$$

Составим таблицу с результатами расчетов общих уставок (таблица 7.2).

Таблица 7.2 – Расчет общих уставок

Параметр	ВН сторона	НН сторона
Первичный ток на сторонах трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А.	73,5	808,3
Коэффициент трансформации трансформатора тока	20	180
Схема соединения трансформаторов тока	D	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А.	6,37	4,49

Определим уставки чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2). Для начала найдем относительный ток небаланса в нормальном режиме работы по формуле:

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}, \quad (7.2)$$

$$I_{\text{нб.расч}} = 2,5 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,04 = 0,325 \text{ А.}$$

Теперь рассчитаем ток уставки по формуле:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (7.3)$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 1,2 \cdot 0,325 = 0,39 \text{ А} \approx 0,4 \text{ А.}$$

Определим уставку коэффициента торможения для несрабатывания защиты при прохождении сквозных токов по формуле:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}}{K_{\text{сн.т}}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}}{1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}}}, \quad (7.4)$$

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,325}{1 - 0,5 \cdot 0,325} = 50,4 \% \approx 51 \%.$$

А также выберем значения уставки второй точки излома характеристики, где обычно находятся витковые короткие замыкания и кратковременные перегрузки, и уставки блокировки по второй гармонике.

Характеристика ДЗТ-2 представлена на рисунке 7.1.

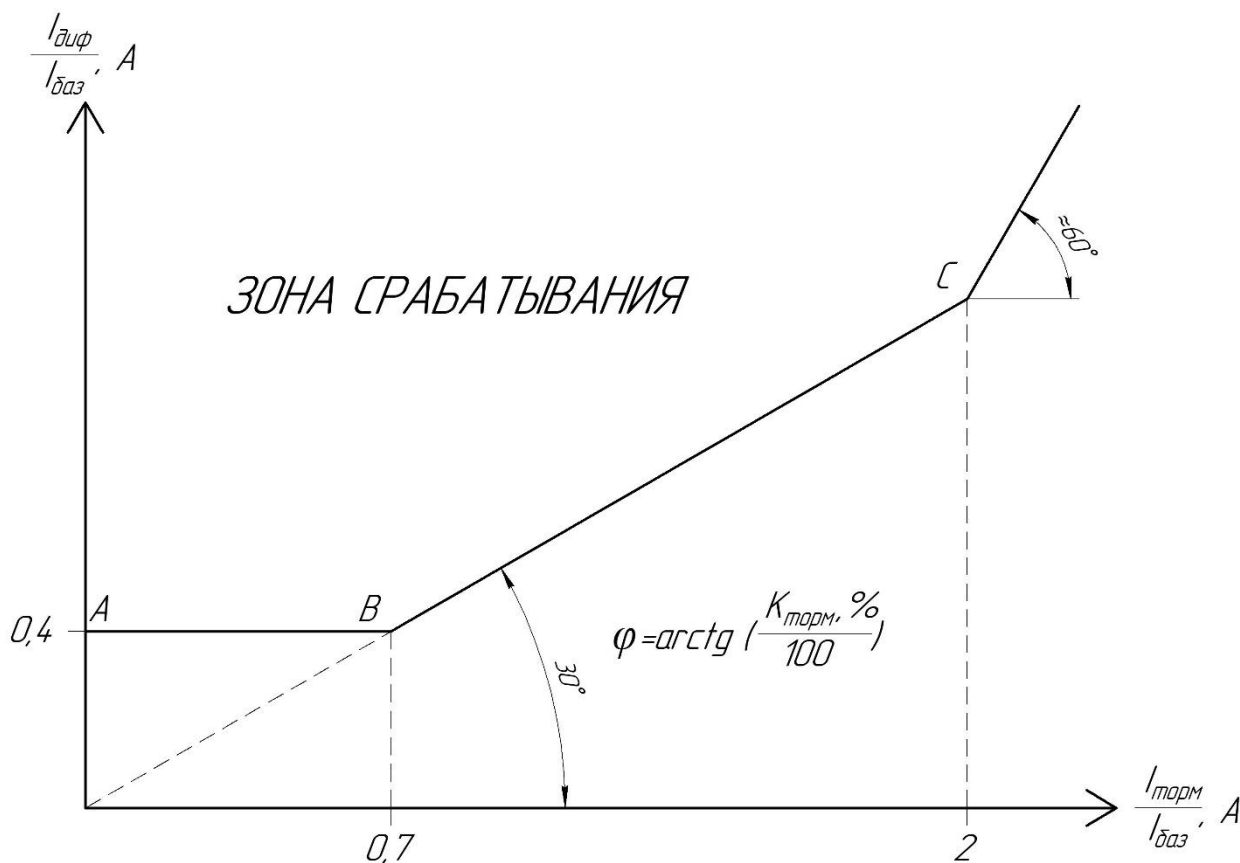


Рисунок 7.1 – Характеристика ступени ДЗТ-2

Составим таблицу с результатами расчетов для ДЗТ-2 (таблица 7.3).

Таблица 7.3 – Расчет уставок для ДЗТ-2

Параметр	Обозначение	Значение
Расчетный ток небаланса при протекании базисного тока, А.	$I_{\text{нб, расч}}$	0,325
Выбор уставки срабатывания, А.	$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}}$	0,39
Принятое значение уставки	0,3 - 1,0	0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{сн.т}}$	0,84
Расчетный коэффициент торможения, %	$K_{\text{торм}}$	50,4
Принимаемое значение уставки коэффициента торможения	10 - 100 %	51

Продолжение таблицы 7.3

Принятое значение уставки второй точки излома	1,0 – 2,0	2
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	0,06 – 0,2	0,15

Теперь определим уставки дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1).

Найдем ток КЗ НН стороны приведенный к ВН стороне по формуле:

$$I_{\text{кз.ВН}} = I_{\text{кз.НН}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (7.5)$$

$$I_{\text{кз.ВН}} = 5,12 \cdot \frac{10}{110} = 0,465 \text{ кА} = 465 \text{ А.}$$

Теперь приведем его к номинальному току трансформатора по формуле:

$$I_{\text{кз.ВН}} = \frac{I_{\text{кз.ВН}}}{I_{\text{макс.ВН}}}, \quad (7.6)$$

$$I_{\text{кз.ВН}} = \frac{465}{73,5} = 6,33 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток небаланса по формуле:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.ВН}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}), \quad (7.7)$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 1,5 \cdot 6,33 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,04) = 3,32 \text{ А} \approx 4 \text{ А.}$$

Составим таблицу с результатами расчетов для ДЗТ-1 (таблица 7.4).

Таблица 7.4 – Расчет уставок для ДЗТ-1

Параметр	Обозначение	Значение
Максимальный ток КЗ НН приведенный ВН, А.	$I_{кз.ВН}$	465
Максимальный ток КЗ ВН приведенный к номинальному току трансформатора, А.	$I_{кз.ВН} / I_{макс.ВН}$	6,33
Принятое значение уставки	4,0 - 30,0	4

7.2 Расчет заземления

Для защиты персонала от поражения током необходимо рассчитать защитное заземление согласно руководящей литературе [4, 27, 30, 31].

Составим таблицу по имеющимся данным для расчета заземления (таблица 7.5).

Таблица 7.5 – Начальные данные для расчета заземления

Параметр	Значение
Длина подстанции, м	46,4
Ширина подстанции, м	35,7
Площадь подстанции, м ²	1656,48
Сопротивление человека, Ом	≈ 1000
Удельное сопротивление грунта, Ом·м	50 (Чернозём)
Длина вертикального заземлителя, м	5
Параметр однородности грунты	0,8
Глубина заложения заземлителя,	0,7

Для начала определим максимальное напряжение прикосновения по зависимости:

$$U_{\text{доп.прик}} = f(\tau), \quad (7.8)$$

$$U_{\text{доп.прик}} = f(0,04) = 500 \text{ В.}$$

Затем найдем коэффициент бета по формуле:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с}}}, \quad (7.9)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 50} = 0,93.$$

Найдем число вертикальных заземлителей контура, которое должно быть кратно 4, по формуле:

$$n_{\text{в}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\text{в}}}, \quad (7.10)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{\sqrt{1656,48} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 32,56 = 36.$$

Изобразим расчетную схему заземления на рисунке 7.2.

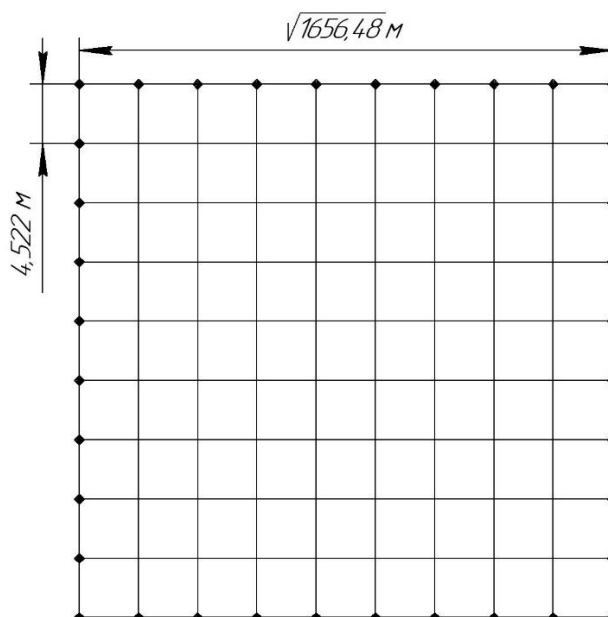


Рисунок 7.2 – Расчетная схема заземления

Найдем общую длину вертикальных заземлителей по формуле:

$$L_B = l_B \cdot n_B, \quad (7.11)$$
$$L_B = 5 \cdot 36 = 180 \text{ м.}$$

Найдем общую длину горизонтальных заземлителей по формуле:

$$L_\Gamma = (n_B - 16) \cdot a, \quad (7.12)$$
$$L_\Gamma = (36 - 16) \cdot 4,522 = 813,98 \text{ м.}$$

Найдем коэффициент прикосновения по формуле:

$$K_\Pi = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_\Gamma}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (7.13)$$
$$K_\Pi = \frac{0,8 \cdot 0,93}{\left(\frac{5 \cdot 813,98}{4,522 \cdot \sqrt{1656,48}}\right)^{0,45}} = 0,26.$$

Найдем напряжение заземлителя по формуле:

$$U_3 = \frac{U_{\text{доп.прик}}}{K_\Pi}, \quad (7.14)$$
$$U_3 = \frac{500}{0,26} = 1923,08 \text{ В.}$$

Найдем число ячеек расчетной модели заземлителя по формуле:

$$m = \frac{L_\Gamma}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (7.15)$$
$$m = \frac{813,98}{2 \cdot \sqrt{1656,48}} - 1 = 8,99 = 9.$$

Найдем длину вертикальных заземлителей по формуле:

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (7.16)$$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{1656,48} \cdot (9 + 1) = 813,99 \text{ м.}$$

Найдем длину сторон ячейки по формуле:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (7.17)$$

$$b = \frac{\sqrt{1656,48}}{9} = 4,522 \text{ м.}$$

Определим относительную глубину погружения вертикальных электродов по формуле:

$$l_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (7.18)$$

$$l_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{1656,48}} = 0,14.$$

И в конце найдем сопротивление заземлителя по формулам:

$$\text{Если } 0 \leq l_{\text{отн}} < 0,1, \text{ то } R_3 = \frac{(0,444 - 0,84 \cdot l_{\text{отн}}) \cdot \rho_{\text{в.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{в.с}}}{L_B + L_r}, \quad (7.19)$$

$$\text{Если } 0,1 \leq l_{\text{отн}} \leq 0,5, \text{ то } R_3 = \frac{(0,38 - 0,25 \cdot l_{\text{отн}}) \cdot \rho_{\text{в.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{в.с}}}{L_B + L_r}, \quad (7.20)$$

$$R_3 = \frac{(0,38 - 0,25 \cdot 0,14) \cdot 50}{\sqrt{1656,48}} + \frac{50}{180 + 813,99} = 0,47 \text{ Ом,}$$

$$R_3 = 0,47 \text{ Ом} \leq R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом.}$$

7.3 Расчет молниезащиты

Для расчета молниезащиты используется соответствующий документ по расчету молниезащиты сооружений [32].

На подстанции используется молниезащита из 4-х стержней.

Изобразим план подстанции на рисунке 7.3.

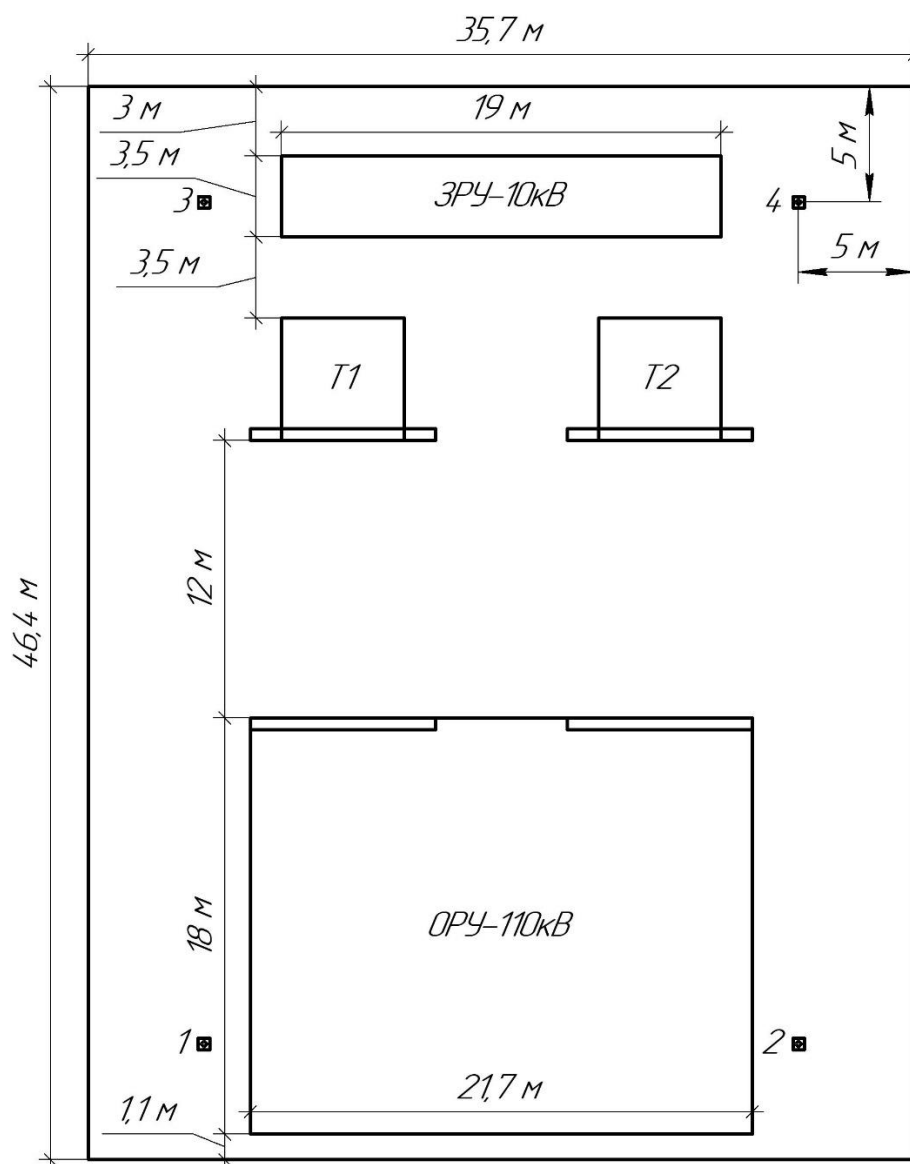


Рисунок 7.3 – План подстанции

Расстояние между стержнями 1 и 2, 3 и 4 равно 25,7 метра.

Расстояние между стержнями 1 и 3, 2 и 4 равно 35,4 метров.

Расстояние между стержнями 1 и 4, 2 и 3 равно 44,56 метров.

Необходимо рассчитать пару молниеотводов для трёх случаев:

- 1 и 2, 3 и 4,

- 1 и 3, 2 и 4,

- 1 и 4, 2 и 3.

Но можно рассчитать лишь один случай с самым большим расстоянием, это 1 и 4 или 2 и 3, так как при верности расчетов они будут верны и для других случаев.

Надежность защиты будет равна 99,9 %, а высота стержней $h = 20$ м. Максимальная высота на подстанции равно $h_x = 10$ м.

Определим максимальное расстояние между стержнями по формуле:

$$L_{\text{макс}} = 4,25 \cdot h, \quad (7.21)$$
$$L_{\text{макс}} = 4,25 \cdot 20 = 85 \text{ м.}$$

Проверим расстояние между стержнями по формуле:

$$L_c = 2,25 \cdot h, \quad (7.22)$$
$$L_c = 2,25 \cdot 20 = 45 \text{ м.}$$

Найдем радиус конуса по формуле:

$$r_o = 0,6 \cdot h, \quad (7.23)$$
$$r_o = 0,6 \cdot 20 = 12 \text{ м.}$$

Найдем высоту конуса по формуле:

$$h_o = 0,7 \cdot h, \quad (7.24)$$
$$h_o = 0,7 \cdot 20 = 14 \text{ м.}$$

Определим провес между стержнями по формулам:

$$\text{Если } L \leq L_c, \text{ то } h_c = h_o, \quad (7.25)$$

$$\text{Если } L_c \leq L \leq L_{\text{макс}}, \text{ то } h_c = \frac{L_{\text{макс}} - L}{L_{\text{макс}} - L_c} \cdot h_o, \quad (7.26)$$

$$L = 44,56 \text{ м} \leq L_c = 45 \text{ м},$$

$$h_c = 14 \text{ м}.$$

Провеса на подстанции не будет.

Найдем радиус зоны в горизонтальном сечении на максимальной высоте по формуле:

$$r_x = \frac{r_o \cdot (h_o - h_x)}{h_o}, \quad (7.27)$$

$$r_x = \frac{9 \cdot (10,5 - 10)}{10,5} = 4,8 \text{ м}.$$

Определим длину горизонтального сечения в центре между стержнями по формулам:

$$\text{Если } h_x \geq h_c, \text{ то } l_x = \frac{L \cdot (h_o - h_x)}{2 \cdot (h_o - h_x)}, \quad (7.28)$$

$$\text{Если } h_x < h_c, \text{ то } l_x = \frac{L}{2}, \quad (7.29)$$

$$h_x = 10 \text{ м} < h_c = 14 \text{ м},$$

$$l_x = \frac{37,4}{2} = 18,7 \text{ м}.$$

Определим радиус горизонтального сечения в центре между стержнями по формуле:

$$r_{cx} = \frac{r_o \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (7.30)$$

$$r_{cx} = \frac{12 \cdot (14 - 10)}{14} = 3,43 \text{ м.}$$

Изобразим молниезащиту подстанции на рисунке 7.4).

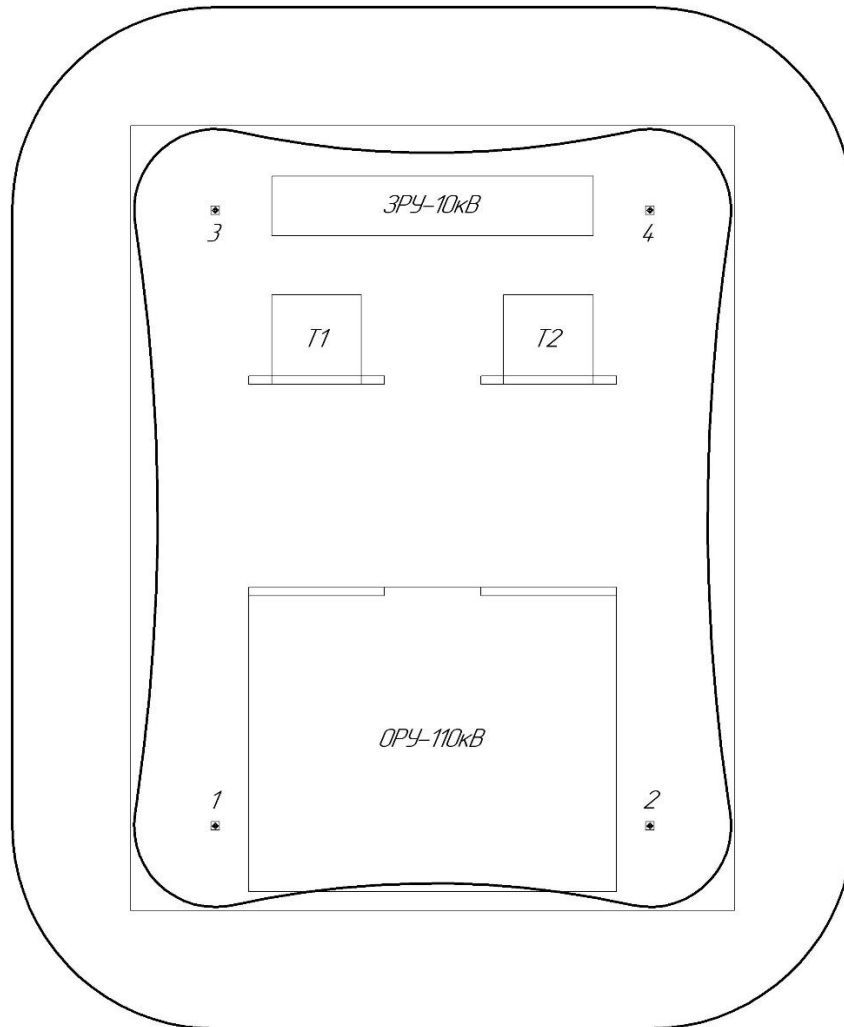


Рисунок 7.4 – Молниезащита подстанции

Заключение

В результате были произведены необходимые расчеты для реконструкции подстанции 110/10 кВ «Луговая».

Для начала произведен анализ оборудования подстанции и окружающей местности.

После этого выбрана типовая электрическая схема РУ на 10 кВ, ею стала схема с одиночной системой шин, секционированных выключателями.

Затем произведена проверка по допустимой перегрузки в данных условиях старых и новых трансформаторов. Выбран новый ТДН-10000/110/10 в количестве 2 штук.

В следующем пункте выбран тип КРУ в виде КРУ-СЭЩ-80-10 и выбрано следующее оборудование с проверкой:

- Выключатель ВВМ-СЭЩ-3-10-20/1000 У2,
- Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-1-0,2S/10P-50/10-1000/5 У2,
- Трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛК(Р)-СЭЩ-0,66-1 У2,
- Трансформатор напряжения 3хЗНОЛ-СЭЩ-10-1-0,5/3-90/400 У2,
- ОПН ОПН-П/ЗЭУ-(К)-10/12/10/550 УХЛ2,
- Проходной изолятор ИПУ-10/1000-7,5 УХЛ1,
- Опорный изолятор ОСК-2-10-А-4 УХЛ1,
- Прямоугольная шина сечением 80х6 мм.

Затем выбран оперативный ток для цепей управления и защиты в виде постоянного тока, а также трансформатор собственных нужд ТМГ-63/10/0,4 в количестве 2 штук.

После этого рассчитана релейная защита, заземление и молниезащиты подстанции.

Список используемых источников

1. Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций: Учебное пособие/ Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясма А.И., 2-е изд., стер. М.: Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 100 с.
2. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-1150 кВ. Типовые решения. ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 131 с.
3. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.
4. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.
5. Производитель силовых трансформаторов и оборудования ООО «Тольяттинский трансформатор». [Электронный ресурс]. URL: <https://transformator.com.ru> (дата обращения 24.01.2020)
6. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. Введ. 1979-01-01. М.: Издательство стандартов, 1977. 2 с.
7. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия. Введ. 1986-07-01. М.: Издательство стандартов, 1985. 236 с.
8. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. Введ. 1985-07-01. М.: Стандартиформ, 2009. 37 с.
9. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: под ред. Б.Н. Неклепаева. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2015. 152 с.

10. Производитель высоковольтного и низковольтного оборудования ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». [Электронный ресурс]. URL: <http://electroshield.nt-rt.ru> (дата обращения 03.02.2020)
11. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. Введ. 1970-01-01. М.: Стандартинформ, 2010. 58 с.
12. Leon Kemper Jr. Substation Structure, Design guide. ASCE. 2015. 143 p.
13. ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. Введ. 2007-04-01. М.: Стандартинформ, 2007. 87 с.
14. Jonh D. Mcdonald. Electric Power Substations Engineering, Third Edition. CRC Press Inc. 2016. 536 p.
15. I. Kasikci. Short Circuits in Power Systems: A Practical Guide to IEC 60909-0, 2nd Edition. Wiley. 2017. 278 p.
16. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия. Введ. 2017-03-01. М.: Стандартинформ, 2019. 39 с.
17. Продавец различных измерительных приборов ОАО «Электроприбор». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elpribor.ru> (дата обращения 3.02.2020)
18. ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. Введ. 2017-03-01. М.: Стандартинформ, 2016. 40 с.
19. Завод электротехнического оборудования: ЗАО «ЗЭТО». [Электронный ресурс]. URL: <http://zeto.ru> (дата обращения 2.04.2020)
20. ГОСТ Р 52725-2007. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. Введ. 2008-01-01. М.: Стандартинформ, 2007. 32 с.

21. ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартинформ, 2007. 41 с.
22. ГОСТ Р 52082-2003. Изоляторы полимерные опорные наружной установки на напряжение 6-220 кВ. Общие технические условия. Введ. 2004-01-01. М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. 40 с.
23. Продавец различного оборудования ООО "Торговый Дом "БелСвет" [Электронный ресурс]. URL: <https://velsnab.ru/> (дата обращения 2.04.2020)
24. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2017. 126 с.
25. Производитель аккумуляторных батарей ООО «А-Технологии». [Электронный ресурс]. URL: <http://sacred-sun.com> (дата обращения 3.02.2020)
26. СТО 70238424.29.240.10.013-2009. Системы собственных нужд подстанций. Условия создания. Нормы и требования. НП ИНВЭЛ. 2009. 76 с.
27. E. Padilla. Substation Automation Systems: Design and Implementation. Wiley. 2015. 272 p.
28. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов / В.А. Андреев., 4-е изд. М.: Изд-во «Высшая школа», 2006. 639 с.
29. Производитель защиты и автоматики АО «РАДИУС Автоматика» URL: <https://www.rza.ru> (дата обращения 05.04.2020)
30. IEEE. Guide for safety in AC substation grounding. 2016. 192 p.
31. ГОСТ 12.1.038–2001. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. Введ. 1984-07-01. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. 8 с.
32. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. ЦПТИ ОРГРЭС, 2017. 69 с.