

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 электросетевого комплекса «Ольгино»

Обучающийся

П. С. Шадрин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М. Н. Третьякова

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

Консультант

к.п.н., доцент, Т. С. Якушева

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

Тольятти 2023

Аннотация

Выполненная выпускная квалификационная работа (ВКР) на тему «Реконструкция электросетевого комплекса «Ольгино»» содержит пояснительную записку на 50 стр. и графическую часть, состоящую из 6 чертежей формата А1.

В рамках данной ВКР обоснована необходимость реконструкции проходной понизительной подстанции 110/35/10 кВ и предложены технические решения по её реализации.

Выбор устанавливаемого оборудования произведен с учетом:

- исходных данных, полученных в ходе практики на ПАО «МРСК Волги – «Самарские распределительные сети»»;
- требований нормативных документов;
- тенденций в сфере электроэнергетики;
- сведений о современных видах электрооборудования, размещенных на сайтах производителей.

Правильность выбора электрооборудования проверена проведением соответствующих расчетов.

Abstract

The completed final qualifying work on the topic "Reconstruction of the Olgino power grid complex" contains an explanatory note of 50 pages and a graphic part consisting of 6 drawings with A1 format.

In the course of this work, the need for reconstruction of a 110/35/10 kV step-down substation is justified and technical solutions for its implementation are proposed.

The choice of installed equipment is made taking into account:

- initial data obtained during the practice on Samara distribution grids, branch of Rosseti Volga, PJSC;
- requirements of regulatory documents;
- trends in the electric power industry;
- information about modern types of electrical equipment posted on manufacturers' websites.

The correctness of the choice of electrical equipment has been verified by carrying out appropriate calculations.

Содержание

Введение	5
1 Анализ состояния электросетевого комплекса «Ольгино» и обоснование реконструкции	6
2 Выбор силового оборудования	9
2.1 Расчет мощности и выбор силовых трансформаторов	9
2.2 Расчет токов короткого замыкания и выбор электрооборудования.	10
2.3 Выбор и проверка электрооборудования ПС	13
3 Проверка заземления подстанции	32
4 Проверка молниезащиты подстанции	40
5 Компоновка оборудования при реконструкции подстанции	45
Заключение	47
Список используемых источников	48

Введение

Электросетевой комплекс «Ольгино» представляет собой проходную подстанцию 110/35/10 кВ, расположенную в Безенчукском районе Самарской области. Подстанция 110/35/10 кВ «Ольгино» предназначена для питания потребителей 10 и 35 кВ. Учитывая важную роль электросетевого комплекса в электроснабжении многочисленных потребителей, становится понятным, почему от электрооборудования подстанции требуется в первую очередь бесперебойная и надёжная работа. Обеспечить выполнение этого требования становится проблематичным по двум основным причинам:

- во-первых, за последние годы увеличилась величина потребляемой мощности с 1000 кВА до 1698 кВа.
- кроме того, увеличилось количество повреждений на линиях.

В результате показатели надёжности, а именно бесперебойности работы электрооборудования снизились. Поэтому ухудшилось качество электроснабжения потребителей электросетевого комплекса «Ольгино».

Решить проблему повышения надёжности электроснабжения потребителей электросетевого комплекса, в частности такого показателя, как бесперебойность работы электрооборудования, за счет совершенствования его ремонта не представляется перспективным. Поскольку оборудование, входящее в состав электросетевого комплекса «Ольгино», имеет достаточно высокий физический и моральный износ.

Поэтому для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей электросетевого комплекса «Ольгино» более приемлемым решением является – реконструкция электрооборудования подстанции, предусматривающая установку актуального технического оснащения [22], [23].

Цель данной выпускной квалификационной работы – повышение показателей надёжности электроснабжения потребителей электросетевого комплекса «Ольгино» за счет проведения его реконструкции.

1 Анализ состояния электросетевого комплекса «Ольгино» и обоснование реконструкции

Объектом реконструкции в данной выпускной квалификационной работы является электросетевой комплекс «Ольгино» ПС 110/35/10 кВ. Расположение подстанции следующее: Российская Федерация, Самарская область, Безенчукский район, с. Ольгино, ул. Степная д.36. Подстанция находится под контролем Самарских распределительных сетей.

В данном районе климат – шадящий, умеренного континентального типа. Диапазон температур составляет от -24 °С до +28 °С. Следовательно, климатическое исполнение данного месторасположения соответствует умеренному типу – У.

Как было отмечено выше, ПС 110/35/10 кВ «Ольгино» является проходной. Её присоединение к энергосистеме осуществляется воздушными линиями: ВЛ 110 кВ «Ольгино-1» и «Ольгино-2». На стороне 35 кВ к подстанции присоединяются воздушные линии: ВЛ-35 кВ «Насосная станция-1» и «Насосная станция-2».

На рисунке 1 представлена схема однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ «Ольгино». Распределительное устройство 110 кВ по не типовой схеме – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линии». Распределительное устройство 35 кВ выполнено по схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем, система шин». Распределительное устройство 10 кВ по схеме № 10-1 «Одна одиночная секционированная выключателем система шин». Для питания потребителей второй категории по надёжности электроснабжения на подстанции установлены два силовых трансформатора [24].

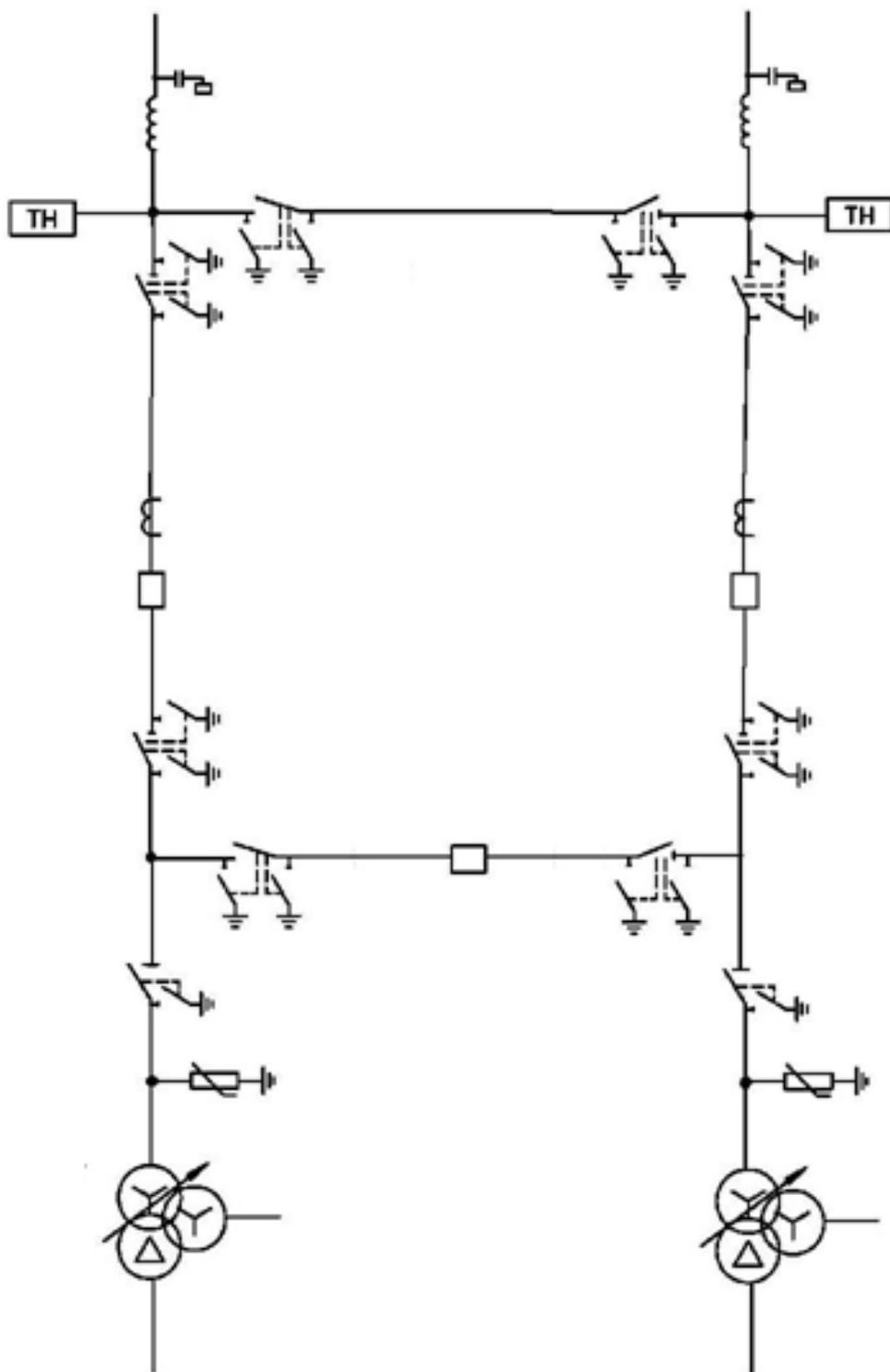


Рисунок 1 – Однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ «Ольгино»

Поскольку за последние годы мощность подключенных к подстанции потребителей возросла, то требуется увеличить мощность установленных

трансформаторов. При их замене произойдет изменение токов как номинального режима, так и токов короткого замыкания. В первую очередь это касается элементов электрической части подстанции на сторонах 10 и 35 кВ. Всё это требует проведения соответствующих расчетов, уточнения схем, параметров и обоснованного выбора элементов электротехнического оснащения.

Выводы к разделу 1.

Для реализации реконструкции ПС 110/35/10 кВ «Ольгино» необходимо, как минимум, решение следующих задач

- расчет мощности и выбор силовых трансформаторов;
- обоснование и выбор схем распределительных устройств;
- расчет токов короткого замыкания и выбор основного электрооборудования;
- проверка релейной защиты;
- проверка заземления и молниезащиты подстанции;
- разработка технологических процессов реконструкции.

2 Выбор силового оборудования

2.1 Расчет мощности и выбор силовых трансформаторов

Принимаем к установке два силовых трансформатора типа ТДТН-10000/110 У1. «Оборудование подстанции выбирается по условиям работы в нормальном режиме и режиме продолжительных аварийных перегрузок» [17]. Проверим степень загрузки трансформаторов в этих режимах.

2.1.1 Коэффициент загрузки в нормальном режиме работы

$$K_{ЗТ} = \frac{S_T}{S_{НОМ.Т}}, \quad (1)$$

где $S_{НОМ.Т}$ – номинальная мощность трансформатора.

Согласно данным, предоставленным филиалом ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» Чапаевским производственным отделением, максимум нагрузок составляет $S_T=1,698$ МВА.

$$K_{ЗТ1} = \frac{1698}{10000} = 0,168. \quad (2)$$

$$K_{ЗТ2} = \frac{1698}{10000} = 0,168. \quad (3)$$

Очевидно, что в нормальном режиме работы силовых трансформаторов перегрузка трансформаторов невозможна, так как коэффициент загрузки трансформаторов не превышает единицы. Следовательно, силовые трансформаторы обеспечивают передачу электроэнергии потребителям в необходимом объеме.

2.1.2 Расчет загрузки трансформаторов в аварийном режиме работы

Проверим степень загрузки силовых трансформаторов в режиме аварийного отключения одного из них.

При отключении одного из двух трансформаторов вся нагрузка передается через один из оставшихся в работе трансформаторов. Таким образом, коэффициенты загрузок трансформаторов Т1 и Т2 составят:

$$K_{ЗТ1(2)} = \frac{S_{Т1}+S_{Т2}}{S_{НОМ.Т}} = \frac{1698+1698}{10000} = 0,34. \quad (4)$$

Согласно [11] для масляных трансформаторов допускается перегрузка по току 5%. Таким образом, $K_{ЗТ}=0,34$ силовых трансформаторов не превышает допустимого значения, равного 1,05.

2.2 Расчет токов короткого замыкания и выбор электрооборудования.

«Расчёт токов короткого замыкания произведен в целях проверки основного оборудования 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ, выбранного по токам нагрузки, выявления необходимости использования токоограничивающих реакторов на вводах 10 кВ, расчёта заземляющего устройства и расчета элементов схемы электрических соединений подстанции» [15].

Значения токов КЗ рассчитаны в соответствии с данными, предоставленными филиалом ПАО «МРСК Волги» – «Самарские распределительные сети», «Чапаевское производственное отделение».

Максимальный ток КЗ на шинах 110 кВ сетевого комплекса «Ольгино» по данным СРЗА Чапаевского ПО:

$$I_{кз, max}^{(3)} = 1,941 \text{ кА.}$$

Максимальное сопротивление трансформатора вычисляется по следующей формуле:

$$Z_{T.НОМ} = \frac{u_k}{100} \times \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \quad (5)$$

где $S_{НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора (МВА);

u_k - напряжения КЗ, %.

Схемы замещения для расчетов токов короткого замыкания на рассматриваемом объекте представлены на рис. 2.

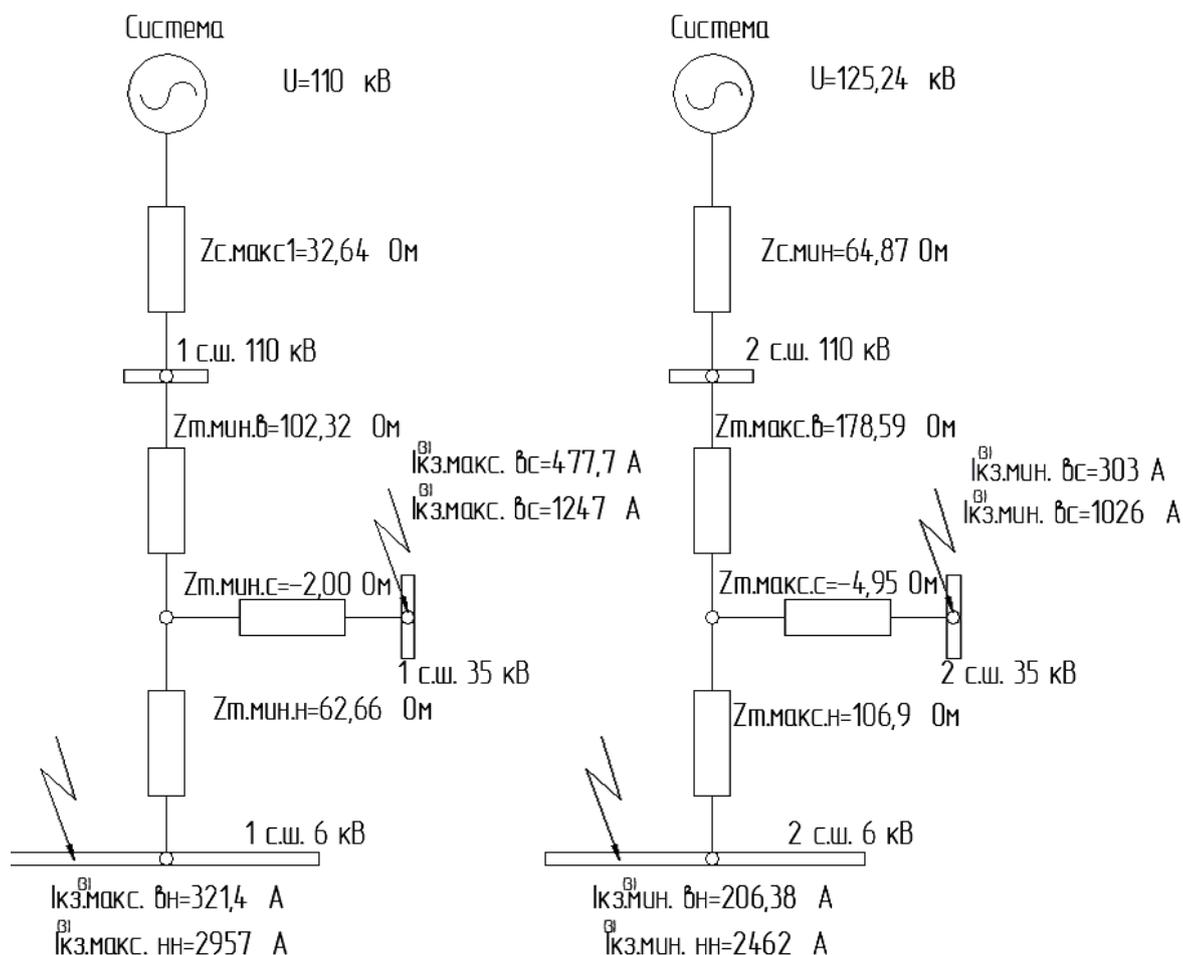


Рисунок 2 – Схемы замещения для расчета максимального и минимального токов трёхфазного КЗ

2.2.1 Расчет токов КЗ на стороне 10 кВ

Трёхфазный ток короткого замыкания, приведенный к стороне ВН трансформатора, в максимальном и минимальном режимах определяется по выражению

$$I_{кз, max}^{(3)} = \frac{U_{НОМ.ВН}}{\sqrt{3} \times (Z_{C, max} + Z_{T, min.В} + Z_{T, min.Н})}, \text{ А} \quad (6)$$

где $U_{НОМ.ВН} = 110$ кВ – номинальная напряжение сети ВН.

Значение ударного тока трёхфазного КЗ:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к}^{(3)} \quad (7)$$

где $K_{уд}$ – значение ударного коэффициента согласно [2].

Расчет токов трёхфазного КЗ на стороне 35 кВ проводится по аналогичным формулам.

Расчётные значения токов КЗ в максимальном режиме представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения токов коротких замыканий

Тип силовых трансформаторов	Напряжение	Номер секции шин	$I_{кз, max}^{(3)}$, кА	Ударный коэффициент $k_{уд}$	Ударный ток $i_{уд}$, кА
ТДТН-10000/110 У1	110 кВ	1 с.ш.	1,941	1,8	4,94
	110 кВ	2 с.ш.	1,941	1,8	4,94
	35 кВ	1 с.ш.	1,247	1,85	3,26
	35 кВ	2 с.ш.	1,247	1,85	3,26
	10 кВ	1 с.ш.	2,957	1,85	7,74
	10 кВ	2 с.ш.	2,957	1,85	7,74

2.3 Выбор и проверка электрооборудования ПС

В качестве примера рассмотрим проверку правильности выбора высоковольтного элегазового выключателя ВГТ-110-III-40/2000 У1, который планируем к установке на стороне 110 кВ трансформатора Т1. Данный выключатель имеет технические характеристики, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры выключателя 110 кВ трансформатора Т1

Наименование	Каталожные данные				
	U_n , кВ	$I_{ном}$, А	$I_{откл}$, кА	$I_{дин}$, кА	$I^2 \times t$, кА ² с
ВГТ-110-III-40/2000 У1	110	2000	40	102	160

Проверку характеристик силового выключателя производим в соответствии с [15] с учетом представленных ниже критериев.

- Проверка по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном\ сети}. \quad (8)$$

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

- Проверка по номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{ном\ расч}; \quad (9)$$

$$I_{ном\ расч} = S_{тр} \sqrt{3} \cdot U_{ном\ сети}, \quad (10)$$

где $I_{ном\ расч}$ – номинальный расчетный ток, А;

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА.

$$I_{ном.расч} = 83,98 \text{ А}, I_{ном} = 2000 \text{ А};$$

$$I_{ном.} > I_{ном.расч}.$$

- Проверка по отключающей способности:

$$I_{\text{откл.}} \geq I_{\text{по.}} \quad (11)$$

где $I_{\text{по.}}$ – расчетный ток КЗ в кА с учётом установки в перспективе трансформатора следующего по шкале мощности (1,941 кА – на шинах 110 кВ; 1,247 кА – на шинах 35 кВ; 2,957 – на шинах 10 кВ).

$$I_{\text{откл.}} = 40 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по.}} = 1,941 \text{ кА};$$

$$I_{\text{откл.}} > I_{\text{по.}}$$

- Проверка по току динамической стойкости:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд.}}; \quad (12)$$

$$I_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд.}} \cdot I_{\text{по.}}; \quad (13)$$

где $I_{\text{уд.}}$ – ударный ток, кА;

$k_{\text{уд.}}$ – ударный коэффициент.

$$I_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,941 = 4,94 \text{ кА};$$

$$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА} \geq I_{\text{уд.}} = 4,94 \text{ кА}.$$

- Проверка по току термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}; \quad (14)$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по.}} \cdot t_{\text{откл.}}, \quad (15)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости оборудования, кА;

$t_{\text{тер}}$ – время протекания тока термической стойкости, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$t_{\text{откл.}}$ – время отключения тока КЗ, с.

$$B_k = 1,941 \cdot 0,1 = 0,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 0,1 = 160 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 160 \geq B_k = 0,4.$$

Аналогично выполним проверку правильности выбора всех предлагаемых к установке выключателей на сторонах 110, 35 и 10 кВ.

Результаты проверки выбранных силовых выключателей представим в виде таблицы 3. Анализ представленных данных, свидетельствует о том, что выбранные выключатели проходят проверку на соответствие к нормативным требованиям и могут быть рекомендованы к установке.

Таблица 3 – Проверка правильности выбора силовых выключателей

Марка выбранного выключателя и его место установки	Расчетные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с.},$ кВ	$I_{нр},$ А	$I_{по},$ кА	$I_{уд},$ кА	$B_k,$ кА ² с	$U_{н},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{от-кл},$ кА	$I_{дин},$ кА	$I^2 \times t,$ кА ² с
ОРУ 110 кВ										
ВГТ-110-III-40/2000 У1 РУ 110 кВ, яч. <i>QT1G</i>	110	83,98	1,941	4,94	0,4	110	2000	40	102	160
ВГТ-110-III-40/2000 У1 РУ 110 кВ, яч. QCG	110	190	1,941	4,94	0,4	110	2000	40	102	160
ВГТ-110-III-40/2000 У1 РУ 110 кВ, яч. QT2G	110	83,98	1,941	4,94	0,4	110	2000	40	102	160

Продолжение таблицы 3

Марка выбранного выключателя и его место установки	Расчетные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с.},$ кВ	$I_{нр},$ А	$I_{по},$ кА	$I_{уд},$ кА	$B_{к},$ кА ² с	$U_{н},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{от-},$ кл кА	$I_{дин},$ кА	I^2 $\times t,$ кА ² с
ОРУ 35 кВ										
ВВСТ-35-1-25/1600 УХЛ1 РУ 35 кВ, яч. QT1H	35	263,93	1,247	2,26	0,16	35	1600	25	62,5	62,5
ВВСТ-35-1-25/1600 УХЛ1 РУ 35 кВ, яч. QT2H	35	263,93	1,247	2,26	0,16	35	1600	25	62,5	62,5
ВВСТ-35-1-25/1600 УХЛ1 РУ 35 кВ, яч. QCH	35	19,656	1,247	2,26	0,16	35	1600	25	62,5	62,5
ВВСТ-35-1-25/1600 УХЛ1 РУ 35 кВ, яч. QW1H	35	0,378	1,247	2,26	0,16	35	1600	25	62,5	62,5
ВВСТ-35-1-25/1600 УХЛ1 РУ 35 кВ, яч. QW2H	35	19,026	1,247	2,26	0,16	35	1600	25	62,5	62,5
КРУН 10 кВ										
ISM_15_LD1-20/1000 У1 КРУН 10 кВ, Ф-1 кольцо с Ф-10	10	30,08	2,957	7,74	0,88	10	1000	20	51	40
ISM_15_LD1-20/1000 У1 КРУН 10 кВ, Ф-10 кольцо С Ф-1,7 Ольгино	10	100	2,957	7,74	0,88	10	1000	20	51	40
ISM_15_LD1-20/1000 У1 КРУН 10 кВ, Ф-7 кольцо С Ф-10, 17 Ольгино	10	34,752	2,957	7,74	0,88	10	1000	20	51	40

При определении расчетных токов выбранных выключателей использованы данные, полученные на ПС «Ольгино».

Далее проведем выбор и проверку трансформаторов тока (ТТ), планируемых к установке на подстанции.

В качестве примера расчет проверяемых критериев выполним для трансформатора тока ТОГФ110Ш УХЛ1, устанавливаемого в ячейку QТ1G.

- Проверка ТТ по номинальному напряжению:

$$\begin{aligned}U_{\text{ном}} &= 110 \text{ кВ}; \\U_{\text{ном.сети}} &= 110 \text{ кВ}; \\U_{\text{ном}} &= U_{\text{ном.сети}}.\end{aligned}\tag{16}$$

- Проверка по номинальному току:

Ток в ячейке ввода трансформатора Т1 равен:

$$I_{\text{ном.расч}} = 83,98\text{А},\tag{17}$$

Номинальный ток выбранного ТТ:

$$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А};\tag{18}$$

$$I_{\text{ном}} 200 > I_{\text{ном.расч}} = 83,98.\tag{19}$$

- Проверка по току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 1,91 = 4,94\text{kА};\tag{20}$$

$$i_{\text{дин}} = 102 > i_{\text{уд}} = 4,94.\tag{21}$$

- Проверка по току термической стойкости:

$$B_k = 1,941^2 \times 0,1 = 0,4 \text{ kA}^2 \text{ c}; \quad (22)$$

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40^2 \times 0,1 = 160 > B_k = 0,4. \quad (23)$$

По такому же принципу выполняем проверку всех предлагаемых к установке ТТ. В качестве расчетных токов использованы данные, полученные на ПС «Ольгино».

Расчетные и паспортные данные проверяемых ТТ группируем в виде таблицы 4.

Таблица 4 – Проверка правильности выбора трансформаторов тока

Марка выбранного ТТ и место установки	Расчётные данные					Каталожные данные				
	$U_{\text{н.с.}}$, кВ	$I_{\text{нр}}$, А	$I_{\text{по}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	B_k , кА ² с	$U_{\text{н}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{т}}$, кА	$i_{\text{дин}}$, кА	I^2 $\times t$ кА ² с
ОРУ 110 кВ										
ТОГФ110ШУХЛ 1 РУ110кВ, яч. QT1G	110	52,5	1,941	4,9 4	0,4	110	200	40	102	160
ТОГФ-110-III- УХЛ1 РУ110кВ, яч. QT2G	110	190	1,941	4,9 4	0,4	110	200	40	102	160
ТОГФ-110-III- УХЛ1 РУ110кВ, QCG	110	52,5	1,941	4,9 4	0,4	110	300	40	102	160
ОРУ 35 кВ										
ТОЛ-35III-V-4 УХЛ1 яч. QT1H	35	165	1,247	3,2 6	0,16	35	200	10, 5	42	11
ТОЛ-35III-V-4 УХЛ1 яч. QT2H	35	165	1,247	3,2 6	0,16	35	200	10, 5	42	11
ТОЛ-35III-V-4 УХЛ1 яч. QCH	35	19,656	1,247	3,2 6	0,16	35	200	10, 5	42	11
КРУН-10 кВ										
ТОЛ-10 УХЛ2 Ф-6БФФГУ	10	100	2,957	7,7 4	0,88	10	100	10	25,5	10
ТОЛ-10 УХЛ2 Резерв	10	100	2,957	7,7 4	0,88	10	100	10	25,5	10
ТОЛ-10 УХЛ2 Ф-1 кольцо с Ф-10 «Ольгино»	10	30,08	2,957	7,7 4	0,88	10	100	10	25,5	10

Теперь осуществим выбор и проверку трансформаторов напряжения (ТН), которые будут использоваться в ходе реконструкции.

На стороне 110 кВ планируется установка элегазового трансформатора напряжения ЗНОГ-11Ш У1. На стороне 35кВ будет устанавливаться антирезонансная группа трансформаторов типа НАЛИ-СЭЦ-35 УХЛ1, а на стороне 10 кВ – антирезонансные ТН с литой изоляцией типа НАЛИ-СЭЦ-10 УХЛ2. Выбранные ТН требуется проверить по напряжению установки, конструктивному исполнению, классу точности и нагрузке вторичных цепей. Используем сведения о мощности приборов, подключенных к соответствующим обмоткам ТН, представленные в технической документации по ПС «Ольгино». Проверка класса точности ТН осуществляется на основе выполнения условия:

$$S_{\text{нагр.норм.}} \leq S_{\text{ном}}, \quad (24)$$

где $S_{\text{нагр.норм.}}$ – мощность нагрузки ТН;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора в соответствующем классе точности.

Результаты проверки выбранных ТН приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка правильности выбора ТН

Место установки	Расчётные данные		Каталожные данные			
	$U_{\text{сети}}$, кВ	$S_{\text{нагр}}$, ВА	Обмотка	$U_{\text{н}}$, В	$S_{\text{н}}$, ВА	Класс точности
РУ 110 кВ	110			$110000/\sqrt{3}$		
		23	№1	$100/\sqrt{3}$	50	0,2
		23,8	№2	$100/\sqrt{3}$	50	0,2
		0,5	№3	100	50	3Р
РУ 35 кВ	35			35000		
		16	№1	100	60	0,2
		13,05	№2	100	90	0,5
		1	№3	100	450	3
РУ 10 кВ	10			$10000/\sqrt{3}$		
		15	№1	$100/\sqrt{3}$	60	0,5
		17,55	№2	$100/\sqrt{3}$	150	0,5
		3,75	№3	100	300	3Р

В рамках реконструкции требуется замена устройств, посредством которых осуществляется защита изоляции силового оборудования

«Для защиты изоляции силового оборудования от грозových и коммутационных перенапряжений на подстанциях используются ограничители перенапряжений (ОПН)» [19].

В рамках реконструкции ПС «Ольгино» предлагается установка ограничителей перенапряжений с полимерной изоляцией следующих типов: ОПН 110 –УХЛ1, ОПН-35 – УХЛ1 и ОПН-110-УХЛ2.

Выбор ОПН и мест их установки выполняется в соответствии с [12] и с [8], [9]. Убедимся, что предлагаемые к установке ОПН удовлетворяют нормативным требованиям.

Проверим ограничители перенапряжений на стороне 110 кВ.

«Для повышения надёжности работы наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не менее, чем на 2–5%, выше наибольшего уровня напряжения сети в точке его установки» [9].

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение:

$$U_d \geq 1,05 \times \frac{U_{нс}}{\sqrt{3}}, \quad (26)$$

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

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

$$U_d = 88 \geq 1,05 \times \frac{U_{нс}}{\sqrt{3}} = 1,05 \times \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,5 \text{ кВ.}$$

«При проверке тока пропускной способности учитывается, что амплитуда испытательного прямоугольного импульса длительностью 2000 мкс для второго класса разряда линии» [7] (табл.1 [9]) должна составлять не менее, чем $I_{2000} = 450 - 600$ А. Ток пропускной способности выбранного ОПН равен $I_{2000} = 650$ А, что удовлетворяет данному критерию.

Для классификации ОПН используется величина номинального разрядного тока. «Ограничители, предназначенные для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ, должны иметь номинальный разрядный ток, равный 10 кА» [20].

Номинальный разрядный ток выбранного ОПН равен

$$I_H = 10 \text{ кА.} \quad (27)$$

«Величина коммутационных перенапряжений определяется значением остающегося напряжения на ограничителе $U_{\text{ост.30/60}}$, 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» [9].

Коммутационное перенапряжение:

$$U_K = K_H \times K_K \times \sqrt{2} \times U_{1 \text{ мин}}, \quad (28)$$

где $K_H = 1,35$ – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным;

$K_K = 0,9$ – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции;

$U_{1 \text{ мин}}$ – одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц для электрооборудования 110 кВ, нормируемое [4].

Остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе

$$U_{\text{ост.30/60}} \leq \frac{U_K}{1,15-1,2}. \quad (29)$$

Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе фронтом 8/20 мкс $U_{\text{ост.8/20}}$ (кВ) должно быть на 20–40% ниже нормируемого максимального значения испытательного напряжения грозовых импульсов для оборудования 110 кВ $U_{\text{ист}}$, кВ.

Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе:

$$U_{\text{ост.8/20}} \leq \frac{U_{\text{исп}}}{1,2-1,4}. \quad (30)$$

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» [3].

$$I_{\text{ср.ОПН}} \geq I_{\text{кз}}^{(3)} \quad (31)$$

где $I_{\text{ср.ОПН}}$ – ток срабатывания противовзрывного устройства ОПН, кА;

$I_{\text{кз}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

Удельная длина пути утечки для ограничителей должна быть на 20% выше, чем для остального оборудования:

$$L_{\text{у.ОПН}} \geq 1,2 \times L_{\text{у.обор.}} \quad (32)$$

где $L_{\text{у.ОПН}}$ – длина пути утечки внешней изоляции ОПН, см;

$L_{\text{у.обор.}}$ – длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования, см.

С учетом изложенных критериев выполняем проверку ОПН-110 УХЛ1. Каталожные данные ограничителя перенапряжения и результаты расчета

проверяемых показателей приводим в таблице 6. Очевидно, что предлагаемый к установке ОПН удовлетворяет всем перечисленным требованиям.

Таблица 6 – Проверка правильности выбора ОПН 110 кВ

Наименование параметра	Расчетные данные / Требуемые параметры	Каталожные данные ОПН ОПН-П1-110/88/10/2 IV УХЛ1
Номинальное напряжение сети, кВ	110	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ	76,5	88
Ток пропускной способности, А	450-600	650
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Остающееся напряжение на ограничителе при коммутационном импульсе, кВ	285,5	216
Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе, кВ	321	260
Устойчивость к току короткого замыкания, кА	1,941	40
Удельная длина пути утечки, см	336	390

Проверим ограничители перенапряжений на стороне 35 кВ.

«В сетях 6–35 кВ наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение выбирается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного класса напряжения по» [4].

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН:

$$U_d = 35 \geq U_{нр} = 35, \quad (33)$$

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

$U_{нр}$ – наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ.

«ОПН проверяется по номинальному разрядному току. Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН.

Ограничители, используемые для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ, должны иметь номинальный разрядный ток» [9], равный

$$I_H = 10 \text{ кА.} \quad (34)$$

Остающееся напряжение на ограничителе при коммутационном импульсе:

$$U_{\text{ост.30/60}} \leq K_{\text{и}} \times K_{\text{к}} \times \sqrt{2} \times U_{1 \text{ мин}}, \text{ кВ} \quad (35)$$

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

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

$U_{1 \text{ мин}}$ – одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц для электрооборудования 3–35 кВ нормируется [4].

Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе фронтом 8/20 мкс $U_{\text{ост.8/20}}$ (кВ) должно быть не больше 130 кВ (согласно табл. 2 [8]).

$$U_{\text{ост.8/20}} \leq 130 \text{ кВ;} \quad (36)$$

«ОПН проверяется по условиям обеспечения взрывобезопасности. Ток срабатывания противовзрывного устройства ОПН выбирают не менее, чем на 10% больше значения трехфазного тока КЗ в месте установки ограничителя» [9].

$$I_{\text{ср.ОПН}} \geq 1,1 \times I_{\text{кз}}^{(3)}, \text{ кА,} \quad (37)$$

где $I_{\text{ср.ОПН}}$ – ток срабатывания противозрывного устройства ОПН, кА;

$I_{\text{кз}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

ОПН проверяется по длине пути тока утечки. Длина пути утечки внешней изоляции ограничителя должна выбираться в зависимости от степени загрязнения по [6], но не менее 105 см для класса напряжения 35 кВ.

$$l_{\text{у.ОПН35}} \geq 105 \text{ см}, \quad (38)$$

где $l_{\text{у.ОПН35}}$ – длина пути утечки внешней изоляции ОПН, см.

В таблице 7 приведены паспортные и расчетные данные, используемые в качестве критериев правильности выбора ОПН-35.

Таблица 7 – Проверка правильности выбора ОПН 35 кВ

Наименование параметра	Расчетные данные	Каталожные данные ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ1
Номинальное напряжение сети, кВ	35	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ	40,5	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Остающееся напряжение на ограничителе при коммутационном импульсе, кВ	146,1	100
Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе, кВ	130	127
Устойчивость к току короткого замыкания, кА	1,247	40
Удельная длина пути утечки, см	105	168

Очевидно, что ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ1 ЗАО «ЗЭТО» удовлетворяет всем критериям проверки.

Проверим ограничители перенапряжений на стороне 10 кВ.

Длительное допустимое рабочее напряжение:

$$U_{\text{д}} = 10 \geq U_{\text{нр}} = 10 \quad (39)$$

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

$U_{нр}$ – наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ.

Номинальный разрядный ток:

$$I_H = 10 \text{ кА}, \quad (40)$$

Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН. «Ограничитель для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ должен иметь разрядный ток не менее 10кА» [3].

«Уровень выдерживаемых напряжений оборудованием 3–35 кВ при коммутационных перенапряжениях $U_{ост.30/60}$, кВ, определяется уровнем испытательных напряжений, которое нормируется» [4]:

$$U_{ост.30/60} \leq K_i \times K_k \times \sqrt{2} \times U_{1 \text{ мин}}, \text{ кВ}, \quad (41)$$

где $K_i = 1,35$ – коэффициент импульса, учитывающий

упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным;

$K_k = 0,9$ – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции;

$U_{1 \text{ мин}}$ – одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц для электрооборудования 3–35 кВ нормируется [4].

Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе фронтом 8/20 мкс $U_{ост.8/20}$, кВ, должно быть не больше 45 кВ (по табл. 2 [8]).

$$U_{ост.8/20} \leq 45 \text{ кВ}; \quad (42)$$

Для обеспечения взрывобезопасности ОПН ток срабатывания противовзрывного устройства ОПН выбирают не менее, чем на 10% больше значения трехфазного тока КЗ в месте установки ограничителя.

$$I_{\text{ср}} \geq 1,1 \times I_{\text{кз}}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (43)$$

где $I_{\text{ср.ОПН}}$ – ток срабатывания противовзрывного устройства ОПН, кА;

$I_{\text{кз}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

Длина пути утечки внешней изоляции ограничителя должна выбираться в зависимости от степени загрязнения по [6], но не менее 30 см для класса напряжения 10 кВ.

$$L_{\text{у.ОПН10}} \geq 30 \text{ см}, \quad (44)$$

где $L_{\text{у.ОПН10}}$ – длина пути утечки внешней изоляции ОПН, см.

Параметры и расчетные характеристики ОПН сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Проверка правильности выбора ОПН 10 кВ

Наименование параметра	Расчетные данные	Каталожные данные ОПН-П1-10/13,7/10/650УХЛ1
Номинальное напряжение сети, кВ	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ	12	13,7
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Остающееся напряжение на ограничителе при коммутационном импульсе, кВ	60,12	34,9
Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе, кВ	45	43,4
Устойчивость к току короткого замыкания, кА	3,25	40
Удельная длина пути утечки, см	30	39

Очевидно, что ОПН-П1-10/13,7/10/650 УХЛ1 ЗАО «ЗЭТО» удовлетворяет установленным нормативным требованиям и может быть установлен на реконструируемом объекте.

Теперь проведем проверку заменяемых разъединителей.

Сначала выполним проверку разъединителей на стороне 110 кВ.

Для установки выбираем разъединители с полимерной изоляцией типа РГНП-110.П/1000 УХЛ1 с двигательными приводами и выносными блоками управления производства ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки. Выполняем проверку выбранных разъединителей на соответствие таким нормативным требованиям как поминальное напряжение, номинальный ток, токам динамической и термической стойкости.

Проверка по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} = U_{\text{ном.сети}} \quad (45)$$
$$U_{\text{ном}} = 115 \text{ кВ} = U_{\text{ном.сети}} = 115 \text{ кВ.}$$

Проверка по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч.}} \quad (46)$$
$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} \geq I_{\text{ном.расч.}} = 190 \text{ А.}$$

Здесь в качестве номинального расчетного тока выбран максимальный ток линии (ячейки) согласно данным, предоставленным филиалом ПАО «МРСК Волги» «Самарские распределительные сети» Чапаевским производственным отделением: $I_{\text{ном.расч}} = 190 \text{ А}$.

Проверка по току динамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.}} \quad (47)$$

где $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ – ток электродинамической стойкости разъединителя;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ.

Величина ударного тока КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 1,941 = 4,94 \text{ кА.} \quad (48)$$

Условие проверки по току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k. \quad (49)$$

Расчётный тепловой импульс:

$$B_k = 1,941^2 \times 0,1 = 0,4 \text{ кА}^2 \text{ с.} \quad (50)$$

Термическая стойкость выбранного разъединителя:

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 31,5^2 \times 0,1 = 99,22 \text{ кА}^2 \text{ с.} \quad (51)$$

Результат проверки представим в виде таблицы 9.

Таблица 9 – Проверка правильности выбора разъединителей на стороне 110кВ

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	U _{н.с.} , кВ	I _{нр} , А	I _{по} , кА	i _{уд} , кА	B _к , кА ² с	U _н , кВ	I _н , А	I _т , кА	i _{дин} , кА	I ² × t кА ² с
РГНП-110.П/1000 УХЛ1	110	190	1,941	4,94	0,4	110	1000	31,5	80	99,22

Теперь проверим разъединители на стороне 35 кВ.

Для стороны 35 кВ выбираем разъединители с полимерной изоляцией типа РГП-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами производства ЗАО «ЗЭТО» .

Проверка по номинальному напряжению:

$$U_{ном} = U_{ном.сети}, \quad (52)$$

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ}.$$

При проверке по номинальному току за номинальный выбираем максимальный ток силового трансформатора 16 МВА.

$$I_{\text{ном.расч}} = 263,93 \text{ А}; \quad (53)$$

$$I_{\text{ном.}} = 1000 \geq I_{\text{ном.расч.}} = 263,93 \quad (54)$$

Проверка по току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 1,247 = 3,26 \text{ кА}; \quad (55)$$

$$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}. \quad (56)$$

Проверка по току термической стойкости:

$$B_{\text{к}} = 1,247^2 \times 0,1 = 0,16 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (57)$$

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 20^2 \times 0,1 = 40 \text{ кА}^2\text{с}; I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}. \quad (58)$$

Данные проверки разъединителей 35 кВ помещаем в таблицу 10.

При расчете за $I_{\text{нр}}$ взят максимальный ток силового трансформатора ближайшей большей мощности –16 МВА, равный 263,93А.

Таблица 10 – Проверка правильности выбора разъединителей на стороне 35 кВ

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	$U_{\text{н.с.}}$ кВ	$I_{\text{нр}}$ А	$I_{\text{по}}$ кА	$i_{\text{уд}}$ кА	$B_{\text{к}}$ кА ² с	$U_{\text{н}}$ кВ	$I_{\text{н}}$ А	$I_{\text{т}}$ кА	$i_{\text{дин}}$ кА	$I^2 \times t$ кА ² с
РГП-35.П/1000 УХЛ1	35	263,93	1,247	3,26	0,16	35	1000	20	50	40

Очевидно, что параметры РГНП-110.П/1000 УХЛ1 и РГП-35.П/1000 УХЛ1, полностью соответствуют установленным нормативным требованиям.

Выводы по разделу 2.

Предлагаемые к установке два силовых трансформатора ТДТН-10000/110 У1 обеспечивают передачу электроэнергии потребителям в необходимом объеме в нормальном и аварийном режимах работы.

Устанавливаемые на подстанции автоматические выключатели типов ВГТ-110-III-40/2000 У1, ВВСТ-35-1-25/1600 УХЛ1 и ISM_15_LD1-20/1000 У1 удовлетворяют всем нормативным требованиям, обеспечивают надежные оперативные переключения и защиту электрооборудования ПС.

ОПН типов ОПН 110 –УХЛ1, ОПН-35 – УХЛ1 и ОПН-110-УХЛ2 соответствуют критериям проверки и гарантируют защиту изоляции силового оборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Проверено, что силовое оборудование на подстанциях с напряжением 110, 35 и 10 кВ стабильно работает при нагрузке, создаваемой силовыми трансформаторами мощностью 10 МВА. Поэтому нет необходимости в использовании токоограничивающих реакторов.

3 Проверка заземления подстанции

«Проверку следует выполнять с соблюдением требований к их сопротивлению» [14], [21]. Полоса прокладывается в земле, вокруг территории подстанции, образуя сетку. Проектируемый контур заземления прокладывается в месте установки нового оборудования и строительных сооружений. «Проектируемое заземляющее устройство подстанции выполняем в виде сетки из стальных полос сечением 40×5 мм и вертикальных электродов длиной 5 м диаметром 16 мм» [10].

Рассчитаем заземляющее устройство подстанции «Ольгино». Площадь для заземления оборудования 75м×67,5м, грунт однородный – глина. «Ток однофазного замыкания на землю для данной ПС – 2,5кА» [8].

Для заземления данной подстанции используем сложный заземлитель, который будет состоять из вертикальных и горизонтальных заземлителей. При определении параметров заземлителей будем исходить из следующих условий:

- Расстояние между полосами горизонтальных заземлителей не должно превышать 30 м;

- Максимально допустимое сопротивление заземления не должно превышать $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$;

- Сопротивление тела человека равно $R_{ч} = 1000 \text{ Ом}$.

Напряжение прикосновения не должно превышать $U_{пр.доп.} \leq 500 \text{ В}$ для времени отключения КЗ, не превышающего 1 с.

Сопротивление растекания тока

$$R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с.} = 1,5 \cdot 40 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (58)$$

где $\rho_{в.с.} = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление грунта, состоящего из глины.

Коэффициент, зависящий от сопротивлений тела человека и растекания тока от ступней.

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 60} = 0,94 . \quad (59)$$

При формировании заземления из заземлителей, размеры которых указаны выше, образуется решетка размером $75\text{м} \times 67,5\text{м} = 5062,5\text{м}^2$ с ячейками размером $15\text{м} \times 22,5\text{м}$.

Общая длина горизонтальных заземлителей

$$L_{\text{г}} = 75 \cdot 3 + 67,5 \times 5 = 562,5 \text{ м.}$$

Коэффициент напряжения прикосновения сложного заземлителя

$$k_{\text{П}} = \frac{M\beta}{\left(\frac{L_{\text{Б}}L_{\text{г}}}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 562,5}{18,37 \cdot \sqrt{5062,5}}\right)^{0,45}} = 0,64, \quad (60)$$

где $a = \sqrt{S} = \sqrt{15 \times 22,5} = 18,37$ – расстояние между вертикальными заземлителями расчетной модели заземляющего устройства,
 $M=0,5$ – при соотношении удельных сопротивлений двухслойных грунтов $\rho_1/\rho_2=1$.

Определяем напряжение на заземлителе

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{k_{\text{П}}} = \frac{500}{0,64} = 780,17\text{В.} \quad (61)$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства

$$R_{\text{з.доп}} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{780,71}{2500} = 0,31 \text{ Ом,} \quad (62)$$

где $I_3 = 2,5 \text{ кА}$ – расчетный ток однофазного КЗ на стороне 110кВ.

Определяем относительную длину погружения вертикальных заземлителей.

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 2,5}{\sqrt{5062,5}} = 0,105 > 0,1. \quad (63)$$

где $t = 2,5 \text{ м}$ – глубина заглубления вертикального заземлителя.

Так как $H_{\text{отн}} > 0,1$, то параметр A определяем по формуле

$$A = \left(H_{\text{отн}} - 0,25 \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \right) = 0,1105 - 0,25 \frac{5 + 2,5}{\sqrt{5062,5}} = 0,079. \quad (64)$$

Общее сопротивление заземляющего устройства при погонном сопротивлении материала равно 17 Ом/м.

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_{\text{г}} + L_{\text{в}}} = 0,079 \frac{17}{\sqrt{5062,5}} + \frac{27}{562,5 + 5 \times 16} = 0,045 \text{ Ом}. \quad (65)$$

Сравниваем сопротивление заземлителя с допустимым сопротивлением.

$$R_{3,\text{доп}} = 0,31 \text{ Ом} > R_3 = 0,045 \text{ Ом}. \quad (66)$$

Сопротивление заземлителя больше допустимого значения.

Определим напряжение прикосновения.

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} I_3 R_3 = 0,64 \cdot 2500 \cdot 0,045 = 72,65. \quad (67)$$

Напряжение прикосновения меньше допустимой величины.

«Сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок напряжением выше 1 кВ выбирается по условиям термической стойкости при допустимой температуре нагрева 400 °С» [13].

Расчет горизонтальных заземлителей на термическую стойкость произведем согласно [15].

В качестве расчетного выбираем наиболее тяжелый режим – однофазное замыкание на землю на стороне 110 кВ. По кривой, соответствующей материалу проверяемого проводника ([15], рис.8.8) исходя из начальной температуры проводника $\theta_n = +20,4^\circ\text{C}$, находим величину, зависящую от удельной теплоемкости и удельного сопротивления – $A_{\theta_n} = 0,1 \times 10^4 \text{A}^2 \times \frac{\text{с}}{\text{мм}^4}$.

Определяем значение интеграла Джоуля V_k при расчетных условиях КЗ;

$$V_k = I_{\text{п0}}^2 \times (t_{\text{откл}} + T_{\text{а.эк}}), \text{A}^2 \times \text{с} \quad (68)$$

где $I_{\text{п0}}$ – расчетный ток однофазного КЗ, А;

$t_{\text{откл}}$ – время действия релейной защиты, с;

$T_{\text{а.эк}}$ – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

$$V_k = (2,561 \times 10^3)^2 \times (0,1 + 0,01) = 1,049 \times 10^6 \text{A}^2 \text{с}.$$

Минимальное возможное сечение проводника:

$$S_{\text{тер}} = \sqrt{\frac{V_k}{A_{\text{ук.доп}} - A_{\text{ун}}}}, \text{мм}^2, \quad (69)$$

где $A_{\text{ук.доп}}$ – значение величины $A_{\text{в}}$ соответствующее предельно допустимому значению температуры проводника (400 °С);

$A_{\text{ук.доп}} = 0,6 \times 10^4 \text{A}^2 \text{с}/\text{мм}^4$ – для стальной шины;

$A_{\text{ун}}$ – значение величин $A_{\text{в}}$, соответствующее начальной, температуре нагрева проводника.

$$S_{\text{тер.мин}} = \sqrt{\frac{1,049 \times 10^6}{0,6 \times 10^4 - 0,1 \times 10^4}} = 14,487 \text{ мм}^2.$$

Согласно [18] при использовании стальных заземлителей к расчетному значению сечения, выбранного по термической стойкости ($S_{\text{тер.мин}}$), добавляется сечение $S_{\text{кор}}(t)$, «которое будет потеряно стальным заземлителем из-за коррозии за время дальнейшей эксплуатации электроустановки.» [18] Таким образом, сечение стального заземляющего проводника должно быть равным:

$$S_{\text{полн.}} = S_{\text{тер.мин}} + S_{\text{кор.}} \quad (70)$$

Если $\delta_k(t)$ – глубина (мм) коррозии стального заземлителя для требуемого срока службы электроустановки, то добавка к сечению по термической стойкости заземлителя по условиям коррозии составит:

$$S_{\text{кор}}(t) = \pi \times \delta_k(t) \times \left(\sqrt{\frac{4 \times S_{\text{тер.мин}}}{\pi}} + \delta_k(t) \right). \quad (71)$$

Глубина коррозии согласно [18] п. П.А.6 определяется:

$$\delta_k(t) = a_k \times (\ln t)^3 + b_k \times (\ln t)^2 + c_k \times \ln t + d_k, \quad (72)$$

где t – расчетное время эксплуатации заземлителя в месяцах

(не менее 30 лет), а коэффициенты a_k , b_k , c_k , d_k принимаются

по таблице [18] П.А.9 с учетом

коррозионной зоны грунта.

$$\delta_k(t) = a_k \times (\ln 30)^3 + b_k \times (\ln 30)^2 + c_k \times \ln 30 + d_k.$$

С учетом физико-химических параметров грунта определяем, что подстанция «Ольгино» относится к четвертой коррозионной группе. Таким образом, расчетная глубина коррозии стального заземлителя через 30 лет эксплуатации составит 0,81 мм. По формулам (70) и (71) находим минимально допустимое сечение стального проводника.

$$S_{\text{кор}}(t) = 3,14 \times 0,81 \times \left(\sqrt{\frac{4 \times 14,487}{3,14}} + 0,81 \right) = 12,993 \text{ мм}^2;$$

$$S_{\text{полн.}} = 14,487 + 12,993 = 27,48 \text{ мм}^2.$$

Критерий правильности выбранного сечения проводника заземлителя:

$$s \geq S_{\text{полн.}}, \text{ мм}^2.$$

Поскольку в качестве горизонтальных заземлителей выбрана стальная полоса сечением 40×5 мм, до стандартное условие термической стойкости проводника выполняется:

$$200 \text{ мм}^2 \geq 27,48 \text{ мм}^2.$$

Далее выполним проверку по термической стойкости к токам КЗ медных вертикальных заземлителей. «Сечение заземляющих проводников для электроустановок напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью выбирается по условиям протекания по ним наибольшего тока однофазного КЗ. Температура медных заземляющих проводников не должна превышать 160 °С, для стальных – 400 °С» [5].

Расчет допустимого сечения производим по следующей формуле:

$$S = \frac{\sqrt{I^2 \times t}}{k}, \text{ мм}^2, \quad (73)$$

где I – действующее значение однофазного тока короткого

замыкания, кА;

t – время действия релейной защиты, с;

k – коэффициент, зависящий от материала защитного проводника, изоляции, прилегающих частей, начальной и конечной температуры;

$$k = \sqrt{\frac{Q_c \times (\beta + 20^\circ\text{C})}{\rho_{20}} \times \ln\left(1 + \frac{\theta_f - \theta_i}{\beta + \theta_i}\right)}, \quad (74)$$

где Q_c – объемная теплоемкость материала проводника при 20 °С,

Дж/с·мм³ (табл. А.54.1);

β – величина, обратная температурному коэффициенту проводника при 0 °С, °С (табл. А.54.1);

ρ_{20} – удельное электрическое сопротивление проводника при 20 °С, Ом·мм (табл. А.54.1);

θ_i – начальная температура проводника, °С. В качестве начальной принята температура $\theta_i = 20,4^\circ\text{C}$;

θ_f – конечная температура, °С. В качестве конечной принята температура $\theta_f = 160^\circ\text{C}$.

$$k = \sqrt{\frac{3,45 \times 10^3 \times (234,5 + 20)}{17,241 \times 10^{-6}} \times \ln\left(1 + \frac{160 - 20,4}{234,5 + 20,4}\right)} = 149,138;$$

$$S = \frac{\sqrt{(2,561 \times 10^3)^2 \times 0,1}}{149,138} = 6,651 \text{ мм}^2.$$

Сечение проводника проверяем по стандартному условию:

$$S \geq S_{\text{тер.мин}}, \text{ мм}^2. \quad (75)$$

Как было показано выше, в качестве заземляющего проводника выбран медный провод ПуГВнг(А)-LS сечением 16 мм². Следовательно, проверочное условие выполняется:

$$16 \text{ мм}^2 \geq 6,651 \text{ мм}^2.$$

Аналогично проведем расчет стальных проводников. При этом учтем, что свойства стального материала $Q_c = 3,8 \times 10^3 \text{ Дж/с} \cdot \text{мм}^3$, $\beta = 202^\circ\text{C}$, $\rho_{20} = 138 \times 10^{-6} \text{ Ом} \cdot \text{мм}$.

$$k = \sqrt{\frac{3,8 \times 10^3 \times (202 + 20)}{138 \times 10^{-6}} \times \ln\left(1 + \frac{400 - 20,4}{202 + 20,4}\right)} = 78;$$

$$S = \frac{\sqrt{(2,561 \times 10^3)^2 \times 0,1}}{78} = 12,713 \text{ мм}^2.$$

Проверяем стальную полосу 40×5 мм по стандартному условию:

$$200 \text{ мм}^2 \geq 12,763 \text{ мм}^2.$$

Очевидно, что выбранная стальная полоса удовлетворяет условию термической стойкости к токам КЗ.

Вывод к разделу 3.

Проектируемое заземляющее устройство подстанции выполнено в виде сетки из стальных полос сечением 40×5 мм и вертикальных электродов диаметром 16 мм, длиной 5 м. Проводники заземляющего устройства подходят для заземления оборудования подстанции с учетом требований термической и электродинамической стойкости к токам КЗ.

4 Проверка молниезащиты подстанции

Расчет молниезащиты подстанции выполняем согласно [16].

«По опасности ударов молнии реконструируемая подстанция располагается в районе со среднегодовой продолжительностью гроз 40-60 часов и относится к специальным объектам с ограниченной опасностью.

Элементы подстанции защищаются молниеотводами с зоной защиты для специальных объектов согласно» [16]. Эта зона обладает надежностью $P=0,9$.

Для внешней системы молниезащиты подстанции используем четыре отдельно стоящих молниеотвода. Тип и высоту устанавливаемых молниеотводов выбираем исходя из допустимого уровня надежности защищаемого объекта. Высоты молниеприемников указаны в таблице 11. При таких размерах молниеприемников будет обеспечен требуемый уровень надежности защиты электрооборудования подстанции от прямых ударов молний [25].

Таблица 11 – Высота молниеприемников

Наименование молниеприемника	Высота, м
M1	45,5
M2	21,5
M3	21,5
M4	21,5

«Зоной защиты стержневого молниеотвода, высотой h , является круговой конус высотой $h_0 = 0,85 \cdot h$ и радиусом на уровне земли $r_0 = 1,2 \cdot h$.» [19].

Радиус горизонтального сечения r_x , на высоте h_x определяется по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \times (h_0 - h_x)}{h_0}. \quad (79)$$

Расчет горизонтальных сечений зон защиты выполняется для каждого молниеприемника на высотах $h_1 = 6$ м и $h_2 = 12$ м.

Приведем расчет размеров зон защиты для молниеприемника М1.

$$h_0 = 0,85 \cdot 45,5 = 38,68 \text{ м};$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 45,5 = 54,6 \text{ м};$$

$$r_1 = \frac{54,6 \times (38,68 - 12)}{38,68} = 37,659 \text{ м};$$

$$r_2 = \frac{54,6 \times (38,68 - 6)}{38,68} = 46,129 \text{ м};$$

Аналогично выполняем расчеты для остальных молниеприемников. Результаты расчета горизонтальных сечений зон защиты приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Горизонтальные зоны защиты молниеприемников

Наименование молниеприемника	Высота конуса зоны защиты, м	Радиус конуса зоны защиты, м	Радиусы горизонтального сечения на высоте, м:	
			6 м	12 м
М1	38,68	54,6	46,129	37,659
М2	18,275	25,8	17,329	8,859
М3	18,275	25,8	17,329	8,859
М4	18,275	25,8	17,329	8,859

На рисунках 3 и 4 показаны расположение горизонтальных защитных зон молниеприемников с разной и одинаковой высотами.

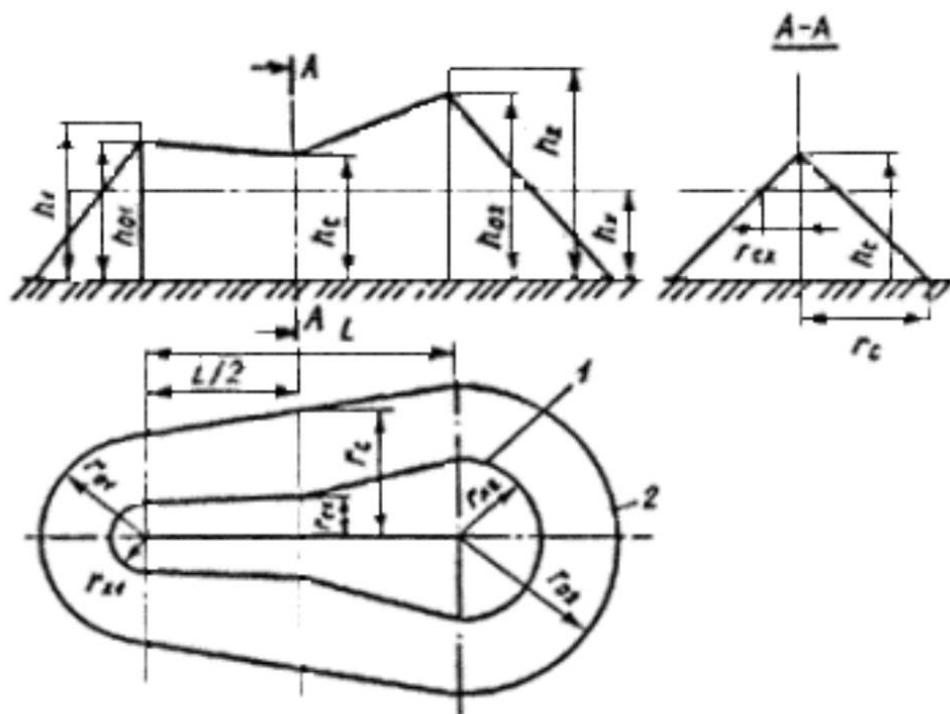


Рисунок 3 – Зона защиты двух стержневых молниеотводов разной высоты

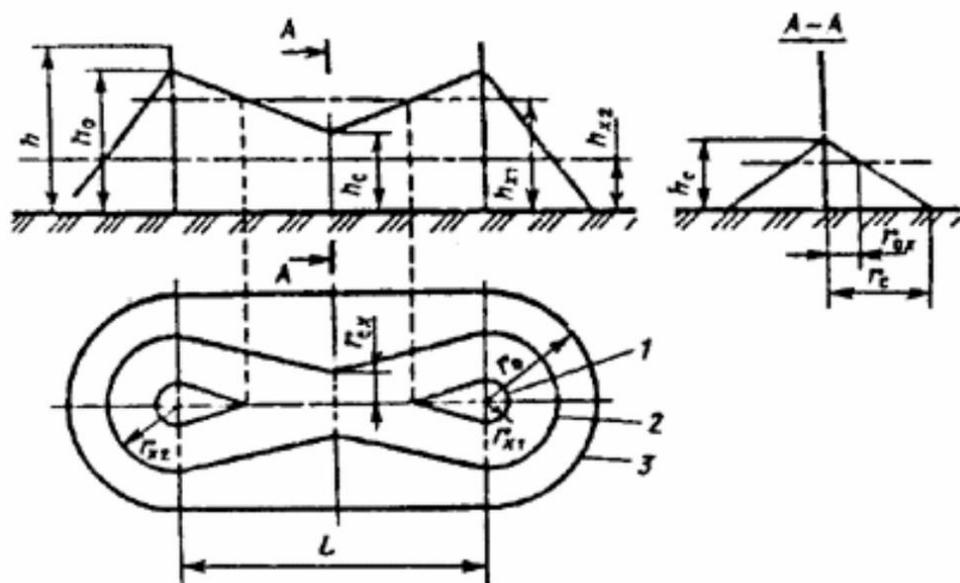


Рисунок 4 – Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты

Молниеотводы считаются совместно действующими, если расстояние между молниеприемниками L не превышает величины $L_{max} = 5,75 \times h$ (для молниеотводов высотой меньше 30м). «Размеры внутренних областей зон защит двойных молниеотводов определяются параметрами h_0 (максимальная зона защиты непосредственно у молниеотводов) и h_c (минимальная зона защиты посередине между молниеотводами)» [1]. «При расстоянии между молниеотводами $L \leq L_c$ граница зоны не имеет провиса ($h_c = h_0$), $L_c = 2,5 \cdot h$ (для молниеотводов высотой меньше 30м)» [20].

Если $L_c \leq L \leq L_{max}$, то:

$$h_c = \frac{(L_{max} - L - m)}{(L_{max} - L_c)} \times h_0, \text{ м}; \quad (80)$$

$$r_{cx} = r_0 \times \frac{(h_c - h_x)}{h_c}, \text{ м}. \quad (81)$$

Выполняем попарный расчет для молниеприемников М1 и М2, имеющих разную высоту.

$$L = 36 \text{ м};$$

$$L_{max} = 5,75 \times 33,5 = 192,6 \text{ м};$$

$$L_c = 2,5 \times 33,5 = 83,75 \text{ м};$$

$$h_c = h_0 = 28,48 \text{ м};$$

$$r_{cx} = 40,2 \times \frac{(28,48 - 12)}{28,48} = 23,26 \text{ м};$$

$$r_{cx} = 40,2 \times \frac{(28,48 - 6)}{28,48} = 31,7 \text{ м};$$

Рассчитываем расчет зон защиты для пары молниеприемников М2 и М3 одинаковой высоты.

$$L = 65,7 \text{ м};$$

$$L_{max} = 5,75 \times 21,5 = 123,625 \text{ м};$$

$$L_c = 2,5 \times 21,5 = 53,75 \text{ м};$$

$$h_c = \frac{(123,625 - 65,7)}{(123,625 - 53,75)} \times 18,275 = 15,15 \text{ м};$$

$$r_{cx} = 25,8 \times \frac{(18,275 - 12)}{18,275} = 5,364 \text{ м};$$

$$r_{cx} = 25,8 \times \frac{(18,275 - 6)}{18,275} = 15,58 \text{ м};$$

Для всех остальных попарно взятых молниеприемников расчет выполняем аналогично. Результаты расчета помещаем в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет горизонтальных сечений зон защиты

Наименование молниеприемника	L , м	h_c	r_{cx}	
			6 м	12 м
М1 и М2	36	33,5	31,7	23,26
М1 и М3	74,9	30,737	32,35	24,5
М1 и М4	65,7	33,2	32,9	25,7
М2 и М3	65,7	15,15	15,58	5,36
М2 и М4	75,7	12,56	13,48	1,15
М3 и М4	37,5	18,275	17,33	8,86

Вывод к разделу 4.

Для защиты электрооборудования ПС-110/10/35 кВ ПС «Ольгино» от прямых ударов молнии предложено использовать внешнюю систему молниезащиты, состоящую из четырех отдельно стоящих молниеотводов высотой от 21,5 до 45,5 м.

Проведенный расчёт размеров защищаемых зон спроектированной системы молниезащиты ПС показал, что электрооборудование подстанции защищено от попадания прямых ударов молнии с вероятностью $P=0,9$.

5 Компоновка оборудования при реконструкции подстанции

Реконструкция подстанции планируется проводить в два этапа. На первом этапе будет проводиться замена первой системы шин (1 с.ш.) открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ. На втором этапе заменяется вторая система шин (2 с.ш.) ОРУ 110 кВ, обе системы шин ОРУ 35 кВ и КРУН 10кВ.

Силовые трансформаторы ТДТН-10000/110/35/10 У1 устанавливаются на ОРУ 110 кВ на фундаменты без использования катков.

Силовые трансформаторы соединяются с КРУН 10 кВ шинными мостами, которые выполняются изолированным проводом 2×СИП-3 1×240. Для шинных мостов используются блоки опорных изоляторов типа ОСК с полимерной изоляцией.

Для проезда транспорта предусматривается дорога шириной 4,5м и 3,5м.

Силовое электрооборудование на ОРУ 35кВ и 110кВ устанавливается на отдельно стоящие металлоконструкции производства ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки. Фундаменты под оборудование выполняются лежневого типа.

Для уменьшения габаритов на ОРУ 110 кВ и 35 кВ применяется жесткая ошиновка соответствующего класса напряжения. Спуски к оборудованию выполняются неизолированным проводом АС-120/19.

Воздушные линии 110кВ и 35кВ заводятся на приемные порталы соответствующего класса напряжения. Порталы – трубчатого профиля с антикоррозийной защитой в виде оцинковки.

Главные и заземляющие ножи разъединителей 110 кВ приводятся в движение двигательными приводами. Для их управления используются блоки, расположенные на отдельных металлоконструкциях. А ножи разъединителей 35 кВ приводятся в движение ручным приводом.

Силовые и контрольные кабели по территории подстанции прокладываются в железобетонных лотках.

На низкой стороне ПС «Ольгино» устанавливается блочно-модульное здание КРУН 10кВ, изготовленное ЗАО «ГК «Электроцит»- ТМ Самара», г. Самара. Здание устанавливается на поверхностные фундаменты из железобетонных лежней.

РУ 10 кВ выполняется ячейками К-59 одностороннего обслуживания с выкатными элементами на номинальные токи 1600А и 1000А. Вводные ячейки РУ 10 кВ выполняются с воздушными выводами. Для отходящих линий применяются воздушные и кабельные выводы.

Для электроснабжения собственных нужд применяются два герметичных масляных трансформатора типа ТМГэ2-100/19/0,4 УХЛ1, которые устанавливаются на открытой части подстанции. Трансформаторы собственных нужд (ТСН) кабелем подключаются к соответствующим ячейкам КРУН-10. Это обеспечивает более высокую надежность сети собственных нужд по сравнению с вариантом подключения к силовому трансформатору через шинный мост. При аварии на одной из с.ш. 110 кВ за счет работы АВР на стороне 10 кВ оба ТСН останутся в работе. ТМГэ2-100/19/0,4 выполняются со схемой соединения обмоток Δ/Z_{H-11} . Данная схема позволяет повысить чувствительность выключателей при однофазном к.з. в сети собственных нужд.

На ПС «Ольгино» применяется система оперативного постоянного тока на напряжение 220 В. В качестве источника постоянного оперативного тока принимаются два зарядно-подзарядных выпрямительных устройства ЗПУ-25/220-УХЛ4 с номинальным током 25А.

Наружное освещение выполняется прожекторами. В здании КРУН-10 имеется система рабочего и аварийного освещения, выполненная посредством светодиодных светильников.

Вывод по разделу 5.

В данном разделе описаны ключевые технические решения, используемые при реконструкции. На графических листах № 2, № 3 и № 6 можно видеть, как выполняется компоновка оборудования ПС «Ольгино».

Заключение

В данной ВКР показано, что оборудование электрической части ПС 110/35/10 кВ «Ольгино» исчерпало свой ресурс и требует замены. С целью повышения надежности электроснабжения потребителей требуется реконструкция. Выбор оборудования электрической части ПС «Ольгино» проводился с учетом исходных данных по нагрузке и токам к.з, полученных в ходе практики в ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». В соответствии с имеющейся схемой РУ 110кВ «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий» предложено к установке два силовых трехобмоточных трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 У1 с регулированием напряжения под нагрузкой и масляным охлаждением с принудительной циркуляцией воздуха. Правильность выбора проверена и показана, что трансформаторы мощностью 10 МВА обеспечивают потребителей электроэнергией в необходимом объеме. В качестве ключевых технических решений, используемых при реконструкции, можно отметить следующие. На стороне 110кВ предложено использовать элегазовые выключатели, а на сторонах 35 кВ и 10 кВ – вакуумные. Для создания видимого разрыва цепи предложено использовать разъединители с полимерной изоляцией, на стороне 110 кВ – с двигательным приводом, на сторонах 35 и 10 кВ – с ручным. Обеспечить защиту изоляции оборудования ПС предложено за счет ограничителей перенапряжений с полимерной изоляцией соответствующего класса напряжения. Для подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты предложено в ОРУ 110 кВ установить элегазовые трансформаторы тока и напряжения, в ОРУ 35 кВ и РУ 10 кВ – трансформаторы тока и напряжения с литой изоляцией.

Благодаря предложенной реконструкции возрастет безотказность и ремонтпригодность установленного электрооборудования, что обеспечит повышение надежности электроснабжения потребителей ПС «Ольгино». Таким образом, цель ВКР достигнута.

Список используемых источников

1. Дьяков А. Ф, Кужекин И. П., Максимов Б. К., Темников А. Г. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике. М.: Издательский дом МЭИ. 2009. 455 с.
2. ГОСТ 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – Утв. 2007-07-12.
3. ГОСТ Р 52725-2007. Ограничители перенапряжений нелинейных для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. – Введ. 2008-01-01.
4. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. – Введ. 1999-01-01.
5. ГОСТ Р 50571.5.54-2013. Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов. – Введ. 2013-09-06.
6. ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции. – Введ. 1990-07-01.
7. Залесова О. В. Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения. Труды Кольского научного центра РАН. 2019. Т. 10. №5 (18). С. 125-132 URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41757569> (дата обращения 15.05.2023).
8. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6–35 кВ. РАО «ЕЭС России». URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293850/4293850515.pdf> (дата обращения 17.05.2023).

9. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ. РАО «ЕЭС России». URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/teh/mu_opn_110_750.pdf (дата обращения 15.05.2023).

10. Министерство энергетики Российской Федерации. Инструкция по устройства молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: ЦПТИ ОРГРЭС. 2004. 60 с.

11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. URL: <http://pue7.ru/pte/punkt.php?n=2.1.1&k=2.1.42> (дата обращения 18.05.2023).

12. Правила устройства электроустановок. Издание 7. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. URL: http://elec72.ru/article/pue7/pue7_4.html?ysclid=lht2wr09i146465689 (дата обращения 18.05.2023).

13. Правила устройства электроустановок. Издание 7. Заземляющие проводники. URL: https://ground-pin.ru/files/pue_1_7.pdf (дата обращения 18.05.2023).

14. Правила устройства электроустановок. Издание 7. Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью. URL: https://ground-pin.ru/files/pue_1_7.pdf (дата обращения 18.05.2023).

15. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – Введ. 1998-03-23.

16. СО-153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Введ. 2003-00-30.

17. СТО 56947007-29.240.10.028—2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ. – Введ. 2017-08-25.

18. СТО 56947007-29.130.15.114-2012, руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. – Введ. 2012-02-03.
19. СТО 56947007-29.240.01.221-2016 Руководство по защите электрических сетей напряжением 110 – 750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. – Введ. 2016-05-16.
20. Шарапов Р.В О проектировании молниезащиты. // Владимирский государственный университет. URL: <http://elibrary.ru/item.asp?id=34944293>. (дата обращения 15.05.2023)
21. Joffe E. B., Lock K.-S. Grounds for Grounding: A Circuit to System Handbook New York: Wiley-IEEE Press. 2010. 1064 p.
22. Christophorou LG, Olthoff JK, editors. Gaseous Dielectrics IX. New York: Springer, 2001. 660 pp.
23. Dharmesh P., Nilesh C. Digital Protective Schemes for Power Transformer. Singapore: Springer. 2020. 193 pp.
24. Krieg T, Finn J, editors. Substations. Bern: Springer International Publishing. 2019. 1079 pp.
25. Misrikhanov M. S., Mozgalev K. V., Shuntov A. V. Reliability of Gas Insulated Substations and Switchgears with Traditional Insulation // Power Technology and Engineering. No. 37, 2003. pp. 377-383.