

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))/(специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части подстанции Тюменских
распределительных сетей

Студент

П.В. Уренюк

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доц. М.Н. Третьякова

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

(личная подпись)

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе (ВКР) проведена реконструкция электрической части подстанции ПС-35/10 кВ «Цингалы» Тюменских распределительных сетей.

Работа состоит из четырёх разделов, в которых, в соответствии с поставленной целью, решены следующие основные задачи:

- проведен анализ технической характеристики ПС-35/10 кВ «Цингалы» и обоснована необходимость проведения реконструкции;

- предложены технические решения для проведения реконструкции системы электроснабжения ПС-35/10 кВ «Цингалы», связанные с реконструкцией схемы электрических соединений, расчётом электрических нагрузок, выбором сечения проводников воздушных линий напряжением 35 кВ и 10 кВ, аппаратов, шин, изоляторов;

- разработаны мероприятия по реконструкции релейной защиты и автоматики, для чего проанализированы общие требования, предъявляемые к релейной защите и автоматике, осуществлён выбор блоков микропроцессорных защит, проведён расчет уставок микропроцессорных защит линий и трансформаторов, а также уставок автоматики;

- проработаны мероприятия по обеспечению безопасных условий эксплуатации ПС-35/10 кВ «Цингалы», включая расчёт контура заземления подстанции.

Работа состоит из 63 страниц, 6 чертежей формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Анализ схемы электрических соединений и разработка плана реконструкции ПС-35/10 кВ «Цингалы»	6
1.1. Краткая характеристика объекта проектирования	6
1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции	8
2 Реконструкция силового оборудования ПС-35/10 кВ «Цингалы».....	10
2.1 Реконструкция схемы электрических соединений.....	10
2.2 Расчёт электрических нагрузок	11
2.3 Выбор сечения проводников воздушной линии 35 кВ	13
2.4 Выбор сечения проводников воздушных линий 10 кВ.....	14
2.5 Проверка силовых трансформаторов с учётом проведённой реконструкции	15
2.6 Расчёт токов короткого замыкания	16
2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов	21
2.8 Выбор шин	29
2.9 Выбор изоляторов	32
3 Реконструкция релейной защиты и автоматики ПС-35/10 кВ «Цингалы»	35
3.1 Выбор блоков микропроцессорных устройств для релейной защиты и автоматики ПС-35/10 кВ «Цингалы»	35
3.2 Определение максимального рабочего тока	35
3.3 Выбор коэффициента трансформации трансформаторов тока	37
3.4 Расчет уставок микропроцессорных защит трансформаторов	38
3.5 Расчет уставок микропроцессорных защит линий	42
3.6 Автоматика и сигнализация	48
4 Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ПС-35/10 кВ «Цингалы»	53

4.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности	53
4.2. Расчёт контура заземления ПС-35/10 кВ «Цингалы»	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	62

ВВЕДЕНИЕ

В сетях электроснабжения самыми многочисленными являются распределительные подстанции. Безотказность работы электрооборудования этих объектов непосредственно сказывается на надежности электроснабжения потребителей. Работа распределительных подстанций, в том числе и ПС-35/10 кВ «Цингалы» Тюменских распределительных сетей, должна осуществляться при соблюдении требований, предъявляемых к качеству электроэнергии, передаваемой потребителям, согласно нормам [1 – 5].

Многие годы модернизации подстанций данного уровня не уделялось достаточного внимания и средств. При этом жизнь идёт вперёд. К энергосистеме подключаются новые потребители. Это в полной мере относится к ПС-35/10 кВ «Цингалы» Тюменских распределительных сетей.

В данный момент, например, требуется подключить дополнительную нагрузку, связанную с увеличением мощности потребителей, питающихся от указанной ПС-35/10 кВ «Цингалы» на напряжении 10 кВ.

При этом существующая схема ПС-35/10 кВ «Цингалы» не обеспечивает достаточный уровень надёжности потребителей I и II категории, т.к. выполнена без необходимого резервирования на сторонах 35 кВ и 10 кВ. Это является существенным недостатком данной схемы. В случае аварии без питания остаётся вся ПС-35/10 кВ «Цингалы». Данный аспект недопустим согласно положениям [1] для питания электроприёмников I и II категорий надёжности.

Таким образом, с учётом расширения и наличия имеющихся недостатков в схеме исходной схеме ПС-35/10 кВ «Цингалы», становится актуальной тема данной ВКР.

Цель работы – повысить надёжность электроснабжения потребителей ПС-35/10 кВ «Цингалы» Тюменских распределительных сетей за счет реконструкции электрической части подстанции.

1 Анализ схемы электрических соединений и разработка плана реконструкции ПС-35/10 кВ «Цингалы»

1.1. Краткая характеристика объекта проектирования

Электроснабжение двухтрансформаторной подстанции ПС-35/10 кВ «Цингалы» осуществляется от энергосистемы воздушной линией электропередачи напряжением 35 кВ (ВЛ 35 кВ) «Выкатная».

ПС-35/10 кВ «Цингалы» состоит из следующих элементов (рисунок 1):

- распределительное устройство 35 кВ (ОРУ 35 кВ) – выполнено открытым по двухлучевой радиальной схеме электроснабжения с резервированием ремонтной перемычкой, в которой установлены разъединители типа РНДЗ-35. Данные разъединители в нормальном режиме отключены.

На двух отходящих линиях к силовым трансформаторам установлены разъединители типа РНДЗ-35, ограничители перенапряжения типа ОПН-35, масляные выключатели типа С-35, трансформаторы напряжения типа ТФЗМ-35, трансформаторы тока типа ТВТ-35. В схеме используется раздельная работа фидеров 35 кВ.

При этом указанные аппараты напряжением 35 кВ фидера 1, питающие второй силовой трансформатор, в нормальном режиме работы отключены и вся нагрузка указанной ПС-35/10 кВ «Цингалы» питается через фидер 2;

- силовые трансформаторы ТМН-2500/35, которые понижают напряжение до 10 кВ.

В исходной схеме электроснабжения в работе непосредственно находится один трансформатор, а второй находится в «холодном резерве» и в схеме не используется.

- распределительное устройство 10 кВ (КРУН-10 кВ) – конструктивно выполнено комплектным. В КРУН-10 кВ используется радиальная схема электроснабжения.

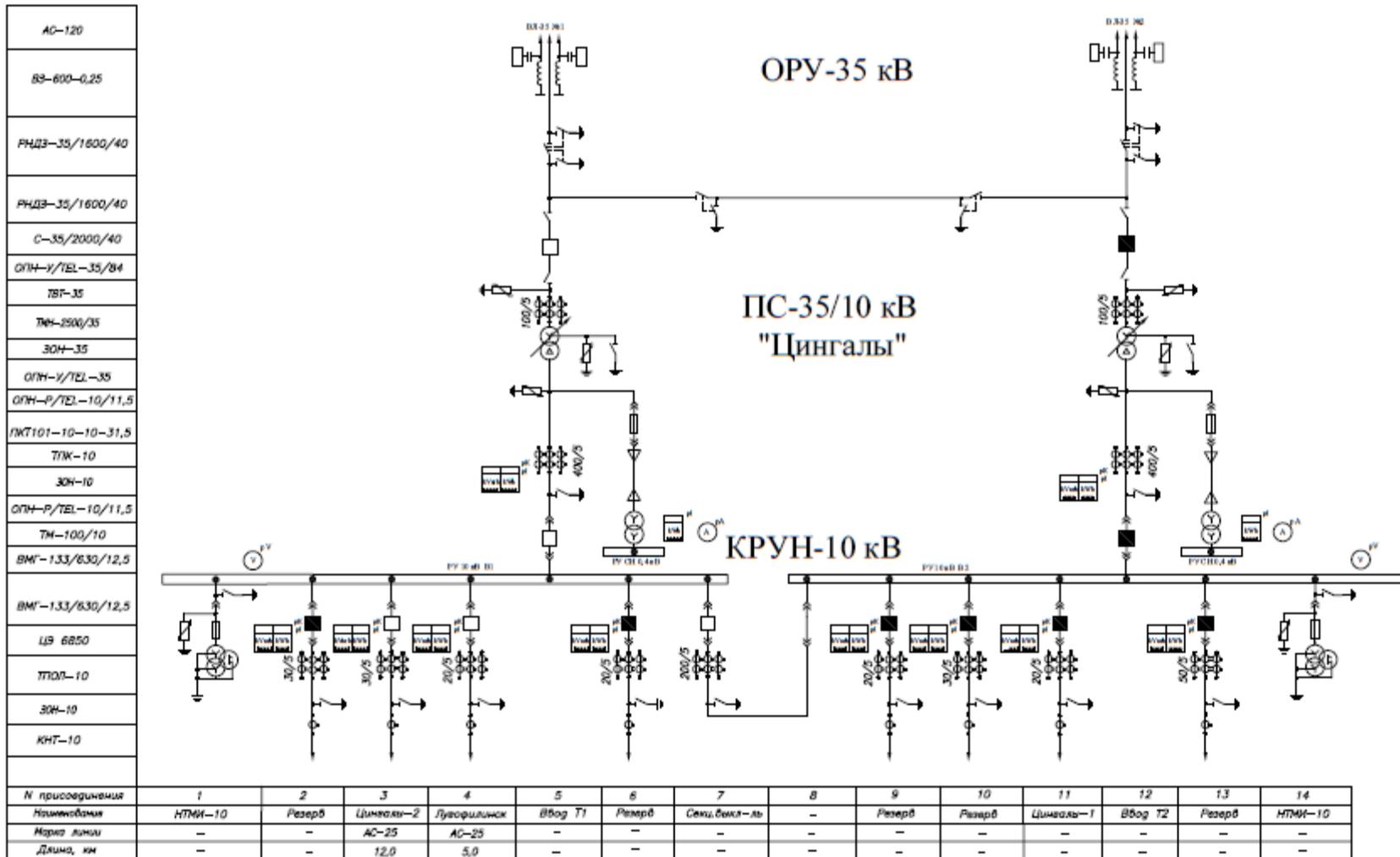


Рисунок 1 – Исходная однолинейная электрическая схема ПС-35/10 кВ «Цингалы»

В КРУН-10 кВ применяется секционированная система сборных шин без резервирования, так как секционные выключатель высокого напряжения и разъединители в нормальном режиме работы отключены, то есть в схеме предусмотрена раздельная работа системы сборных шин.

При этом на секциях шин 10 кВ КРУН-10 кВ:

- на первой секции сборных шин из четырёх отходящих линий в работе находятся только две, остальные две – отключены (резерв);
- на второй секции шин все четыре отходящие линии в нормальном режиме схемы отключены (три линии – резерв, одна – фидер «Цингалы-1»).

Распределительное устройство выполнено комплектным с применением ячеек типа КРУ КУ-10С, поэтому видимый разрыв обеспечивается без применения разъединителей.

В однолинейной схеме подстанции также предусмотрены два трансформатора собственных нужд типа ТМ-100/10, которые применяются для питания системы собственных нужд ПС-35/10 кВ «Цингалы».

Для релейной защиты применяются реле типа РТ-40, РТ-80, РТВ и РН.

1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции

Как было отмечено выше на сегодняшний день к указанной ПС-35/10 кВ «Цингалы» необходимо подключить дополнительную нагрузку, связанную с увеличением мощности потребителей, питающихся от указанной ПС-35/10 кВ «Цингалы» на напряжении 10 кВ.

Для этой цели задействуются две отходящие линии первой секции шин КРУН-10 кВ и четыре отходящие линии второй секции шин КРУН-10 кВ, которые в исходной схеме не были использованы и находились в отключенном состоянии.

Выше также отмечалось, что существующая схема ПС-35/10 кВ «Цингалы» не обеспечивает достаточного уровня надёжности потребителей I и II категории по существующим нормативам.

Кроме того, на сегодняшний день на ПС-35/10 кВ «Цингалы» установлено морально и технически устаревшее оборудование, требующее замены на новое.

В частности, эти аспекты касаются в первую очередь устаревших высоковольтных масляных выключателей 35 кВ и 10 кВ, а также устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), применяемых на подстанции для защиты оборудования и линий.

1.3 Выводы к разделу 1

Анализ имеющей схемы ПС-35/10 кВ «Цингалы» показывает, что требуется реконструкция электрической части подстанции.

С учетом подключения новых потребителей выбор нового оборудования должен проводиться на основе расчета нагрузок подстанции.

Таким образом, для реализации реконструкции необходимо решение следующих задач.

1. Выполнение расчетов и осуществление выбора силового электрооборудования ПС-35/10 кВ «Цингалы».
2. Выполнение расчетов и осуществление выбора релейной защиты и автоматики ПС-35/10 кВ «Цингалы».
3. Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ПС-35/10 кВ «Цингалы».

2 Реконструкция силового оборудования ПС-35/10 кВ «Цингалы»

2.1 Реконструкция схемы электрических соединений

Для обеспечения необходимого уровня резервирования потребителей по условиям надёжности, в связи с подключением указанной выше дополнительной нагрузки, в работе предлагаются следующие схемные решения по реконструкции ПС-35/10 кВ «Цингалы»:

1) согласно требований ПУЭ, питание двух силовых трансформаторов должно осуществляться от двух взаимно резервируемых источника питания, поэтому необходимо ввести в работу второй силовой трансформатор, а также включить отключённые электрические аппараты фидера 35 кВ, питающие его: линейные разъединители и высоковольтный выключатель;

2) при этом указанные источники питания должны быть взаимно резервируемы с применением необходимой степени секционирования. Поэтому в реконструированной схеме работе применяется устройство автоматического включения резерва (АВР) на шинах КРУН-10 кВ [1].

При этом в нормальном режиме предусматривается отдельная работа секций шин 10 кВ указанного КРУН-10 кВ;

3) в ОРУ 35 кВ и КРУН-10 кВ ПС-35/10 кВ «Цингалы» осуществляется замена устаревшего оборудования (в частности, устаревших масляных высоковольтных выключателей напряжением 35 кВ и 10 кВ) на новые, более совершенные выключатели. При этом новое оборудование устанавливается вместо старого в те же ячейки КРУН-10 кВ, что исключает дополнительные затраты на проведение монтажа новых ячеек, а также расходы на их закупку;

3) с целью необходимости непосредственного повышения надёжности схемы релейной защиты и автоматики (РЗА), осуществляется замена устаревшего оборудования (в частности, устаревших реле типа РТ-40, РТ-80, РТВ и т.д.) на новые, более совершенные устройства РЗА, выполненные на базе блоков микропроцессорных защит.

Реконструированная схема электрических соединений указанной подстанции приведена на графическом листе №2.

План расположения оборудования ПС-35/10 кВ «Цингалы» приведён на графическом листе №3.

2.2 Расчёт электрических нагрузок

Для указанной ПС, с учётом подключения новых потребителей, изначально не предусмотренных в проекте, необходимо провести расчёт электрических нагрузок по следующим формулам [1,6,8]:

$$Q_{\text{присоед}} = P_{\text{присоед}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{номр}}, \quad (1)$$

$$S_{\text{присоед}} = \sqrt{P_{\text{присоед}}^2 + Q_{\text{присоед}}^2} \quad (2)$$

где $P_{\text{присоед}}$, $Q_{\text{присоед}}$, $S_{\text{присоед}}$ – соответственно активная, реактивная и полная нагрузка присоединений сборных шин 10 кВ ПС-35/10 кВ «Цингалы»;
 $\text{tg}\varphi_{\text{номр}}$ – коэффициент реактивной мощности потребителей.

Далее, зная расчётные нагрузки всех потребителей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Цингалы», находится расчётная нагрузка всей указанной ПС как сумма нагрузок всех присоединений с учётом коэффициента одновременности [6,8].

Расчётная активная нагрузка

$$P_{\text{ПС}} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{\text{присоед}}, \quad (3)$$

где K_0 – значение коэффициента одновременности нагрузки (принимается значение $K_0 = 0,9$ при числе ТП ≤ 2 [5]).

Расчётная реактивная нагрузка

$$Q_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{присоед}, \quad (4)$$

Расчётная полная нагрузка

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}, \quad (5)$$

Проводится расчёт нагрузок потребителей на примере первого присоединения первой секции сборных шин 10 кВ реконструируемой ПС-35/10 кВ «Цингалы»

$$Q_{присоед} = 400 \cdot 0,54 = 216(\text{квар}),$$

$$S_{присоед} = \sqrt{400^2 + 216^2} = 454,6(\text{кВА})$$

Аналогично проведён расчёт нагрузок потребителей остальных присоединений секций сборных шин 10 кВ реконструируемой ПС-35/10 кВ «Цингалы» и результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчёт нагрузок потребителей присоединений секций сборных шин 10 кВ реконструируемой ПС-35/10 кВ «Цингалы»

№ присоединения	$P_{присоед}$, кВт	$Q_{присоед}$, квар	$S_{присоед}$, кВА	Потребители 1,2 категории, %
I секция сборных шин 10 кВ				
1	400	216	454,6	65
2	300	162	340,9	80
3	500	270	568,2	75
4	300	162	340,9	80
Всего по I секции	1500	810	1704,7	75
II секция сборных шин 10 кВ				
5	500	270	568,2	75
6	600	324	681,9	60
7	300	162	340,9	65
8	200	108	227,3	70
Всего по II секции	1600	864	1818,4	67,5
Всего по ПС	3100	1674	3523,1	71,3

Расчётная нагрузка реконструируемой ПС-35/10 кВ «Цингалы» по (3) – (5):

$$\begin{aligned}P_{ПС} &= 0,9 \cdot 3100 = 2790(\text{кВт}), \\Q_{ПС} &= 0,9 \cdot 1674 = 1506,6(\text{квар}) \\S_{ПС} &= \sqrt{2790^2 + 1506,6^2} = 3170,8(\text{кВА})\end{aligned}$$

2.3 Выбор сечения проводников воздушной линии 35 кВ

Выбор сечения проводов воздушных линий электропередач осуществляется по экономической плотности тока так:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{э}}}. \quad (6)$$

Максимальное значение расчётного тока ВЛ-35 кВ в нормальном режиме работы [1]:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (7)$$

где n – количество цепей (применяется одноцепная линия, $n=1$).

Проверка выбранного провода [1]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}} \quad (8)$$

Проводится выбор сечения провода ВЛ-35 кВ, питающей ПС-35/10 кВ «Цингалы».

Максимальный расчётный ток проектируемой ВЛ-35 кВ в нормальном режиме работы по (7)

$$I_{\text{max}} = \frac{3170,8}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 52,3 \text{ А.},$$

Согласно условия (6):

$$F_{э.р} = \frac{52,3}{1,1} = 47,5(\text{мм}^2),$$

Выбирается провод стандартного сечения $F_{см} = 70 \text{ мм}^2$ [1].

Согласно условия (8):

$$264A > 52,3A.$$

Окончательно принимается для ВЛ-35 кВ, питающей ПС-35/10 кВ «Цингалы», провод марки АС-70.

2.4 Выбор сечения проводников воздушных линий 10 кВ

Выбор сечения воздушных линий 10 кВ присоединений сборных шин, питающих потребители ПС, проводится аналогично выбору сечения ВЛ-35 кВ по выражениям (6) – (8).

Проводится выбор провода и необходимые расчёты по (6) – (8) на примере первого присоединения первой секции сборных шин 10 кВ реконструируемой ПС-35/10 кВ «Цингалы».

Максимальный расчётный ток первого присоединения первой секции сборных шин 10 кВ в нормальном режиме работы по (7)

$$I_{\max} = \frac{454,6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 26,2A.,$$

Согласно условия (6):

$$F_{э.р} = \frac{26,2}{1,1} = 23,9(\text{мм}^2),$$

Выбирается провод АС-25 со стандартным сечением $F_{см} = 25 \text{ мм}^2$ [1].

Согласно условия (8):

$$142A > 23,9A,$$

Окончательно выбирается для потребителей первого присоединения первой секции сборных шин 10 кВ, провод марки АС-25.

Аналогично проведён выбор сечения проводов остальных присоединений секций сборных шин 10 кВ, питающих потребители реконструируемой ПС-35/10 кВ «Цингалы», и результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Выбор сечения проводов присоединений секций сборных шин 10 кВ, питающих потребители реконструируемой ПС-35/10 кВ «Цингалы»

№ присоединения	$S_{\text{присоед}}$, кВА	I_{max} , А	Марка провода	$I_{\text{доп}}$, А
1	2	3	4	5
I секция сборных шин 10 кВ				
1	454,6	26,2	АС-25	142
2	340,9	19,7	АС-25	142
3	568,2	32,8	АС-35	175
4	340,9	19,7	АС-25	142
II секция сборных шин 10 кВ				
5	568,2	32,8	АС-35	175
6	681,9	39,4	АС-35	175
7	340,9	19,7	АС-25	142
8	227,3	13,1	АС-25	142

2.5 Проверка силовых трансформаторов с учётом проведённой реконструкции

Проверка силовых трансформаторов с учётом проведённой реконструкции [7]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{ПС}}}{1,4}, \quad (9)$$

Проверка в нормальном режиме [5]

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot S_{ТП}}{S_{ном.т}}, \quad (10)$$

Проверка в послеаварийном режиме [5]

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{S_{ТП}}{S_{ном.т}}, \quad (11)$$

Проводится проверочный выбор силового трансформатора по (9)

$$S_{ном.т} \geq \frac{3170,8}{1,4} = 2264,9(\text{кВА}),$$

Выбирается силовой трансформатор ТМН-2500/35 [3], который совпадает с трансформатором, установленным на сегодняшний день на ПС-35/10 кВ «Цингалы».

Проверка по условию (10)

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot 3170,8}{2500} = 0,63,$$

Проверка по условию (11)

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{3170,8}{2500} = 1,27.$$

В результате исследования, расчётным путём установлено, что трансформаторы марки ТМН-2500/35 обеспечат надёжную работу реконструированной схемы в нормальном и послеаварийном режимах работы.

2.6 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) в работе производится на ПС-35/10 кВ «Цингалы» согласно методикам [5,10].

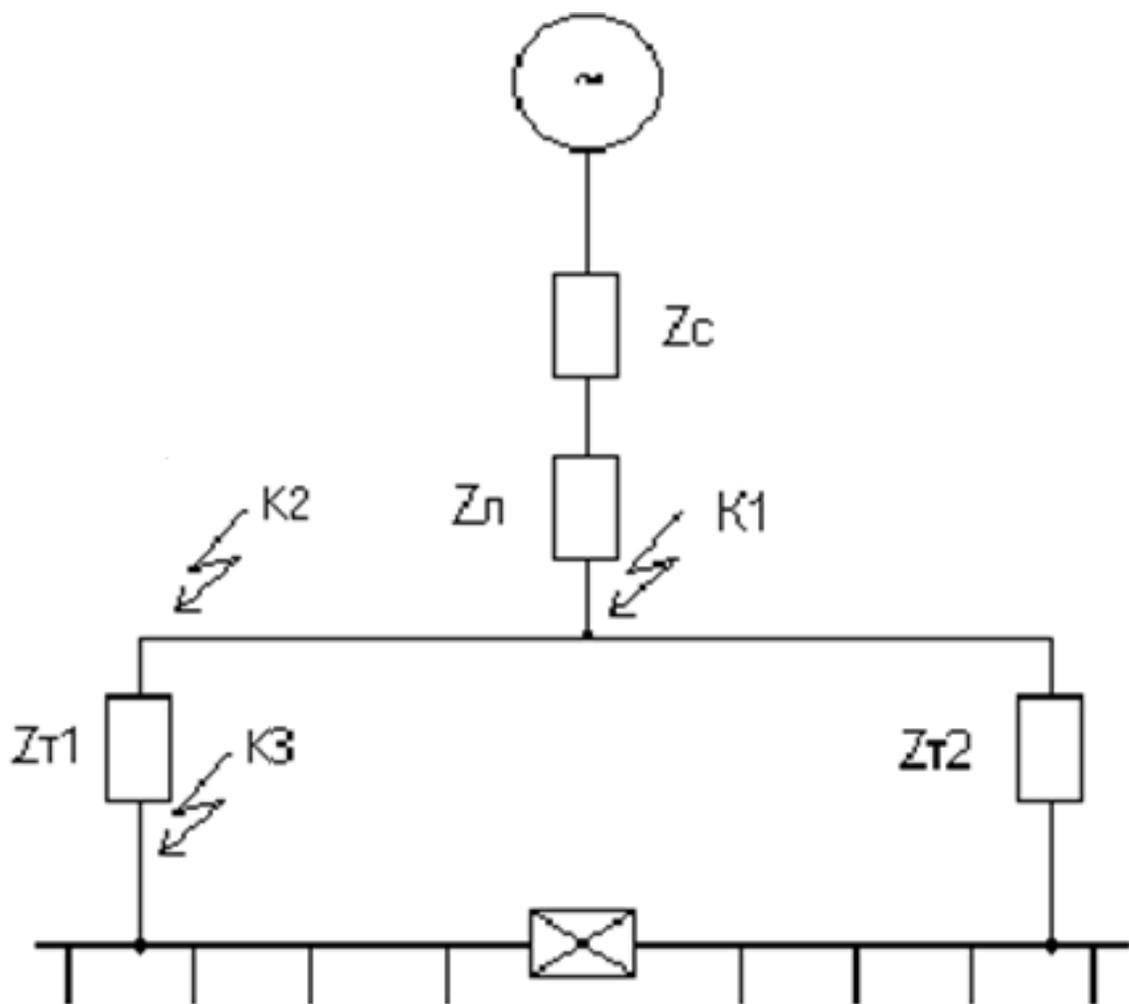


Рисунок 2 – Исходная схема замещения для расчётов токов короткого замыкания

Суммарное сопротивление системы, согласно исходным данным энергосистемы, принимается равным $Z_c = 10$ Ом.

Согласно исходных данных схемы, на ПС-35/10 кВ «Цингалы» установлены 2 силовых трансформатора типа ТМ-2500/35.

Сопротивления силовых трансформаторов ПС-35/10 кВ «Цингалы» определяются [5,10]:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_n^2}, \quad (12)$$

$$r_T = \frac{12,2 \cdot 35^2}{1^2 \cdot 2,5^3} = 14,9(\text{Ом})$$

$$x_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{ном}} \quad (13)$$

$$x_T = \frac{6,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 2,5} = 79,6(\text{Ом})$$

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2} \quad (14)$$

$$Z_T = \sqrt{14,9^2 + 79,6^2} = 81(\text{Ом})$$

Определяется значение активного, реактивного и полного сопротивлений ВЛ-35 кВ [5,10]:

$$r_l = r_0 \cdot l, \quad (15)$$

$$x_l = x_0 \cdot l. \quad (16)$$

$$z_l = \sqrt{x_l^2 + r_l^2}, \quad (17)$$

По результатам, полученным в работе ранее, для ВЛ-35 кВ принимается [1]:

$$r_0 = 0,46 \text{ Ом / км},$$

$$x_0 = 0,38 \text{ Ом / км},$$

$$l = 18 \text{ км}.$$

Согласно (15) – (17)

$$r_l = 0,46 \cdot 18 = 8,3(\text{Ом})$$

$$x_l = 0,38 \cdot 18 = 6,8(\text{Ом})$$

$$z_l = \sqrt{8,3^2 + 6,8^2} = 10,7(\text{Ом})$$

Полное сопротивление до точки К1 согласно расчётной схеме

$$Z_{\Sigma_{k-1}} = Z_C + Z_{Л} = 10 + 10,7 = 20,7(\text{Ом}).$$

Полное сопротивление до точки К2 согласно расчётной схеме

$$Z_{\Sigma k-2} = 0,5 \cdot Z_{\Sigma k-1} = 0,5 \cdot 20,7 = 10,35 \approx 10,4(\text{Ом}),$$

Полное сопротивление до точки К3 согласно расчётной схеме

$$Z_{\Sigma k-3} = Z_{\Sigma k-1} + Z_{\Sigma k-2} + Z_T = 10,4 + 20,7 + 81 = 112,1(\text{Ом}),$$

Значение периодической составляющей тока К3 согласно [5,10]:

$$I_k = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (18)$$

где U_{\max} – расчетное напряжение в максимальном режиме (по исходным данным значение $U_{\max} = 35$ кВ).

Расчётное значение ток К3 [5,10]:

$$I_{k.\max} = I_{k.\text{б.}\max} \frac{U_{\text{б}}}{U_{\text{ном}}}, \quad (19)$$

Расчётное значение постоянной времени [3]:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{3,14 \cdot r_{\Sigma}}, \quad (20)$$

Расчётное значение ударного коэффициента [5,10]:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (21)$$

Расчётное значение ударного тока [5,10]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_k, \quad (22)$$

Расчётное значение минимального тока двухфазного КЗ

$$I_{k\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{k\max}^{(3)}}{1,1}, \quad (23)$$

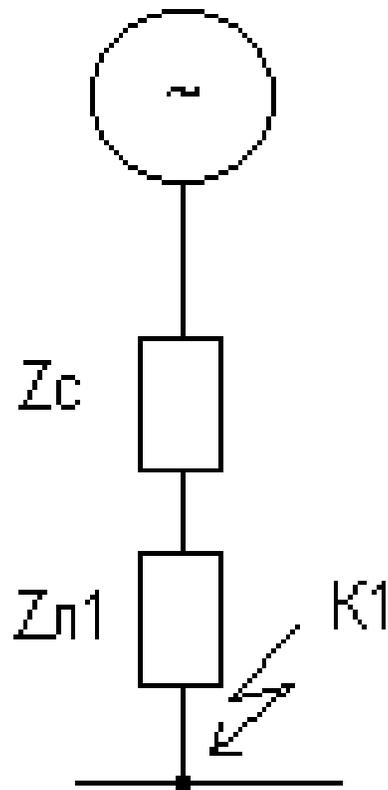


Рисунок 3 – Схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1

$$I_{\kappa 1.\max} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 20,7} = 0,98(\kappa A),$$

$$T_{a.\kappa 1.\max} = \frac{20,7}{314 \cdot 12,5} = 0,005(c)$$

$$K_{y\partial.\kappa 1.\max} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,005}} = 1,14$$

$$i_{y\partial.\max} = \sqrt{2} \cdot 1,14 \cdot 0,98 = 1,58(\kappa A)$$

$$I_{\kappa 1\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{0,98}{1,1} = 0,77(\kappa A)$$

Результаты расчетов токов КЗ в расчётных точках схемы сведены в таблицу 3.

Таблица 3 - Результаты расчетов токов КЗ в расчётных точках схемы

Параметр	Расчетная точка КЗ		
	К1	К2	К3
$I_{Kmax}^{(3)}$, кА	0,98	1,94	0,63
T_a , с	0,005	0,006	0,001
$i_{y\partial}$, кА	1,58	3,18	0,98
$I_{Kmin}^{(2)}$, кА	0,77	1,53	0,49

2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов

Осуществляется выбор и проверка электрических аппаратов ОРУ 35 кВ ПС-35/10 кВ «Цингалы», которые устанавливаются в ОРУ 35 кВ в результате реконструкции. Выбор выключателей высокого напряжения осуществляется согласно [3,5,10] по следующим параметрам и критериям:

- по напряжению;
- по длительному допустимому току;
- проверка на симметричный ток отключения;
- проверка на способность отключить асимметричный ток КЗ [5,7,10]

$$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} \cdot (1 + \beta_n) \quad (24)$$

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в} \quad (25)$$

- на электродинамическую устойчивость [3,5]:

$$I'' \leq I_{нр.с} \quad (26)$$

$$i_y \leq i_{нр.с} \quad (27)$$

- на термическую стойкость [3,5]

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m \quad (28)$$

$$B_k = I''^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (29)$$

$$I_{\max} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (30)$$

Рассматривается выбор вводного высоковольтного выключателя на ОРУ 35 кВ для линии, питающей силовой трансформатор ПС.

$$I_{\max} = \frac{3170.8}{\sqrt{3} \cdot 35} = 52,3(A)$$

Предварительно выбирается вакуумный выключатель наружной установки типа ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока и производится его проверка по приведённым выше условиям. По условию (24):

$$I_t^2 t = 1200 \text{кА}^2 \text{с} > 4,33^2 \cdot (5,2 + 0,023) = 97,49 \text{кА}^2 \text{с}$$

$$\sqrt{2} \cdot 20(1 + 0,25) = 35 > \sqrt{2} \cdot 10,3(1 + e^{\frac{-(0,05+0,1)}{0,007}}) = 14,8$$

Условия выбора и проверки вводного выключателя высокого напряжения типа ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1 для установки в ОРУ-35 кВ выполняются.

Таблица 4 – Результаты выбора выключателей напряжением 10 кВ

Место установки	Тип	Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
1 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{\text{уст}} \leq U_H$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{раб.макс}} \leq I_H$	$I_{\text{раб.макс}} = 26,2 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{\text{пр.с}}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2 \text{с}$
		$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{отк.н}}$	$I_{\text{нт}} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.н}} = 20 \text{ кА}$
2 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{\text{уст}} \leq U_H$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{раб.макс}} \leq I_H$	$I_{\text{раб.макс}} = 19,7 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{\text{пр.с}}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$

		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 4

Место установки	Тип	Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
3 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 32,8 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
4 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 19,7 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
5 прис. II секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 32,8 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
6 прис. II секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 39,4 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
7 прис. II секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 19,7 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$

		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
--	--	-------------------------	----------------------------	----------------------------

Продолжение таблицы 4

Место установки	Тип	Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
8 прис. II секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 13,1 \text{ А}$	$I_n = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
Вводной вык-ль	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 183,1 \text{ А}$	$I_n = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
Секционный вык-ль	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 128,1 \text{ А}$	$I_n = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$

Выбор разъединителей для непосредственной установки в ОРУ 35 кВ производится согласно [3,5] (таблица 5).

Таблица 5 - Результаты выбора разъединителей 35 кВ

Разъединитель марки РЛНД3-2-35/600		
Условие выбора	Данные расчёта	Данные каталога
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 52,3 \text{ А}$	$I_n = 600 \text{ А}$

$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 97,49 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$

Заземлители выбираются согласно рекомендациям [7].

Для заземления нейтралей силовых трансформаторов выбираются заземлители типа ЗОН-35М-УХЛ1 [7]. В качестве заземлителей, предназначенных для заземления отключённых от источника питания токопроводов в распределительных устройствах 10 кВ намечаем заземлители ЗР-10НУХЛ1 [19].

Заземлитель проверяется:

- на электродинамическую стойкость по (26):

для заземлителя ЗОН-35М-УХЛ1

$$235 \text{ кА} > 1,94 \text{ кА};$$

для заземлителя ЗР-10НУХЛ1

$$90 \text{ кА} > 0,63 \text{ кА};$$

- на термическую стойкость по (28):

для заземлителя ЗОН-35М-УХЛ1

$$27612,5 \text{ кА}^2\cdot\text{с} > 97,49 \text{ кА}^2\cdot\text{с};$$

для заземлителя ЗР-10НУХЛ1

$$4050 \text{ кА}^2\cdot\text{с} > 14,8 \text{ кА}.$$

Заземлители удовлетворяют условиям проверки.

Выбор трансформаторов тока (ТТ) осуществляется в работе только на стороне 10 кВ, т.к. в ранее выбранных высоковольтных выключателях напряжением 35 кВ трансформаторы тока являются встроенными в данные выключатели и отдельно их выбирать не нужно.

Выбор ТТ осуществляется по условиям:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (31)$$

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}} \quad (32)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} \quad (33)$$

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (34)$$

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} \quad (35)$$

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (36)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (37)$$

Осуществляется выбор трансформаторов тока на вводе.

Предварительно выбирается трансформатор тока марки ТПК-10, значение номинального тока вторичной обмотки выбранного ТТ принимается равным 400 А. Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке определяется его нагрузка вторичных цепей (таблица 6).

Таблица 6 – Нагрузка трансформатора тока

Прибор	Количество, шт	Нагрузка каждой фазы, ВА		
		Фаза «А»	Фаза «В»	Фаза «С»
Счетчик активной энергии	1	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	1	2,5	-	2,5
Итого	2	5,0	-	5,0

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,2 - 0,05 = 0,15(\text{Ом})$$

Результаты выбора и проверки трансформатора тока на вводе 10 кВ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор трансформаторов тока на вводе 10 кВ

Марка ТТ	Условия	Данные расчёта	Данные каталога
ТПК-10	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 183,1 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 400 \text{ А}$

	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{дин} = 45,7 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_m^2 \cdot K_m$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_m^2 \cdot K_m = 972 \text{ кА}^2\text{с}$

Результаты выбора ТТ приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях 10 кВ

Марка ТТ	Условия	Данные расчёта	Данные каталога
ТПК-10	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 39,4 \text{ А}$	$I_n = 50 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{дин} = 5,1 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_m^2 \cdot K_m$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_m^2 \cdot K_m = 12 \text{ кА}^2\text{с}$

Трансформаторы напряжения (ТН) выбираются так:

$$U_{уст} \leq U_{1ном}, \quad (38)$$

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (39)$$

Таблица 9 – Расчёт суммарной вторичной нагрузки ТН

Прибор	Мощность катушки, ВА	Количество катушек, шт	cos φ	sin φ	Количество приборов, шт	Мощность	
						Активная, Вт	Реактивная, вар
Вольтметр	2	1	1	0	1	2	-
Счетчик активный	2,5	2	0,38	0,925	8	15,2	37
Счетчик реактивный	2,5	2	0,38	0,925	7	13,3	32,38
Итого						30,5	69,38

Суммарная вторичная нагрузка ТН, ВА (по результатам таблицы 9):

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{30,5^2 + 69,38^2} = 75,79(\text{кВА})$$

На стороне 35 кВ выбирается трансформатор напряжения типа НАМИТ-35-У3.

На стороне 10 кВ выбирается НАМИТ-10-У3 с номинальной вторичной нагрузкой 200 ВА при классе точности 0,5.

Так как на ОРУ-35 кВ требуется ОПН внешней установки, выбираются ОПН-У/TEL-35/84-УХЛ1.

На стороне 10 кВ используются ОПН внутренней установки типа ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1, которые устанавливаются в шкафах КРУН-10 кВ совместно с ранее выбранными вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10-20/630-У2-48.

Проводится выбор плавких вставок предохранителей. Номинальный ток плавкой вставки предохранителей ПК-10, устанавливаемых на стороне 10 кВ, выбирается согласно [5].

На ПС-35/10 кВ установлены два силовых трансформатора собственных нужд 10/0,4 кВ типа ТМ-100/10 мощностью $S_H = 100$ кВА.

Для данного трансформатора 10/0,4 кВ типа ТМ-100/10 номинальный ток плавкой вставки составляет 16 А [5].

Селективность будет обеспечена, если время плавления вставки t_b будет удовлетворять следующему условию

$$t_b \geq \frac{t_{c.з.} + \Delta t}{K_n} \quad (40)$$

где $K_n = 0,9$ - коэффициент приведения плавления вставки ко времени ее разогрева [5].

Полное время срабатывания автомата с учетом разброса его характеристики $t_{c.з.} = 0,03$ с, степень селективности примем $\Delta t = 0,5$ с [5].

Тогда

$$t_b = \frac{0,03 + 0,5}{0,9} = 0,59(c)$$

По амперсекундным характеристикам плавких вставок предохранителей для плавкой вставки с $I_n = 10$ А при номинальном токе трансформатора время плавления составляет 0,5 с и $t_b > 0,5$ с [5].

Следовательно, для трансформаторов ТМ-100/10 селективность защиты будет обеспечена.

Должно соблюдаться следующее условие [5]

$$t_g \leq t_k \leq 5(c) \quad (41)$$

где $t_k = 900/k^2$, с [5].

При $U_k = 4,7\%$ $k = 22,3$ значение [5]

$$t_k = \frac{900}{22,3^2} = 1,8(c)$$

Условие (41) выполняется

$$0,59(c) \leq 1,8(c) \leq 5(c)$$

Аналогично для защиты выбранного ранее в работе трансформатора напряжения типа НАМИТ-10-У3 с номинальной вторичной нагрузкой, равной 75,79 кВА (таблица 9), выбирается плавкая вставка предохранителя ПК-10, равная 16 А.

2.8 Выбор шин

Выбор сечения шин проводится по методике, изложенной в [7].

При этом стоит отметить, что выбранное сечение шин должно быть проверено по условиям электродинамической и термической стойкости согласно [1,7].

Выбор шин проводится на примере КРУН 10 кВ.

Условие выбора [1,7]:

$$I_{расч} \leq I_{дон}, \quad (42)$$

где $I_{дон}$ – длительно допустимый ток по одной полосе на фазу.

Принимаются сборные алюминиевые шины (прямоугольного сечения) марки ШАТ, размер – 100х6 мм, три полосы (трёхполосные шины), допустимый ток $I_{дон} = 1425$ А.

Условие (42) выполняется

$$183,1A < 1425A.$$

Минимальное напряжение в металле шин при изгибе [7]:

$$\sigma = \frac{M}{W}, \quad (43)$$

где M – значение изгибающего момента, Н·м;

W – значение момента сопротивления, м³.

Изгибающий момент определяется так [7]:

$$M = \frac{F \cdot l}{10}, \quad (44)$$

где F – максимальное значение силы, которая действует на шину при прохождении по ней ударного тока КЗ, Н;

l – принятое расстояние между опорными изоляторами, $l = 1,1$ м.

Значение момента сопротивления (расположение шин – плашмя):

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,006 \cdot 0,1^2}{6} = 1 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3,$$

где b и h – соответственно узкая и широкая стороны сечения шины, м.

Максимальное значение силы, которая действует на шину при прохождении по ней ударного тока КЗ:

$$F = 1,76 \cdot \frac{l}{a} \cdot i_{yd}^2 \cdot 10^{-7} \cdot K_\phi = 1,76 \cdot \frac{1,1}{0,35} \cdot 45600^2 \cdot 10^{-7} \cdot 1,1 = 1265 \text{ Н}$$

где a – принятое расстояние между шинами, $a = 0,35$ м;

K_ϕ – нормируемый коэффициент формы, $K_\phi = 1,1$ [7].

Значение изгибающего момента [7]:

$$M = \frac{1265 \cdot 1,1}{10} = 139 \text{ Н}$$

Минимальное напряжение в металле шин при изгибе равно

$$\sigma_{расч} = \frac{139}{1 \cdot 10^{-5}} = 1,4 \cdot 10^7 \text{ Па}$$

Расчётным путём установлено, что выбранные шины полностью удовлетворяют электродинамической стойкости [7]:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$$

$$14 \text{ МПа} < 70 \text{ МПа}$$

Проверка по условию механического резонанса [7]:

$$f_0 = \frac{3,56}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (45)$$

где l – принятый пролет шины, $l = 1,1$ м;

J – значение момента шин относительно оси изгиба, которое рассчитывается таким образом:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,006 \cdot 0,1^3}{12} = 5 \cdot 10^{-7} (\text{м}^4)$$

Частота свободных колебаний шин:

$$f_0 = \frac{3,56}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{7,2 \cdot 10^{10} \cdot 5 \cdot 10^{-7}}{1,6}} = 441 (\text{Гц})$$

Выбранное сечение сборных шин полностью удовлетворяют электродинамической стойкости:

$$441 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц}$$

Минимально допустимое сечение шин по термической стойкости:

$$F_T = \frac{I_k \cdot \sqrt{t_{np}}}{95}, \quad (46)$$

Приведенное время процесса КЗ равно

$$t_{np} = t_{np.n} + t_{np.a} \quad (47)$$

Время отключения короткого замыкания в точке КЗ $t_{откл} = 0,5$ с.

Т.к. считается, что питающая система имеет неограниченную мощность, то принимается $\beta'' = 1$ [7].

По рисунку 7.1. [7], принимается $t_{np.n} = 1$ с.

$$t_{np.a} = 0,005 \cdot \beta^2 = 0,005(c)$$

$$t_{np} = 0,505(c)$$

Отсюда:

$$F_T = \frac{630 \cdot \sqrt{0,505}}{95} = 5,1(мм^2)$$

Установлено, что выбранное сечение сборных шин удовлетворяет термической стойкости [8]

$$F_{ш} > F_T. \quad (48)$$

$$100 \times 6 мм^2 = 600 мм^2 > 5,1 мм^2.$$

Выбор и проверка ошиновки ОРУ - 35 кВ произведен аналогично.

Для ОРУ-35 кВ выбирается гибкая ошиновка, выполненная проводом марки АС - 70.

Проверка по току нагрева для данного сечения провода выполнена в работе ранее (при выборе сечения провода ВЛ-35 кВ).

2.9 Выбор изоляторов

Выбор опорных изоляторов производится по следующим условиям [5]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (49)$$

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (50)$$

Проходные изоляторы выбираются по условиям:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (51)$$

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (52)$$

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (53)$$

Для проходных изоляторов расчётная сила:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot f_{\phi} \cdot l \quad (54)$$

Для примера проводится детальный выбор опорных и проходных изоляторов на стороне 10 кВ.

Учитывая условия выбора опорных изоляторов, выбираются опорные изоляторы на стороне 10 кВ типа ИО-10-7,5 II УЗ [7] и проверяются по приведённым выше условиям (51) – (54):

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500(H)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{85610^2}{0,8} \cdot 2 \cdot 1,33 \cdot 10^{-7} = 4220,8(H)$$

$$F_{расч} = 4220,8H \leq F_{доп} = 4500H$$

Учитывая условия выбора проходных изоляторов, выбираются проходные изоляторы на стороне 10 кВ типа ИПУ-10/2000-12,5 УХЛ 1 [7] и проверяются по приведённым выше условиям (51) – (54):

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 12500 = 7500(H)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{85610^2}{0,8} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 1586,8(H)$$

$$F_{расч} = 1586,8H \leq F_{доп} = 7500H$$

Аналогично выбраны и проверены изоляторы на стороне 35 кВ следующего типа:

- опорные изоляторы типа ОСК 35/2000-12,5 УХЛ-1 [7];
- проходные изоляторы типа ИПУ-35/2000-12,5 УХЛ1 [7].

2.10 Выводы к разделу 2

В результате выполнения раздела 2, разработаны и предложены технические решения для осуществления реконструкции системы электроснабжения ПС-35/10 кВ «Цингалы», основными из которых являются:

1) предложено ввести в работу второй силовой трансформатор, а также включить отключённые электрические аппараты фидера 35 кВ, питающие его: линейные разъединители и высоковольтный выключатель;

2) необходимое резервирование в схеме осуществляется с использованием средств автоматики, в частности, для данной цели в работе применяется устройство автоматического включения резерва (АВР) на шинах КРУН-10 кВ [1]. При этом предусматривается раздельная работа секций шин 10 кВ указанного КРУН-10 кВ;

3) в ОРУ 35 кВ и КРУН-10 кВ ПС-35/10 кВ «Цингалы» произведена замена устаревшего оборудования (в частности, устаревших масляных высоковольтных выключателей напряжением 35 кВ и 10 кВ) на новые, более совершенные выключатели.

При этом новое оборудование устанавливается вместо старого в те же ячейки КРУН-10 кВ, что исключает дополнительные затраты на проведение монтажа новых ячеек, а также расходы на их закупку.

3 Реконструкция релейной защиты и автоматики ПС-35/10 кВ «Цингалы»

3.1 Выбор блоков микропроцессорных устройств для релейной защиты и автоматики ПС-35/10 кВ «Цингалы»

В качестве замены устаревшим реле типа РТ-40, РТ-80, РТВ и РЗ в целом, на ПС-35/10 кВ «Цингалы» они заменяются на новые, инновационные микропроцессорные релейные устройства типа УЗА-АТ [18,19].

При этом выбирается следующие типы блоков микропроцессорного устройства УЗА-АТ, имеющих следующие функции и применяемые для защиты таких элементов ПС-35/10 кВ «Цингалы» [1,18,19]:

- воздушные линии 10 кВ и 35 кВ – блок УЗА-10РС15 (для защиты линий);
- секционный выключатель 10 кВ – блок УЗА-10РС15 (с дополнительным устройством АВР);
- силовые трансформаторы ТМН-2500/35 – блок УЗА-10РС5 (для защиты трансформаторов). Основные РЗ (применяемые в работе): ДЗ, МТЗ, ТО, ЗП, ЗОЗ и т.д.

3.2 Определение максимального рабочего тока

Рабочий максимальный ток - это длительный ток с учетом вероятности дополнительного подключения нагрузки с учётом условий резервирования в схеме.

В схеме на стороне 35 кВ и 10 кВ предусмотрено взаимное резервирование всех линий и трансформаторов.

Для линий и трансформаторов с резервированием [1,18,19]:

$$I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{раб.макс(н)}} + I_{\text{раб.макс(д)}} \quad (55)$$

где $I_{\text{раб.макс(н)}}$ - рабочий максимальный ток нормального режима, А;

$I_{\text{раб.макс(д)}}$ - рабочий максимальный ток дополнительной нагрузки, А.

При этом [1,18,19]

$$I_{\text{раб.макс(н)}} = K_o \cdot K_z I_{\text{max}} \quad (56)$$

где I_{max} - максимальный расчётный ток в нормальном режиме работы (рассчитан в работе ранее);

K_o и K_z - соответственно коэффициент одновременности и коэффициент загрузки.

Принимается для всех элементов с учётом резервирования [1,18,19]

$$I_{\text{раб.макс(д)}} = I_{\text{раб.макс(н)}} \quad (57)$$

Проводится определение максимального рабочего тока на примере ВЛ-35 кВ.

По выражению (55)

$$I_{\text{раб.макс(н)}} = 0,9 \cdot 0,8 \cdot 52,3 = 37,7(A)$$

По выражению (56)

$$I_{\text{раб.макс(д)}} = I_{\text{раб.макс(н)}} = 37,7(A)$$

По выражению (57)

$$I_{\text{раб.макс}} = 37,7 + 37,7 = 75,4(A)$$

Полученные результаты расчётов используются при непосредственном выборе уставок релейной защиты и автоматики по принятым формулам с учётом коэффициентов запаса, коэффициентов отстройки и коэффициентов надёжности.

Также все линии в работе – взаиморезервируемые.

Аналогично определяется значение максимального рабочего тока остальных элементов СЭС ПС-35/10 кВ «Цингалы» и результаты приводятся в таблице 10.

Таблица 10 – Расчёт максимального рабочего тока ПС-35/10 кВ «Цингалы»

№ п/п	Элемент	I_{max}, A	$I_{раб.макс.(н)}, A$	$I_{раб.макс}, A$
Сеть 35 кВ				
1	ВЛ-35 кВ	52,3	37,7	75,4
Силовой трансформатор ТМН-2500/35				
2	Сторона 35 кВ (ВН)	41,2	29,7	59,4
3	Сторона 10 кВ (НН)	144,3	103,9	207,8
Сеть 10 кВ				
4	Ввод	183,1	130,5	261
5	Секционный	128,1	92,2	184,4
6	1 присоед.	26,2	18,9	37,8
7	2 присоед.	19,7	14,2	28,4
8	3 присоед.	32,8	23,6	47,2
9	4 присоед.	19,7	14,2	28,4
10	5 присоед.	32,8	23,6	47,2
11	6 присоед.	39,4	28,4	56,8
12	7 присоед.	19,7	14,2	28,4
13	8 присоед.	13,1	9,4	18,8

3.3 Выбор коэффициента трансформации трансформаторов тока

Номинальный ток ТТ выбирается по значению максимального рабочего тока, принимается ближайшее большее значение по стандартной шкале номинальных токов ТТ (таблица 11).

Значение первичного тока ТТ также принимается как наиболее большее близкое значение, взятое со стандартной шкалы номинальных токов трансформаторов тока.

Значение вторичного тока ТТ принимается равным значению $I_{ном.ТТ2} = 5А$ [1,18,19].

Выбор коэффициента трансформации элементов СЭС ПС-35/10 кВ «Цингалы» показано в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор коэффициента трансформации элементов СЭС ПС-35/10 кВ «Цингалы»

№ п/п	Элемент СЭС	$I_{раб.макс},$ А	$I_{ном.ТТ1},$ А	K_T
Сеть 35 кВ				
1	ВЛ-35 кВ	75,4	80	16
Силовой трансформатор ТМН-2500/35				
2	Сторона 35 кВ (ВН)	59,4	75	15
3	Сторона 10 кВ (НН)	207,8	300	60
Сеть 10 кВ				
4	Ввод	261	300	60
5	Секционный	184,4	200	40
6	1 присоед.	37,8	40	8
7	2 присоед.	28,4	30	6
8	3 присоед.	47,2	50	10
9	4 присоед.	28,4	30	6
10	5 присоед.	47,2	50	10
11	6 присоед.	56,8	75	15
12	7 присоед.	28,4	30	6
13	8 присоед.	18,8	20	4

3.4 Расчет уставок микропроцессорных защит трансформаторов

Максимальная токовая защита (МТЗ). Ток срабатывания МТЗ должен удовлетворять условиям [1,18,19]:

1 условие - защита не должна срабатывать в результате послеаварийного режима

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}}{K_{в}} \quad (58)$$

где $I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток;

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки реле;

$K_{сзн}$ - коэффициент самозапуска;

$K_{в}$ - коэффициент возврата, $K_{в} = 0,8$.

При этом ток срабатывания реле определяется [1,18,19]

$$I_{с.р} \geq \frac{K_{сх}^{(3)}}{K_{т}} \cdot I_{с.з} \quad (59)$$

где $K_{сх}^{(3)}$ - коэффициент схемы, для данной схемы соединения ТТ и реле $K_{сх}^{(3)} = 1$

2 условие - защита не должен срабатывать в момент подключения дополнительной нагрузки

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot (I_{раб.макс(н)} + K_{сзн} \cdot I_{раб.макс(д)}) \quad (60)$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле [1,18,19]

$$K_{ч} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{с.з}} \quad (61)$$

где $I_{к.мин}^{(к)}$ - минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии в минимальном режиме работы;

$K_{сх}^{(3)}$ - коэффициент схемы соединения ТТ и реле;

$K_{сх}^{(к)}$ - коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ, при $I_{к.мин}^{(к)}$;

$I_{с.з}$ - ток срабатывания защиты.

Согласно [1], коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при КЗ для основных РЗ и 1,2 в зоне резервирования (для резервных РЗ).

Расчет МТЗ для трансформатора ТМ-2500/10, установленного на ПС-35/10 «Цингалы» проводится на стороне НН (10 кВ).

По условию (58)

$$I_{c.з} \geq \frac{1,1 \cdot 1,62 \cdot 207,8}{0,8} = 462,9(A)$$

При этом ток срабатывания реле по (59) равен

$$I_{c.p} \geq \frac{1}{60} \cdot 462,9 = 7,7(A)$$

Выбирается уставка реле УЗА-10 $I_{c.p} = 7,5$ А.

Проверка условию (60) выполняется

$$462,9(A) \geq 1,3 \cdot (103,9 + 1,5 \cdot 103,9) = 337,7(A)$$

Коэффициент чувствительности по (61) удовлетворяет требованиям [1]

$$K_{\nu} = \frac{1}{1} \cdot \frac{1530}{463} = 3,3$$

Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора $I_{c.з} = 462,9$ А, $I_{c.p} = 7,5$ А.

Дифференциальная токовая защита (ДТЗ). В качестве защиты трансформатора от межфазных КЗ используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью [1,18,19].

Ток срабатывания этой защиты определяется

$$I_{c.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{н} \cdot I_{раб.макс}}{K_{в}} \quad (62)$$

где $I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток;

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки реле;

$K_{н}$ - коэффициент небаланса, $K_{н} = 1-4$;

$K_{в}$ - коэффициент возврата, $K_{в} = 0,8$.

Принимается время срабатывания ДТЗ

$$t_{c.3} = 0,4 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты

$$K_u = \frac{K_{cx}^{(k)}}{K_{cx}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{c.б}} \geq 2 \quad (63)$$

По условию (62)

$$I_{c.3} \geq \frac{1,1 \cdot 1 \cdot 207,8}{0,8} = 285,7(A)$$

При этом ток срабатывания реле по (59) равен

$$I_{c.p} \geq \frac{1}{60} \cdot 285,7 = 4,76(A)$$

Выбирается уставка реле УЗА-10 $I_{c.p} = 4,5 \text{ А.}$

Коэффициент чувствительности по (63) удовлетворяет требованиям [1]

$$K_u = \frac{1}{1} \cdot \frac{1530}{285,7} = 5,3 \geq 2$$

Окончательно принимается для ДЗ силового трансформатора $I_{c.3} = 285,7 \text{ А, } I_{c.p} = 4,5 \text{ А.}$

Защита от однофазных КЗ. Защита от однофазных КЗ на землю выполняется на базе реле УЗА-10.

Независимо от мощности трансформатора принимается [1,18,19]

$$I_{c.3.303} = 100(A)$$

Время срабатывания защиты от однофазных КЗ на землю принимаются

$$t_{c.3.303} = 1,0(c)$$

Газовая защита. Газовая защита (ГЗ) является единственной защитой трансформаторов, которая реагирует на внутренние повреждения в трансформаторе [1,18,19]. В качестве газовой защиты силового трансформатора

ТМН-2500/35, установленного на ПС-35/10 кВ «Цингалы», используется усовершенствованное газовое реле типа ВФ-80.

3.5 Расчет уставок микропроцессорных защит линий

Максимальная токовая защита (МТЗ). Для защиты линий 10 кВ и 35 кВ, как было указано ранее, выбран блок микропроцессорной защиты типа УЗА-10РС15 [1,18,19].

Для защиты указанных линий использована двухступенчатая токовая защита – максимальная токовая защита с выдержкой времени и токовая отсечка без выдержки времени, рекомендованная [1].

Расчёт МТЗ линий выполняется по выражениям (58) – (61) аналогично МТЗ для защиты силовых трансформаторов ПС-35/10 кВ «Цингалы», проведённый в работе ранее.

Проводится расчёт МТЗ на примере ВЛ-35 кВ, питающей силовые трансформаторы ПС-35/10 кВ «Цингалы».

По условию (58) определяется ток срабатывания релейной защиты (МТЗ)

$$I_{c.z} \geq \frac{1,1 \cdot 1,62 \cdot 75,4}{0,8} = 168(A)$$

При этом ток срабатывания реле по (59) равен

$$I_{c.p} \geq \frac{1}{16} \cdot 168 = 10,5(A)$$

Выбирается уставка реле УЗА-10 $I_{c.p} = 10,5$ А.

Проверка условию (60) выполняется, при этом при расчёте МТЗ для линий принимаются коэффициенты, отличные от тех, которые были приняты при расчёте МТЗ для силовых трансформаторов

$$168(A) \geq 1,1 \cdot (75,4 + 1 \cdot 75,4) = 165,9(A)$$

Коэффициент чувствительности по (61) удовлетворяет [1]

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{770}{168} = 4,5$$

Окончательно принимается для МТЗ ВЛ-35 кВ, питающей силовые трансформаторы ПС-35/10 кВ «Цингалы» $I_{c.з} = 168$ А, $I_{c.р} = 10,5$ А.

Принимается время срабатывания защиты $t_{c.з} = 0,5$ с.

Расчёт МТЗ остальных линий выполнен аналогично и результаты приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчёт МТЗ линий ПС-35/10 кВ «Цингалы»

№ п/п	Элемент	$I_{c.з}, А$	$I_{c.р}, А$	K_q	$t_{c.з}, с$
Сеть 35 кВ					
1	ВЛ-35 кВ	168	10,5	4,5	0,5
Сеть 10 кВ					
2	Ввод	581,5	9,5	2,6	1,0
3	Секционный	410,8	10,0	3,7	1,0
4	1 присоед.	84,2	10,5	5,8	1,5
5	2 присоед.	63,3	10,5	7,7	1,5
6	3 присоед.	105,1	10,5	4,7	1,5
7	4 присоед.	63,3	10,5	7,7	1,5
8	5 присоед.	105,1	10,5	4,7	1,5
9	6 присоед.	126,5	8,5	3,9	1,5
10	7 присоед.	63,3	10,5	7,7	1,5
11	8 присоед.	41,9	10,5	11,7	1,5

Во всех случаях коэффициент чувствительности соответствует требованиям ПУЭ: $K_q > 1,5$, т.к. МТЗ является основной защитой.

Токовая отсечка (ТО). Согласно ПУЭ, ТО устанавливается на всех линиях с односторонним питанием, если она соответствует требованиям чувствительности, в качестве реле тока выбирают УЗА-10.

Ток срабатывания ТО для линий с односторонним питанием выбирается по двум условиям [1,18,19]:

1 условие - отстройка от максимальных внешних токов КЗ

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot I_{к.макс} \quad (64)$$

где $I_{к.макс}$ - максимальный ток внешнего КЗ (ток трёхфазного КЗ в максимальном режиме);

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки.

2 условие - отстройка от броска тока намагничивания всех трансформаторов, питающихся от данной линии.

$$I_{с.з} = K'_{отс} \cdot \sum I_{т.ном} \quad (65)$$

В качестве тока срабатывания выбирается наибольшее значение.

Ток срабатывания реле определяется:

$$I_{с.р} \geq \frac{K_{сх}^{(3)}}{K_m} \cdot I_{с.з} \quad (66)$$

Коэффициент чувствительности ТО

$$K_{ч} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.макс}}{I_{с.з}} \quad (67)$$

где $I_{к^{(к)}}_{нач.макс}$ - ток при КЗ в начале защищенной линии в максимальном режиме.

При этом, согласно требованиям ПУЭ, для всех ТО линий значение коэффициента чувствительности должен удовлетворять условию $K_{ч} \geq 2$. В случае, если коэффициент чувствительности недостаточный, значит, на этой линии ТО не устанавливается.

Для линии ВЛ-35 кВ, питающей силовые трансформаторы ПС-35/10 кВ «Цингалы», с использованием реле УЗА-10:

- ток срабатывания ТО по (64)

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 0,98 = 1,27(\text{кА})$$

- ток срабатывания ТО по (65)

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 82,5 = 107,3(A)$$

Принимается наибольшее значение $I_{c.з} = 1,27 \approx 1,3$ кА.

Ток срабатывания реле по (66)

$$I_{c.p} = \frac{1}{16} \cdot 1300 = 81,3(A)$$

Коэффициент чувствительности ТО по (67)

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{980}{1300} = 0,75$$

ТО на ВЛ-35 кВ, питающей силовые трансформаторы ПС-35/10 кВ «Цингалы», не устанавливается, т.к. коэффициент чувствительности недостаточный.

Аналогично производится определение токов срабатывания ТО и реле, а также коэффициента чувствительности для линий ПС-35/10 кВ «Цингалы» и результаты расчетов приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчёт ТО линий ПС-35/10 кВ «Цингалы»

№ п/п	Элемент системы электроснабжения	$I_{c.з}$, кА	$I_{c.p}$, А	K_q	$K_q \geq 2$
Сеть 35 кВ					
1	ВЛ-35 кВ	1,3	81,3	0,75	нет
Сеть 10 кВ					
2	Ввод	2,5	41,7	0,25	нет
3	Секционный	2,5	62,5	0,25	нет
4	1 присоед.	0,8	100	0,79	нет
5	2 присоед.	0,8	133,3	0,79	нет
6	3 присоед.	0,8	80	0,79	нет

7	4 присоед.	0,8	133,3	0,79	нет
8	5 присоед.	0,8	80	0,79	нет
9	6 присоед.	0,8	53,3	0,79	нет
10	7 присоед.	0,8	133,3	0,79	нет
11	8 присоед.	0,8	200	0,79	нет

Для всех ТО линий т.к. коэффициент чувствительности недостаточный (значение $K_{\nu} < 2$), значит, ТО не устанавливается на всех линиях.

При этом, согласно [1], для защиты линий в качестве основной используется продольная дифференциальная токовая защита линий с абсолютной селективностью, ток которой принимается равный току срабатывания ТО (таблица 3.4).

В качестве резервной защиты принимается МТЗ линий, рассчитанная в работе ранее.

Защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗ). Согласно [1,18,19], необходимо определить необходимость компенсации емкостных токов на ПС-35/10 кВ.

Определяется ток замыкания на землю

$$I_{с.з} = 3I_{сум}^{(с)} = 0,1U_{ном} \cdot l_{к.сум} \quad (68)$$

где $I_{сум}^{(с)}$ - суммарный природный фазный емкостный ток;

$l_{к.сум}$ - суммарная длина линий.

$$l_{к.сум} = 2(l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8)$$

$$l_{к.сум} = 2(0,1 + 0,1 + 0,06 + 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,15) = 1,22(\text{км})$$

$$I_3 = 0,1 \cdot 10 \cdot 1,22 = 1,22(\text{А})$$

$$I_3 < 30(\text{А})$$

Поскольку $I_3 < 30 \text{ А}$, то необходимости в компенсации нет.

В качестве защиты линий от однофазных замыканий на землю применяется защита нулевой последовательности с использованием ТТ нулевой последовательности и реле УЗА-10.

Ток срабатывания защиты выбирается по двум условиям:

1 условие - защита не должна срабатывать при внешних замыканиях от собственного емкостного тока:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{к} \cdot 3I^{(c)} \quad (69)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,1$;

$K_{к}$ - коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока, для защиты с выдержкой времени $K_{к} = 2$.

Значение собственного емкостного тока линии определяется

$$I^{(c)} = \frac{U_{ном} \cdot l_k}{30}$$

2 условие - ток срабатывания защиты должен быть не меньше минимального тока срабатывания избранного комплекта защиты:

$$I_{с.з} \geq I_{с.з.мин} \quad (70)$$

Определение коэффициента чувствительности

$$K_{ч} = \frac{3I_{сум}^{(c)} - 3I^{(c)}}{I_{с.з}} \quad (71)$$

Проводится расчет токов срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю на примере ВЛ-35 кВ, питающей силовые трансформаторы ПС-35/10 кВ «Цингалы» по выражениям (69) – (71).

$$I^{(c)} = \frac{30 \cdot 0,05}{30} = 0,05(A)$$

$$I_{с.з} = 1,1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 0,204 = 1,34(A)$$

$$K_q = \frac{1,22 - 3 \cdot 0,05}{0,5} = 2,14$$

$$K_q \geq 1,25$$

Коэффициент чувствительности достаточен, чтобы обеспечить заданную чувствительность, поэтому необходимо применять направленную защиту нулевой последовательности типа на базе реле УЗА-10 с током срабатывания 0,5 А.

Аналогично рассчитывается защита от однофазных замыканий на землю других линий и результаты расчетов приводятся в таблице 14.

Таблица 14 – Расчёт защиты от однофазных замыканий на землю линий ПС-35/10 кВ «Цингалы»

№ п/п	Элемент СЭС	I _{с.з.} , А	Тип реле	K _q	K _q ≥ 1,25
Сеть 35 кВ					
1	ВЛ-35 кВ	0,5	УЗА-10	2,14	да
Сеть 10 кВ					
2	Ввод	0,5	УЗА-10	2,14	да
3	Секционный	0,5	УЗА-10	2,14	да
4	1 присоед.	0,5	УЗА-10	2,14	да
5	2 присоед.	0,5	УЗА-10	2,14	да
6	3 присоед.	0,5	УЗА-10	2,14	да
7	4 присоед.	0,5	УЗА-10	2,14	да
8	5 присоед.	0,5	УЗА-10	2,14	да
9	6 присоед.	0,5	УЗА-10	2,14	да
10	7 присоед.	0,5	УЗА-10	2,14	да
11	8 присоед.	0,5	УЗА-10	2,14	да

3.6 Автоматика и сигнализация

Автоматическое повторное включение (АПВ). Для сокращения перерыва в электроснабжении используют АПВ [1,18,19].

Время срабатывания устройства однократного АПВ линий с односторонним питанием определяется так:

$$t_{ПАПВ} \geq t_{г.п} + t_{зан} = (0,5 \div 0,8)c \quad (72)$$

где $t_{г.п}$ - время готовности привода к работе, $t_{г.п} = 0,25$ с;

$t_{зан}$ - время запаса, с.

Время автоматического возврата однократного АПВ в состояние готовности к новому действию после успешного включения в работу принимается

$$t_{АПВ} = 0,25 + 0,5 = 0,75(c)$$

Благодаря этому исключается вероятность многократного включения выключателя на неликвидированные КЗ, а также обеспечивается готовность АПВ к действию не раньше, чем это допускается после успешного включения его в работу устройством АПВ.

Время АПВ (с момента КЗ до момента подачи команды на включение)

$$t_{АПВ} = t_{с.з} + t_{о.в} + t_{АПВ} \quad (73)$$

где $t_{с.з}$ - время срабатывания защиты, $t_{с.з} = 0,1$ с;

$t_{о.в}$ - время отключения выключателя, $t_{о.в} = 0,15$ с.

$$t_{АПВ} = 0,1 + 0,15 + 0,6 = 0,85(c)$$

Для АПВ используется реле УЗА-10.

Автоматическое включение резерва (АВР). Напряжение срабатывания пускового органа напряжения устройства АВР (ПАВР) определяется по условию его несрабатывания при снижении напряжения до величины в случаях КЗ за трансформаторами, которые получают питание от сборных шин резервируемой секции и от шин питающей подстанции, а также при

самозапуске двигателей напряжением выше 1 кВ, когда напряжение снижается до величины напряжения самозапуска.

В работе устройство АВР устанавливается на секционном выключателе в КРУН-10 кВ. Должно выполняться следующее условие

$$U_{c.p} \leq \frac{U_{ост.к}}{K_{отс} \cdot K_U} \quad (74)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки;

K_U - коэффициент трансформации ТН.

Значение остаточного напряжения на шинах при КЗ за трансформатором, который питается от шин определяется по формуле

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot X_m \cdot I_k^{(3)} \quad (75)$$

где $I_k^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ за трансформатором, кА;

X_T - сопротивление трансформатора, Ом.

$$X_m = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{т.ном}} \quad (76)$$

где U_k - напряжение КЗ трансформатора.

Для АВР на шинах КРУН-10 кВ

$$X_m = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{2,5} = 2,19(Ом)$$

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot 2,19 \cdot 1,94 = 5,7(кВ)$$

Напряжение срабатывания пускового органа напряжения определяется

$$U_{c.p} = \frac{0,25U_{ном}}{K_U} \quad (77)$$

$$U_{c.p} = \frac{0,25 \cdot 10}{100} = 0,025(кВ)$$

Для АВР на шинах КРУН-10 кВ проверка по условию (74) выполняется

$$0,025 \leq \frac{5,7}{1,2 \cdot 100} = 0,0475(A)$$

Второе условие не проверяется, потому что высоковольтные двигатели в схеме отсутствуют.

Время срабатывания АВР выбирается по условию отстройки от максимального времени срабатывания защит отходящих линий от подстанции или от резервируемой секции

$$t_{АПВ} > t_{с.з.макс} + \Delta t \quad (78)$$

$$t_{АПВ} \geq 1,5 + 0,5 = 2(c)$$

Напряжение срабатывания реле контроля напряжения резервной сети АВР

$$U_{с.р} \leq \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс} \cdot K_U \cdot K_B} \quad (79)$$

$$U_{раб.мин} = 0,6U_{ном} = 0,6 \cdot 10,5 = 6,3(кВ)$$

$$U_{с.р} \leq \frac{6,3}{1,2 \cdot 100 \cdot 0,8} = 0,062(кВ)$$

Сигнализация выполняется на базе блока управления и защиты УВР-10-НГК-УХЛ5.

Сигнализация устанавливается на щите управления оператора в соответствии с требованиями нормативных документов [1,18,19].

В КРУН-10 кВ предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения выключателей;
- аварийная сигнализация - реагирует на аварийное отключение коммутационного аппарата;
- предупредительная сигнализация - сигнализация ненормального режима работы элементов оборудования;
- сигнализация действия защит;

- командная сигнализация - для передачи важных распоряжений;
- сигнализация срабатывания блокировочных устройств.

Сигнализация положения выключателей выполняется с помощью ламп включенного, отключенного и аварийного состояния.

Целью предупредительной сигнализации является информирование персонала о возникновении ненормального режима работы элементов оборудования или о повреждении вторичных цепей.

Сигнализация устанавливается на щите управления оператора ПС-35/10 кВ «Цингалы» в соответствии с требованиями нормативных документов.

3.7 Выводы к разделу 3

В результате выполнения третьего раздела работы, проведена реконструкция релейной защиты и автоматики ПС-35/10 кВ «Цингалы» с непосредственной заменой устаревших реле РТ-40, РТ-80 и РТВ на новые, инновационные микропроцессорные релейные устройства типа УЗА-АТ [18,19].

При этом выбраны и рассчитаны уставки следующих типов блоков микропроцессорного устройства УЗА-АТ, применяемые для защиты таких элементов ПС-35/10 кВ «Цингалы» [1,18,19]:

- воздушные линии 10 кВ и 35 кВ – блок УЗА-10РС15 (для защиты линий). Основные РЗ (применяемые в работе): МТЗ, ТО, ЗП, ЗОЗ;
- секционный выключатель 10 кВ – блок УЗА-10РС15 (с дополнительным устройством АВР);
- силовые трансформаторы ТМН-2500/35 – блок УЗА-10РС5 (для защиты трансформаторов). Основные РЗ (применяемые в работе): ДЗ, МТЗ, ТО, ЗП, ЗОЗ и т.д.

4 Разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ПС-35/10 кВ «Цингалы»

4.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности

В соответствии с [21] общее руководство и ответственность за организацию и проведение работ по охране труда возложены на руководителя хозяйства, а в подразделениях – непосредственно на руководителей этих подразделений.

К организационным мероприятиям по безопасности труда относятся [21] мероприятия, которые предполагают наличие медицинских и технических осмотров, повышения квалификации, предупреждение несчастных случаев, контроль за выполнением гарантий.

Работы в электроустановках выше 1000 В под наведенным напряжением на подстанциях и линиях электропередач относятся к категории наиболее сложных и опасных и должны выполняться по наряду с назначением руководителя работ из руководителей или специалистов, обслуживающих эту электроустановку и имеющие группу по электробезопасности V.

Все члены бригады, за исключением водителей автотранспортных машин и механизмов, выполняющих работы в электроустановках, должны иметь не ниже III группы по электробезопасности.

Перечень электроустановок выше 1000 В, которые находятся в зоне действия наведенного напряжения, утверждается главным инженером и пересматривается ежегодно, а в случае изменения режима или схемы сети и введении новых ВЛ - немедленно.

При этом у дежурного оперативно – технического персонала (диспетчера) должны быть все принятые и утверждённые схемы заземления электрооборудования трансформаторной подстанции для работ в зоне сильного

действия наведенного напряжения согласно оперативной подчиненности оборудования.

Режим заземления ВЛ необходимо указывать в заявке на вывод в ремонт электрооборудования.

Опыт эксплуатации показывает, что при работах в электроустановках под наведенным напряжением имеет место потеря персоналом ощущение опасности, так как в нормальном режиме уровне наведенного напряжения, как правило, незначительны.

Надо помнить, что в аварийном режиме, а также при выполнении работ, связанных с прикосновением к незаземленному проводу, значение наведенного напряжения может достигать очень высокого значения, и безопасность работ может быть обеспечена только при условии строгого соблюдения приведенных мероприятий безопасности.

При работах под наведенным напряжением необходимо использовать спецобувь и рабочую спецодежду.

Работник должен соблюдать требования личной гигиены при выполнении работ.

Работы в электроустановках, находящихся под наведенным напряжением, необходимо выполнять с указанием мероприятий по снижению уровня наведенного напряжения до безопасного, а также других мероприятий, обеспечивающих безопасность работ.

Перед началом работы необходимо проверить соответствие условий выполнения работ требованиям [21].

Запрещается приступать к работам во время грозы или ее приближении, при скорости ветра более 10 м/с, а также в темное время суток или снижении видимости до предельных значений.

При недостаточной видимости рабочие места, проезды и подходы к ним необходимо освещать.

До начала работ необходимо выполнить следующие подготовительные операции [21]:

- получить разрешение на подготовку рабочего места и допуск к работе;
- проверить в действии выдвижную и подъемную части телескопической вышки за пределами РУ;
- подготовить рабочее место;
- провести инструктаж и допуск бригады к работе.

При необходимости предварительно должны быть проведены измерения уровней наведенного напряжения на отключенных ВЛ.

Если такие данные отсутствуют, руководителю работ следует провести необходимые измерения с оформлением протокола.

При этом в строке наряда «Отдельные указания» следует указать, кому поручается эта работа.

Работы на линейном оборудовании (линейный и обходной разъединители, конденсаторы связи и т.д.), необходимо начинать только при постановке переносного заземления или включения заземляющих ножей, если таковые предусмотрены.

Кроме того, необходимо выровнять потенциалы на всех машинах и механизмах в случае, если они будут использоваться в работе в электроустановках.

Для этого необходимо сначала присоединить канаты к машинам (механизмам), затем выровнять их потенциалы заземлением на общий с проводом заземлитель и только после этого крепить к проводу.

При использовании тягового механизма разрешается заземлять его через металлический монтажный канат, а после подачи на канат тяжести, через отводящий блок.

Исключение составляют отдельные виды неотложных и аварийных работ, необходимость и возможность безопасного выполнения которых в каждом случае определяет главный инженер предприятия.

Совмещение работ на линейном оборудовании подстанций, ограничивающие ВЛ под наведенным напряжением, разрешается во всех случаях [21].

После окончания монтажных работ подключения ВЛ, находящихся в зоне сильного действия наведенного напряжения, следует выполнять по очереди с предыдущим заземлением токоведущих частей на базовый заземлитель, устанавливается на конечной опоре.

При работах под наведенным напряжением необходимо обеспечить устойчивую связь бригады с диспетчером.

Для проверки готовности персонала к работе в аварийных ситуациях при допуске бригады необходимо отработать их действия при возникновении аварий и ситуаций, которые могут привести к авариям и несчастным случаям, а также средства оказания первой помощи пострадавшему.

При аварийных ситуациях (отключение влияющей ВЛ с неуспешным АПВ, возникновение режима, требует изменения схемы сети путем проведения переключений на влияющих ВЛ и т.п.), работы следует приостановить, а бригаду вывести из зоны проведения работ.

Работы в электроустановках под наведенным напряжением во время выполнения аварийных переключений на влияющих ВЛ запрещается.

Перерыв в работе, вызванной аварийной ситуацией, должен быть оформлен в наряде.

Повторный допуск на подготовленное рабочее место выполняется руководителем работ после получения разрешения дежурного диспетчера. Перед возобновлением работ необходимо убедиться в надежности

установленных заземлений, а также в наличии и целостности плакатов и ограждений, после чего провести инструктаж и допуск бригады к работе.

При инструктаже следует объяснить причины, вызвавшие аварийную ситуацию, а также указать дополнительные меры, которые необходимо принять для безопасного выполнения работ.

Разбирать схему следует в обратном порядке, соблюдая такой последовательности операций [21]:

- демонтировать инвентарную перемычку, которая соединяет рабочую площадку телескопической вышки с проводом;
- снять с провода переносное заземление;
- провести демонтаж схемы и приспособлений;
- оформить окончания работ.

Демонтаж базового заземления следует выполнять в последнюю очередь - после полного окончания работ и снятия всех рабочих заземлений.

Работы по демонтажу базового заземления могут выполняться только после получения разрешения диспетчера на выполнение этих работ с оформлением его в оперативном журнале и наряде.

После демонтажа базового заземления приближаться к незаземленным токоведущим частям на расстояние, менее чем установлено [21], запрещается.

4.2. Расчёт контура заземления ПС-35/10 кВ «Цингалы»

Конструктивно заземляющее устройство ПС-35/10 кВ «Цингалы» предполагается выполнить в виде сетки из вертикальных стержневых заземлителей из круглой стали диаметром 12 мм и длиной 5 метров, соединенных друг с другом стальной полосой размером 40×4мм на глубине 0,5м от поверхности земли.

Верхний слой – супесь, нижний слой – глина.

Климатическая зона 1.

Толщина верхнего слоя составляет 2 метра.

Принимается глубина заложения заземлителя 0,7 метра.

Естественных заземлителей для использования в контуре заземления не предусмотрено.

Расчетная длительность воздействия однофазного тока замыкания на землю при протекании его через человека, с

$$\tau_{\theta} = t_{pz} + t_{откл}, \quad (80)$$

где t_{pz} – время действия релейной защиты, $t_{pz} = 0,01$ с;

$t_{откл}$ – собственное время отключения выключателя, $t_{откл} = 0,025$ с.

Расчетное удельное сопротивление грунта для вертикальных заземлителей определено по [1]

$$\rho_{расч} = K_c \rho, \quad (81)$$

где K_c – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхания грунта.

Удельное сопротивление грунта: для верхнего слоя грунта толщиной 2 м супеси $\rho = 300$ Ом·м; для нижнего слоя глины $\rho = 40$ Ом·м.

Для верхнего слоя грунта расчетное удельное сопротивление [1]:

а) для вертикальных заземлителей

$$\rho_{расч} = 1,6 \cdot 300 = 480 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

б) для горизонтальных заземлителей

$$\rho_{расч} = 5,2 \cdot 40 = 208 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Для нижнего слоя грунта для вертикальных заземлителей

$$\rho = 1,6 \cdot 40 = 64 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{н.дон.} = 500$ В [2]

Коэффициент прикосновения [2]

$$K_{\Pi} = M\beta / (l\beta / a\sqrt{S}), \quad (82)$$

По условию (82)

$$K_n = 0,795 \cdot 0,53 / (5 \cdot 170) / (5 \cdot \sqrt{360}) = 0,15.$$

$$\beta = R_{\text{ч}} / (R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}). \quad (83)$$

$$R_{\text{с}} = 1,5 \rho. \quad (84)$$

$$R_{\text{с}} = 1,5 \cdot 570 = 885 \text{ Ом}.$$

$$\beta = 1000 / 1855 = 0,53.$$

Расчётное значение потенциала на заземлителе [2]

$$U_3 = U_{\text{пр.дон}} / K_{\text{пр}}. \quad (85)$$

$$U_3 = 500 / 0,15 = 3333 \text{ В}.$$

Полученное значение находится в пределах допустимого:

$$3,3 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}.$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_{3\text{дон}}$, Ом

$$R_{3\text{дон}} = U_3 / I_3, \text{ Ом}, \quad (86)$$

где I_3 – значение тока, стекающего с заземлителя при однофазном КЗ, А.

$$R_{3\text{дон}} = 3333 / 2000 = 1,6 \text{ Ом}.$$

Допустимое значение контура заземления меньше предельно допустимого нормируемого значения, равного 10 Ом.

Преобразованный план ЗУ

$$\sqrt{S} = \sqrt{20 \cdot 26} = 22,8 \text{ м}.$$

Число ячеек

$$m = \frac{l_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1. \quad (87)$$

$$m = \frac{150}{2 \cdot 4,77} - 1 \approx 14.$$

Длина полос

$$L_2 = 2\sqrt{S}(m+1). \quad (88)$$

$$L_2 = 2 \cdot 4,77(14+1) = 143,1 \text{ м}.$$

$$B = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (89)$$

$$B = 22,8/14 = 5,4 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей

$$n_{\text{в}} = (4\sqrt{S})/K_{\text{г}}. \quad (90)$$

$$n_{\text{в}} = (4 \cdot 4,74)/0,75 = 24,3.$$

Принимается ближайшее большее целое значение $n_{\text{в}}=25$.

Исходя из полученного числа вертикальных заземлителей, предусматривается расположение данных вертикальных электродов в заземляющем устройстве в форме сетки (по периметру квадрата - 5x5 вертикальных электродов).

Конструкция заземляющего устройства ПС-35/10 кВ «Цингалы» приведена на графическом листе №6.

4.3 Выводы к разделу 4

В результате выполнения четвёртого раздела работы, осуществлена разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ПС-35/10 кВ «Цингалы», рассчитан контур заземления ПС-35/10 кВ «Цингалы» в форме сетки с использованием 25 вертикальных электродов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы разработан проект реконструкции системы электроснабжения и релейной защиты подстанции 35/10 кВ «Цингалы».

Для достижения поставленной цели в работе осуществлено:

- приведена техническая характеристика ПС-35/10 кВ «Цингалы» с обоснованием необходимости проведения реконструкции

- разработаны мероприятия по реконструкции системы электроснабжения подстанции 35/10 кВ «Цингалы», включающие реконструкцию схемы электрических соединений ПС-35/10 кВ «Цингалы», для чего проведён расчёт электрических нагрузок, осуществлён выбор сечения проводников и электрических аппаратов, проведён расчёт токов короткого замыкания, а также проверка силовых трансформаторов ПС-35/10 кВ «Цингалы» с учётом проведённой реконструкции;

- разработаны мероприятия по реконструкции релейной защиты и автоматики ПС-35/10 кВ «Цингалы», для чего приведены общие требования, предъявляемые к релейной защите и автоматике, осуществлён выбор блоков микропроцессорных защит, а также проведён расчёт уставок микропроцессорных защит линий и трансформаторов, а также уставок автоматики ПС-35/10 кВ «Цингалы»;

- осуществлена разработка мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ПС-35/10 кВ «Цингалы», рассчитан контур заземления ПС-35/10 кВ «Цингалы» в форме сетки с использованием 25 вертикальных электродов.

При принятии решений в работе были соблюдены следующие критерии: надёжность, экономичность, безопасность и удобство эксплуатации, техническая гибкость, компактность, унифицированность, экологичность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / 7-е изд-е. - М.: Альвис, 2018. 632 с.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: КНОРУС, 2016. 348 с.
3. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
4. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
5. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // РД РАО «ЕЭС России». М.: Министерство энергетики, 2013.
6. Алиев И.И. Электрические аппараты: учебное пособие для сред. проф. образования. - М.: РадиоСофт, 2017. 214 с.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 6-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2014. 626 с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2016. 412 с.
9. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 2015. 175 с.
10. Электрические системы и сети: Учебник/Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычёв. Мн.: УП «Технопринт», 2014. 322 с.
11. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование. Учебник. М.: ФОРУМ: ИНФА-М, 2016. 187 с.

12. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 2-е изд. М.: ФОРУМ, 2017. 287 с.
- 13 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.: ил.
- 14 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ-М.: Норматика, 2016.
- 15 Шеховцов В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов. М.: ФОРУМ, 2010.
- 16 Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 2-е изд. М.: ФОРУМ, 2011.
- 17 Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. Часть 1, часть 2. М.: Энергоиздат, 2016. 640 с., ил.
- 18 Каталог микропроцессорных устройств защиты, автоматики и управления присоединений 6-35 кВ серии УЗА-10РС. ЕМВ, 2016 г., 32 с., ил.
- 19 Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2008. 256 с.
- 20 Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. М.: Медиа, 2011. 797 с.
21. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.