

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 ПС 35/10 кВ «Раслово»

Обучающийся

В.В. Костев

Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2023

Аннотация

В бакалаврской работе рассматриваются вопросы проведения технических мероприятий по реконструкции существующей подстанции «Раслово», направленные на повышение надежности электроснабжения потребителей, уменьшение числа аварийных ситуаций и создание безопасных условий труда для персонала подстанции.

По данным приборов учёта электрической энергии, которые установлены на подстанции, составлен график нагрузки за годовой интервал времени, с учётом имеющейся информации о перспективном росте нагрузки определено значение передаваемой мощности через силовые трансформаторы подстанции на ближайшую перспективу.

Для выбора оптимальной мощности силовых трансформаторов на рассматриваемой подстанции проведено сравнение двух вариантов и определены как суммарные приведённые затраты, так и потери электрической энергии на каждой ступени годового графика нагрузки.

Выполнен расчёт трехфазного металлического тока короткого замыкания на шинах высокого и низкого напряжения рассматриваемой подстанции, полученные данные, использовались при проверке вновь выбираемого на подстанции электрического оборудования с целью определения его устойчивости к термическому и динамическому воздействию максимальных значений токов короткого замыкания, которые могут возникнуть в результате аварийных процессов.

Выполнен расчёт нагрузки системы собственных нужд на подстанции с учётом обеспечения надёжного электроснабжения всех потребителей ПС, а также выбран вид источника оперативного тока. Произведён расчёт параметров системы заземления и молниезащиты, устанавливаемой для обеспечения нормального режима функционирования и защиты ПС от поражения ударами молний.

Работа выполнена на 53 страницах, включая 3 рисунка и 2 таблицы.

Содержание

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение..... | 5 |
| 1 Краткая характеристика объекты реконструкции | 6 |
| 2 Определение перспективного графика нагрузки..... | 7 |
| 3 Определение номинальной мощности силовых трансформаторов для установки на подстанции | 9 |
| 3.1 Вариант размещения на подстанции 2 двухобмоточных силовых трансформаторов ТДН-10000/35/10 | 10 |
| 3.2 Вариант размещения на подстанции 2 двухобмоточных силовых трансформаторов ТДН-16000/35/10 | 14 |
| 4 Определение расчётных значений тока короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции..... | 18 |
| 4.1 Определение расчётных значений токов КЗ в точке №1 | 20 |
| 4.2 Определение расчётных значений токов КЗ в точке №2 | 21 |
| 5 Выбор и проверка электрооборудования подстанции «Раслово»..... | 23 |
| 5.1 Выбор высоковольтных вакуумных выключателей..... | 23 |
| 5.1.1 Выбор выключателей 35 кВ | 23 |
| 5.1.2 Выбор выключателей 10 кВ | 26 |
| 5.2 Выбор разъединителей для установки в ОРУ подстанции на стороне высокого напряжения | 28 |
| 5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока | 30 |
| 5.3.1 Выбор трансформаторов тока на стороне высокого напряжения. 30 | |
| 5.3.2 Выбор трансформаторов тока на стороне низкого напряжения ... | 33 |
| 5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения | 36 |
| 5.4.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне высокого напряжения | 36 |
| 5.4.2 Выбор трансформатора напряжения на стороне низкого напряжения | 38 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 5.5 Выбор гибких и жёстких шин для установки в распределительных устройствах высокого и низкого напряжения подстанции | 39 |
| 5.5.1 Выбор гибкой ошиновки 35 кВ | 39 |
| 5.5.2 Выбор жесткой ошиновки 10 кВ | 41 |
| 6 Определение расчётной нагрузки системы собственных нужд подстанций | 45 |
| 7 Расчёт системы заземления подстанции «Раслово» | 46 |
| Заключение | 50 |
| Список используемой литературы и используемых источников..... | 52 |

Введение

К элементам энергетической системы относятся: «электротехническое (генераторы, трансформаторы, коммутационная аппаратура и т.д.) и теплосиловое (котлы, бойлеры и т.д.) оборудования электростанций; линии электропередач – ЛЭП; трансформаторные подстанции – ПС; тепловая автоматика и тепловые защиты; устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики, средства диспетчерского управления; устройства продольной и поперечной компенсации параметров ЛЭП, т.е. установки продольной компенсации и шунтирующие реакторы; источники реактивной мощности, т.е. синхронные компенсаторы, конденсаторные батареи, статические тиристорные компенсаторы» [1, 3-6].

«К системе электроснабжения предъявляются следующие ключевые свойства:

- обеспечение заданной надежности электроснабжения потребителей и недопущении перерывов в электроснабжении сверх установленного нормами предела;
- создание условий для передачи электроэнергии установленного стандартами качества и в случае необходимости разработка и внедрение технических и схемных решений для приведения её показателей в установленные нормы;
- обеспечение устойчивого функционирования системы электроснабжения, реализация технической возможности продолжения электроснабжения потребителей после выхода из строя отдельных элементов её системы» [2].

Цель работы заключается в повышении надежности функционирования электрической части подстанции путём рационального выбора и проверки нового оборудования, создания безопасных условий труда для персонала подстанции, внедрение современных средств автоматизации и релейной защиты, повышающих наблюдаемость и управляемость за элементами ПС.

1 Краткая характеристика объекты реконструкции

Понизительная подстанция «Раслово» расположена в Костромской области примерно посередине дороги от Костромы до городского поселения Судиславль. От подстанции питается как сам посёлок Раслово, так и рядом расположенные посёлки Берёзовая роща, Магово и более мелкие Антипино, Гусево, Палагино, Левино, Жирославка, Мезо и Лазарево. В районе располагаются мебельное производство и производство пищевых продуктов питания.

На рисунке 1 приведено расположение подстанции на карте загрузки центров питания.

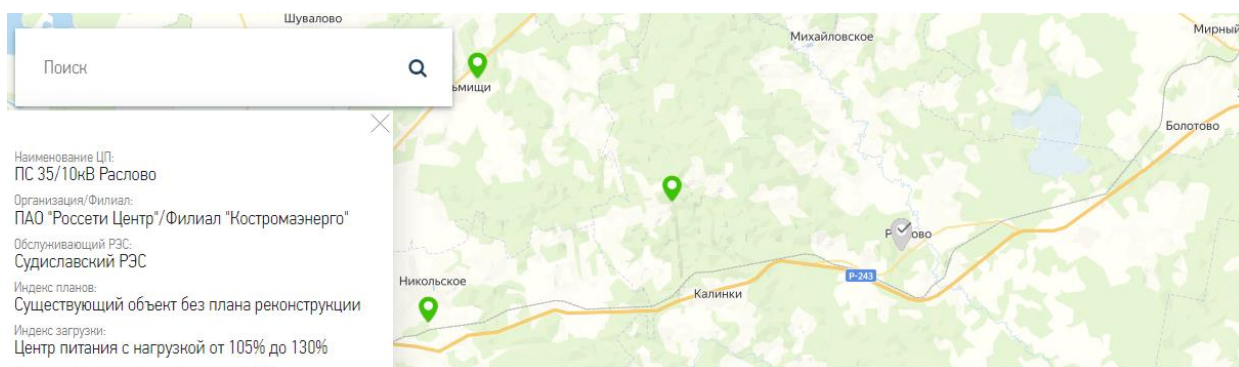


Рисунок 1 - Расположение подстанции «Раслово» на карте загрузки центров питания

Рассматриваемая подстанция была построена в 1979 году. С каждым годом возрастает объём передаваемой через подстанцию электроэнергии, что связано в первую очередь с расширением промышленного производства и плавным ростом численности населения, проживающего в окрестных посёлках.

Вывод: в разделе приведена краткая характеристика рассматриваемой подстанции.

2 Определение перспективного графика нагрузки

Опираясь на имеющиеся данные о ежегодном росте электрической нагрузки, получающей питание от подстанции «Раслово» определяем будущую расчётную максимальную мощность через трёхлетний годовой интервал и на основании усредненного за несколько лет годового графика нагрузки определяем будущие мощности на каждой его ступени (рисунок 2).

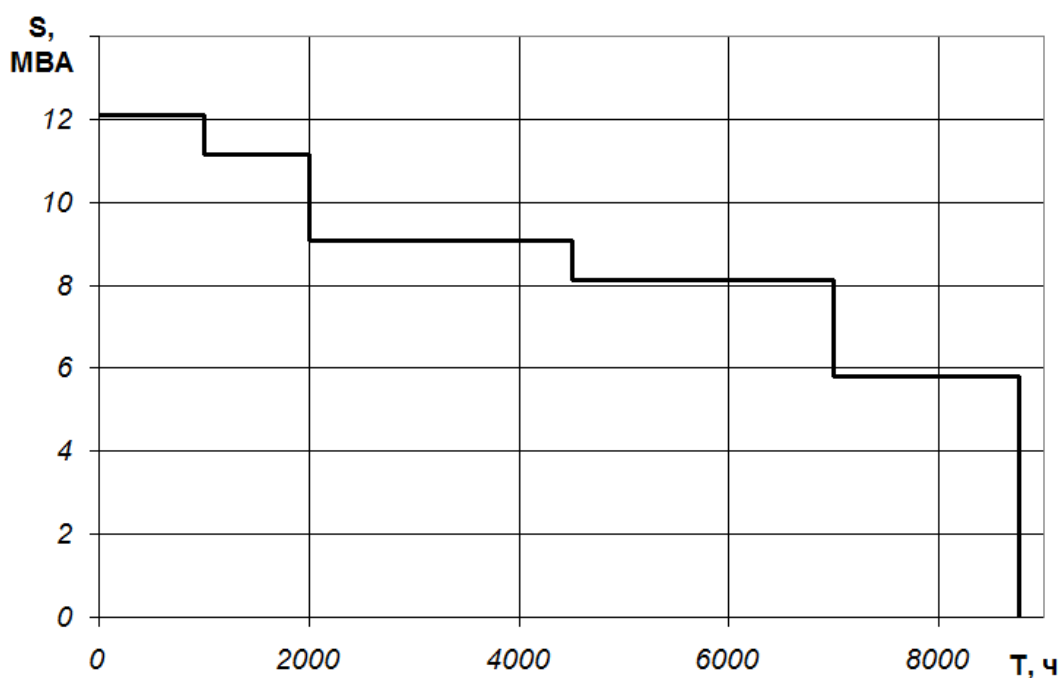


Рисунок 2 – Перспективный годовой график нагрузки подстанции к 2025 году

На основании данных годового графика нагрузки находим суммарное потребление электрической энергии потребителями подключенных подстанций умножаем мощность на каждой ступени годового графика на её продолжительность [7, 8]:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}, \quad (1)$$

где $P_{in}(t)$ - «мощность на i ступени графика нагрузки» [7];

« t_{in} - продолжительность i ступени графика нагрузки» [7];

$$\begin{aligned} W_{ПС} &= (10,89 \cdot 1 + 10,02 \cdot 1 + 8,17 \cdot 2,5 + 7,3 \cdot 2,5 + 5,23 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = \\ &= 68,8 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Число часов использования максимума нагрузки подстанций определяем, как суммарное годовое электропотребление, делённое на значение максимальной ступени годового графика нагрузки:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\text{МАХ.ПС}}}, \quad (2)$$

где « W - объем годового электропотребления;

$P_{\text{max.nc}}$ - максимум нагрузки подстанции» [7];

$$T_M = \frac{68,8 \cdot 10^3}{10,89} = 6317 \text{ ч}.$$

Коэффициент, характеризующий заполнение годового графика нагрузки определяется как отношение числа часов максимума нагрузки, делённое на годовой интервал времени:

$$K_{\text{ЗАП}} = \frac{T_M}{8760}, \quad (3)$$

$$K_{\text{ЗАП}} = \frac{6317}{8760} = 0,72.$$

Вывод. Построен годовой график нагрузки на трёхлетнюю перспективу, определены его показатели и суммарное годовое электропотребление потребителями, получающими питание от подстанции «Раслово».

3 Определение номинальной мощности силовых трансформаторов для установки на подстанции

«Номинальной мощностью трансформатора $S_{ном}$ называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении» [2, 4, 7].

«Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей ответственных категорий, которые должны получать питания не менее чем от 2 источников питания предусматриваем установку на реконструируемой подстанции двух питаемых по отдельным воздушным линиям электропередачи силовых трансформаторов» [7]. Из следующего выражения находим минимальное значение номинальной мощности силового трансформатора с учётом принятого к установке их количества и допустимой его перегрузки, установленной заводом-изготовителем для послеаварийного режима работы:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{рп} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (4)$$

где « K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории;

$K_{пер}$ – коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора» [4];

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 12100 \cdot \frac{1}{1,4} = 6914 \text{ кВА.}$$

Таким образом для рассмотрения и последующего сравнения выбираем силовые трансформаторы мощностью по 10000 кВА и 16000 кВА.

3.1 Вариант размещения на подстанции 2 двухобмоточных силовых трансформаторов ТДН-10000/35/10

Выбираем в каталоге производителя необходимый силовой трансформатор по номинальной мощности и определяем из него необходимые для будущих расчётов справочные данные, в которые входят потери холостого хода $\Delta P_{XX} = 12 \text{ кВт}$ в силовом трансформаторе, потери в режиме короткого замыкания $\Delta P_{KЗ} = 60 \text{ кВт}$, ток холостого хода $i_{XX} = 0.75 \%$ и напряжение короткого замыкания $u_{KЗ} = 8 \%$. По представленной на сайте информации определяем примерную стоимость поставки силового трансформатора $K_T = 22000 \text{ тыс. руб.}$

«Находим расчётное значение приведённых потерь активной мощности в силовом трансформаторе при его работе на холостом ходу» [9, 10]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (5)$$

где « ΔP_x – потери мощности трансформатора в режиме XX;

K_{un} – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания и составляет» [9];

$$\Delta P_x' = 12 + 0,05 \cdot 75 = 15.75 \text{ кВт},$$

«Находим потери реактивной мощности в силовом трансформаторе в режиме его работы на холостом ходу»:

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (6)$$

где « ΔQ_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме XX;

$I_{xx\%}$ – ток холостого хода трансформатора» [9];

$$\Delta Q_x = 0.75 \cdot 10000 / 100 = 75 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

Величина приведённых потерь реактивной мощности в режиме короткого замыкания определяется из известных данных о напряжении короткого замыкания и номинальной мощности силового трансформатора по следующему выражению:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (7)$$

где « $u_{k\%}$ – напряжение КЗ трансформатора;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора» [9];

$$\Delta Q_k = 8 \cdot 10000 / 100 = 800 \text{ квар},$$

$$\Delta P_k' = \Delta P_k + K_{un} \cdot \Delta Q_k, \quad (8)$$

$$\Delta P_k' = 60 + 0,05 \cdot 800 = 100 \text{ кВт}.$$

«Найдем коэффициент загрузки одного трансформатора при его работе на максимальной ступени годового графика нагрузки подстанции» [9]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}}, \quad (9)$$

где $S_{нагр}$ – величина полной мощности на максимальной ступени годового графика нагрузки подстанции;

$$K_3 = \frac{12100}{10000} = 1,21 .$$

«Определим суммарные приведенные потери активной мощности в одном силовом трансформаторе» [9]:

$$\dot{P}_m = \Delta P_x + K_3^2 \cdot \Delta P_k, \quad (10)$$

$$\dot{P}_m = 15.75 + 1.21^2 \cdot 100 = 162.16 \text{ кВт}.$$

По перспективному годовому графику нагрузки определяем величины потерь электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции в режиме холостого хода и короткого замыкания на каждой из ступеней годового графика нагрузки, при этом при нахождении потерь в режиме короткого замыкания кроме продолжительности ступени используется значение коэффициента загрузки силового трансформатора на данной ступени:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3\phi}^2 \cdot \Delta P'_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (11)$$

где « i – порядковый номер ступени графика нагрузки;

n_i – число трансформаторов ПС, находящихся в работе на i -ой ступени годового графика нагрузки;

K_3 – коэффициенты загрузки обмоток соответствующего напряжения трансформатора на i -ой ступени;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки на i -ой ступени» [9].

«Мощности на каждой ступени годового графика и его продолжительности, а также результаты расчета потерь электроэнергии в режимах КЗ и ХХ заносим в таблицу 1» [9].

Определяем по суммарному значению потерь электрической энергии за год вот их стоимость в денежном выражении:

$$I_{\Delta W_{ПС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_3, \quad (12)$$

где « ΔW_{nc} – годовые потери электроэнергии в трансформаторах;

C_3 – стоимость 1 кВт · ч электроэнергии» [9].

Таблица 1 - Результаты расчётов потерь активной электрической энергии в режиме холостого хода и короткого замыкания на каждой из пяти ступеней годового графика нагрузки подстанции при установке на ней силовых трансформаторов типа ТДН - 10000/35/10

| <i>i</i> ступень графика | S_{Bi} , MBA | T_i , ч | $K_{эBi}$ | $\Delta W_{кBi}$, кВт·ч | ΔW_{xi} , кВт·ч |
|--------------------------------|-------------------|----------------------------------|-----------|---------------------------------|----------------------------|
| 1 | 12,112 | 1000 | 1,211 | 73206 | 31501 |
| 2 | 11,138 | 1000 | 1,115 | 62001 | 31502 |
| 3 | 9,081 | 2500 | 0,909 | 102946 | 78753 |
| 4 | 8,109 | 2500 | 0,809 | 82223 | 78751 |
| 5 | 5,821 | 1760 | 0,583 | 29810 | 55442 |
| | | $\Sigma \Delta W_{кBi} = 350181$ | | $\Sigma \Delta W_{xi} = 275941$ | |

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (350178 + 275940) \cdot 2.325 = 1456 \text{ тыс. руб.}$$

Выполним расчёт приведённых затрат при установке на подстанции 2 силовых трансформаторов выбранной мощности с учётом годовых издержек на их эксплуатацию и потерь электроэнергии в них:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_э + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (13)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 44000 + 4134 + 1456 = 16583 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 22000 = 44000 \text{ тыс.руб.}$ – суммарные затраты на покупку и доставку до места размещения подстанции 2 силовых трансформаторов выбранной мощности по данным, представленным в коммерческом предложении заводом-изготовителем;

$I_э = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 44000 = 4134 \text{ тыс.руб.}$ – годовые издержки на содержание силовых трансформаторов.

3.2 Вариант размещения на подстанции 2 двухобмоточных силовых трансформаторов ТДН-16000/35/10

Выбираем в каталоге производителя необходимый силовой трансформатор по номинальной мощности и определяем из него необходимые для будущих расчётов справочные данные, в которые входят потери холостого хода $\Delta P_{xx} = 17 \text{ кВт}$ в силовом трансформаторе, потери в режиме короткого замыкания $\Delta P_{кз} = 85 \text{ кВт}$, ток холостого хода $i_{xx} = 0.7 \%$ и напряжение короткого замыкания $u_{кз} = 10 \%$. По представленной на сайте информации определяем примерную стоимость поставки силового трансформатора $K_T = 25055 \text{ тыс. руб.}$

«Находим расчётное значение приведённых потерь активной мощности в силовом трансформаторе при его работе на холостом ходу» [4]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (14)$$
$$\Delta P_x' = 17 + 0.05 \cdot 112 = 22.6 \text{ кВт},$$

«Находим потери реактивной мощности в силовом трансформаторе в режиме его работы на холостом ходу» [4]:

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} + S_{ном.т} / 100, \quad (15)$$
$$\Delta Q_x = 0.7 + 16000 / 100 = 112 \text{ квар},$$
$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

«Опираясь на исходные данные о напряжении короткого замыкания и номинальной мощности силового трансформатора находим величину потерь реактивной мощности в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания» [4]:

$$\Delta Q_{\kappa} = u_{k\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (16)$$

$$\Delta Q_{\kappa} = 10 \cdot 16000 / 100 = 1600 \text{ квар},$$

$$\Delta P_{\kappa}' = \Delta P_{\kappa} + K_{\text{ин}} \cdot \Delta Q_{\kappa}, \quad (17)$$

$$\Delta P_{\kappa}' = 85 + 0.05 \cdot 1600 = 165 \text{ кВт}.$$

«Найдем коэффициент загрузки одного трансформатора при его работе на максимальной ступени годового графика нагрузки подстанции» [9]:

$$K_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (18)$$

$$K_3 = \frac{12100}{16000} = 0.756 .$$

«Определим суммарные приведенные потери активной мощности в одном силовом трансформаторе» [9]:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\kappa}^{\dot{}}, \quad (19)$$

$$P_m^{\dot{}} = 22.6 + 0.756^2 \cdot 165 = 116.97 \text{ кВт}.$$

По перспективному годовому графику нагрузки определяем величины потерь электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции в режиме холостого хода и короткого замыкания на каждой из ступеней годового графика нагрузки, при этом при нахождении потерь в режиме короткого замыкания кроме продолжительности ступени используется значение коэффициента загрузки силового трансформатора на данной ступени:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3\sigma}^2 \cdot \Delta P_{\kappa}' \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (20)$$

В таблицу 2 сводим результаты расчётов потерь активной электрической энергии в режиме холостого хода и короткого замыкания на каждой из пяти ступеней годового графика нагрузки подстанции при установке на ней силовых трансформаторов типа ТДН - 16000/35/10.

Определяем по суммарному значению потерь электрической энергии за год вот их стоимость в денежном выражении:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (21)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (225700 + 395952) \cdot 2.325 = 1445 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 2 - Результаты расчётов потерь активной электрической энергии в режиме холостого хода и короткого замыкания на каждой из пяти ступеней годового графика нагрузки подстанции при установке на ней силовых трансформаторов типа ТДН - 16000/35/10

| <i>i</i> ступень графика | S_{Bi} , МВА | T_i , ч | $K_{эBi}$ | $\Delta W_{кBi}$, кВт·ч | ΔW_{xi} , кВт·ч |
|--------------------------------|-------------------|----------------------------------|-----------|---------------------------------|----------------------------|
| 1 | 12,112 | 1000 | 0.757 | 47184 | 45201 |
| 2 | 11,138 | 1000 | 0.697 | 39960 | 45202 |
| 3 | 9,081 | 2500 | 0.568 | 66352 | 113003 |
| 4 | 8,109 | 2500 | 0.508 | 52995 | 113001 |
| 5 | 5,821 | 1760 | 0.365 | 19214 | 79553 |
| | | $\Sigma \Delta W_{кBi} = 225699$ | | $\Sigma \Delta W_{xi} = 395953$ | |

Выполним расчёт приведённых затрат при установке на подстанции 2 силовых трансформаторов выбранной мощности с учётом годовых издержек на их эксплуатацию и потерь электроэнергии в них:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (22)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 50110.67 + 4710 + 1445 = 18683 \text{ тыс. руб.}$$

где $K = 2 \cdot 25055.33 = 50110.67$ тыс.руб. – суммарные затраты на покупку и доставку до места размещения подстанции 2 силовых трансформаторов выбранной мощности по данным, представленным в коммерческом предложении заводом-изготовителем;

$I_{\text{г}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 50110.67 = 4710$ тыс.руб. – годовые издержки на содержание силовых трансформаторов.

Выводы по разделу.

Вариант с установкой на трансформаторной подстанции более мощных трансформаторов приводит к увеличению приведённых затрат на 13% и более высоким издержкам на их эксплуатацию, но обладает немного меньшими потерями электрической энергии. Несмотря на это, меньшая стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах не компенсирует увеличение их стоимости, поэтому к установке на подстанции принимаем вариант с размещением 2 силовых трансформаторов ТДН-10000/35.

4 Определение расчётных значений тока короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции

На рисунке 3 изображена расчётная схема для определения токов короткого замыкания, в которую входит воздушная питающая линия от подстанции энергосистемы до подстанции «Раслово» и выбранный силовой трансформатор мощностью 10 МВА, точки короткого замыкания для проверки выбираемых к установке на подстанции аппаратов на шинах высокого и низкого напряжения силового трансформатора.

По расчётной схеме составляется схема замещения в которой реальные электротехнические элементы, такие как система, линия электропередачи и силовой трансформатор, замещаются собственными индуктивными сопротивлениями.

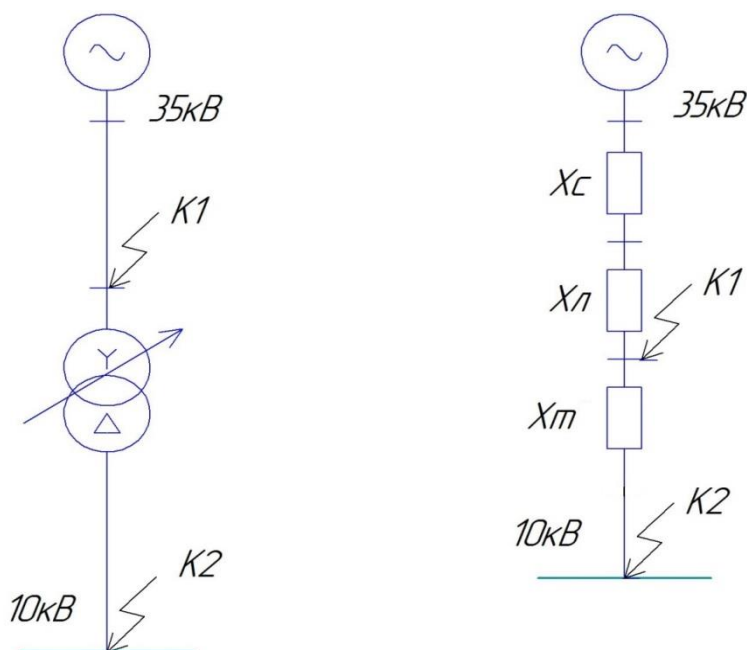


Рисунок 3 – Электрические схемы с указанием точек для расчёта токов короткого замыкания

К исходным данным, необходимым для расчёта токов КЗ относится информация об электрических аппаратах и проводниках, входящих в схему замещения [11, 12]:

Для определения сопротивления внешней системы у

электроснабжающей организации необходимо получить информацию о расчётном значении мощности короткого замыкания на шинах подстанции со стороны ЭЭС: $U_{cp} = 35$ кВ; $S_{\sigma} = 1000$ МВА; $S_{\kappa} = 1950$ МВА.

Справочное значение погонного сопротивления для питающей воздушной линии установленного сечения и протяжённость трассы ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции «Раслово»: $x_{y\sigma} = 0,4$ Ом/км; $L = 15$ км.

Значение номинальной полной мощности принятого к установке на подстанции силового трансформатора и определённое по данным изготовителя значение напряжения короткого замыкания: $S_{\mu} = 10$ МВА; $U_{\kappa} = 8$ %.

«Используя базисное значение мощности и данные, представленные энергоснабжающей организацией о мощности короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы, находим сопротивление индуктивное сопротивление системы» [13]:

$$x_{c.\bar{\sigma}} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}}; \quad (23)$$

где S_{κ} - расчетное значение мощности короткого замыкания на шинах питающей подстанции;

S_{σ} - базисное значение мощности на расчётной ступени;

$$x_{c.\bar{\sigma}} = \frac{1000}{1950} = 0.513.$$

Определяем сопротивление линии электропередачи от питающей подстанции ЭЭС до подстанции «Раслово» путём умножения погонного сопротивления проводника на протяжённость трассы ЛЭП с учётом количества цепей в линии:

$$x_{ВЛ.б} = \frac{x_{уд}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{б}}{U_{сн}^2}; \quad (24)$$

где « $U_{сн}$ - напряжение внешней системы;

$x_{уд}$ - удельное сопротивление высоковольтной питающей линии;

L - протяженность линии» [13];

$$x_{ВЛ.б} = \frac{0.4}{2} \cdot 15 \cdot \frac{1000}{35^2} = 2.449.$$

Исходя из справочного значения напряжения короткого замыкания силового трансформатора и его номинальной мощности находим значение внутреннего индуктивного сопротивления:

$$x_{Т.б} = \frac{U_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}}; \quad (25)$$

$$x_{Т.б} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8.$$

4.1 Определение расчётных значений токов КЗ в точке №1

«Найдем значение суммарного сопротивления до точки К1» [13]:

$$x_{рез1} = x_{с.б} + x_{ВЛ.б}; \quad (26)$$

$$x_{рез1} = 0.513 + 2.449 = 2.962.$$

Величина базисного тока может быть определена по формуле:

$$I_{б.к1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (27)$$

$$I_{\delta.k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16.496 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение тока 3х фазного КЗ» [13]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{E_{\delta}'}{x_{рез1}} \cdot I_{\delta}; \quad (28)$$

где « E_{δ}' – сверхпереходная ЭДС;

$x_{рез}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ» [13];

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{1}{2.962} \cdot 16.496 = 5.569 \text{ кА};$$

«Определяем амплитудное значение ударного тока короткого замыкания в первой расчётной точке» [13]:

$$i_{уд.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(3)} \cdot k_{уд}; \quad (29)$$

где « $k_{уд}$ – значение ударного коэффициента» [13];

$$i_{уд.k1} = \sqrt{2} \cdot 5.569 \cdot 1.8 = 14.178 \text{ кА}.$$

4.2 Определение расчётных значений токов КЗ в точке №2

«Найдем значение суммарного сопротивления до точки К2» [13]:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.б}; \quad (30)$$

$$x_{рез2} = 2.962 + 8 = 10.962.$$

Величина базисного тока может быть определена по формуле:

$$I_{\sigma.k2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (31)$$

$$I_{\sigma.k2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение тока 3х фазного КЗ» [13]:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}^{\wedge}}{x_{рез2}} \cdot I_{\sigma.k2}; \quad (32)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{10.962} \cdot 54.986 = 5.016 \text{ кА};$$

«Определяем амплитудное значение ударного тока короткого замыкания во второй расчётной точке» [14]:

$$i_{уд.k2} = \sqrt{2} \cdot I_{н.к2}^{(3)} \cdot k_{уд}; \quad (33)$$

$$i_{уд.k2} = \sqrt{2} \cdot 5.016 \cdot 1.85 = 13.124 \text{ кА}.$$

Выводы по разделу. Для определения токов короткого замыкания составлена расчётная схема и её схема замещения. Определена исходная информация по элементам, входящим в схему замещения: внешней электроэнергетической системе, линии электропередачи, связывающей подстанцию ЭЭС с подстанцией «Раслово», а также выбранном силовом трансформаторе. Определены суммарные значения сопротивлений до расчётных точек короткого замыкания, произведен расчёт металлического тока короткого замыкания и амплитудного значения ударного тока КЗ на шинах напряжением 35 кВ и 10 кВ подстанции, полученные значения будут использованы при проверке выбираемого на подстанции силового электрооборудования.

5 Выбор и проверка электрооборудования подстанции «Раслово»

5.1 Выбор высоковольтных вакуумных выключателей

5.1.1 Выбор выключателей 35 кВ

Для установки в открытом распределительном устройстве подстанции напряжением 35 кВ предварительно выбираем высоковольтный вакуумный выключатель ВГТ-35/50/3150УХЛ.

Выбор и проверка высоковольтного выключателя производится на соответствие ряду условий [15-17]:

- «номинальное напряжение выбираемого аппарата должно быть равно либо больше номинальному напряжению электрической сети в месте его размещения» [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (42)$$

где « $U_{сети}$ - напряжение сети в месте установки» [14];

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток аппарата должен быть больше максимального тока» [14]:

$$I_{max} < I_n, \quad (43)$$

$$218 \text{ А} < 3150 \text{ А},$$

Максимальный ток определяется для послеаварийного режима с учётом отключения одного из силовых трансформаторов подстанции и подключения всей нагрузки подстанции к одному оставшемуся в работе силовому трансформатору:

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (44)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218 \text{ А};$$

– паспортное значение номинального тока отключения высоковольтного выключателя должно быть больше либо равно максимального значения металлического тока короткого замыкания, который может протекать через выбираемый выключатель:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (45)$$

$$5.6 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (46)$$

$$3.4 \text{ кА} \leq 17 \text{ кА},$$

в расчетах определяем значение:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (47)$$

где « τ – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи при КЗ дугогасительными контактами выключателями;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ» [14];

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5.6 \cdot e^{\frac{-0.05}{0.06}} = 3.4 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (48)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 30 = 17 \text{ кА},$$

– при проверке на электродинамическую устойчивость паспортное значение динамической стойкости для выбранного электрооборудования должно быть больше максимального значения трехфазного тока короткого замыкания:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (49)$$

где « $I_{нр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ» [14];

$$5.6 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (50)$$

$$14.2 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

– при проверке выбираемого аппарата на термическую стойкость, рассчитывается квадрат термического тока, умноженный на предельное время отключения тока КЗ. Полученное значение произведения должно быть больше значение теплового импульса, определённого по расчётным значениям тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (51)$$

где « $I_{терм}$ – предельный ток термической устойчивости;

$t_{откл}$ - длительность протекания тока термической устойчивости»

[14];

$$5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 90 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Таким образом, по результатам проведённого сравнения можно сделать вывод о том, что предварительно выбранной выключатель ВГТ-35/50/3150УХЛ соответствует электрическим параметрам в месте его

установки и способен выдержать воздействие максимальных расчетных значений тока короткого замыкания без опасности разрушения.

5.1.2 Выбор выключателей 10 кВ

Для установки в закрытом распределительном устройстве подстанции напряжением 10 кВ предварительно выбираем высоковольтный вакуумный выключатель Evolis.

Выбор и проверка высоковольтного выключателя производится на соответствие ряду условий:

- «номинальное напряжение выбираемого аппарата должно быть равно либо больше номинальному напряжению электрической сети в месте его размещения» [13]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (52)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток аппарата должен быть больше максимального тока» [13]:

$$I_{max} < I_n, \quad (53)$$

$$770 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

Максимальный ток определяется для послеаварийного режима с учётом отключения одного из силовых трансформаторов подстанции и подключения всей нагрузки подстанции к одному оставшемуся в работе силовому трансформатору:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (54)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 770 \text{ А};$$

- «паспортное значение номинального тока отключения высоковольтного выключателя должно быть больше либо равно максимального значения металлического тока короткого замыкания, который может протекать через выбираемый выключатель» [13]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (55)$$

$$5 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (56)$$

$$3.7 \text{ кА} \leq 12.4 \text{ кА},$$

в расчетах определяем значение:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (57)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5 \cdot e^{\frac{-0.065}{0.1}} = 3.7 \text{ кА},$$

$$i_{a.н} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (58)$$

$$i_{a.н} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \right) \cdot 25 = 12.4 \text{ кА},$$

- при проверке на электродинамическую устойчивость паспортное значение динамической стойкости для выбранного электрооборудования должно быть больше максимального значения трехфазного тока короткого замыкания:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (59)$$

$$5 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{нр.с}, \quad (60)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 45 \text{ кА};$$

- при проверке выбираемого аппарата на термическую стойкость, рассчитывается квадрат термического тока, умноженный на предельное время отключения тока КЗ. Полученное значение произведения должно быть больше значение теплового импульса, определённого по расчётным значениям тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (61)$$

$$5.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 71.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, по результатам проведённого сравнения можно сделать вывод о том, что предварительно выбранной выключатель Evolis соответствует электрическим параметрам в месте его установки и способен выдержать воздействие максимальных расчетных значений тока короткого замыкания без опасности разрушения.

5.2 Выбор разъединителей для установки в ОРУ подстанции на стороне высокого напряжения

Для установки в открытом распределительном устройстве подстанции напряжением 35 кВ предварительно выбираем разъединитель типа РГП-35/1000.

Выбор и проверка разъединителя производится на соответствие ряду условий:

- «номинальное напряжение выбираемого аппарата должно быть равно либо больше номинальному напряжению электрической сети в месте его размещения» [13]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (62)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток выбираемого разъединителя должен превышать максимальное значение тока, который может протекать через него продолжительное время в послеаварийном режиме работы подстанции» [13]:

$$I_{max} < I_n, \quad (63)$$

$$218 \text{ A} < 1000 \text{ A},$$

- «при проверке на электродинамическую устойчивость паспортное значение динамической стойкости для выбранного электрооборудования должно быть больше амплитудного максимального значения ударного тока короткого замыкания» [13]:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (64)$$

$$14.2 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- «при проверке выбираемого аппарата на термическую стойкость, рассчитывается квадрат термического тока, умноженный на предельное время отключения тока КЗ» [13]. Полученное значение произведения должно быть больше значение теплового импульса, определённого по расчётным значениям тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (65)$$

$$5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, по результатам проведённого сравнения можно сделать вывод о том, что предварительно выбранный разъединитель РГП-35/1000 соответствует электрическим параметрам в месте его установки и способен

выдержать воздействие максимальных расчетных значений тока короткого замыкания без опасности разрушения.

5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

5.3.1 Выбор трансформаторов тока на стороне высокого напряжения

Для установки в открытом распределительном устройстве подстанции напряжением 35 кВ предварительно выбираем трансформаторы тока типа ТРГ-35.

Выбор и проверка трансформаторов тока производится на соответствие ряду условий:

- «номинальное напряжение выбираемого трансформатора тока должно быть равно либо больше номинальному напряжению электрической сети в месте его размещения» [13]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (66)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- номинальный ток выбираемого трансформатора тока должен превышать максимальное значение тока, который может протекать через него продолжительное время в послеаварийном режиме работы подстанции:

$$I_{\max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (67)$$

$$218 \text{ А} \leq 300 \text{ А};$$

- «при проверке на электродинамическую устойчивость паспортное значение динамической стойкости для выбранного трансформатора

тока должно быть больше амплитудного максимального значения ударного тока короткого замыкания» [13]:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}} , \quad (68)$$

$$14.2 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА} ;$$

– «при проверке выбираемого аппарата на термическую стойкость, рассчитывается квадрат термического тока, умноженный на предельное время отключения тока КЗ» [13]. Полученное значение произведения должно быть больше значение теплового импульса, определённого по расчётным значениям тока короткого замыкания:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} , \quad (69)$$

где « K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока» [14];

$$5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 62.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

– выбранный трансформатор тока проверяется на допустимость максимальной нагрузки подключенных во вторичной цепи приборов и средств релейной защиты:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (70)$$

где « $Z_{2\text{ном}}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока» [14];

При расчетах суммарного сопротивления подключенных во вторичные цепи приборов и устройств релейной защиты допускается принимать их полное сопротивление равным активному $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (71)$$

где « $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов;

$R_{\text{приб.}}$ – сопротивление приборов» [14];

К измерительным трансформаторам тока, установленным в открытом распределительном устройстве подстанции на стороне 35 кВ подключаются амперметр и счётчик электрической энергии с суммарной мощностью не более 5 ВА. По полному значению мощности, путём его деления на квадрат номинального тока во вторичных цепях определяем сопротивление подключённых приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (72)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{5}{5^2} = 0.2 \text{ Ом}.$$

Максимальное значение сопротивления соединительных проводов находим путём вычитания из допустимого сопротивления приборов, подключенных во вторичные цепи найденного ранее значения сопротивления приборов и контактных соединений:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.2 - 0.1 = 0.9 \text{ Ом}.$$

По определённому сопротивлению проводника находим соответствующее ему сечения:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (73)$$

где « ρ – удельное сопротивление материала провода;

l_p – расчетная длина проводов» [14];

$$s = \frac{0.0175 \cdot 50}{0.9} = 0.972 \text{ мм}^2.$$

«Исходя из требований, предъявляемых к механической прочности соединительных проводов выбираем их сечение равным 2.5 мм²» [13].

Таким образом, по результатам проведённого сравнения можно сделать вывод о том, что предварительно выбранной трансформатор тока ТРГ-35 соответствует электрическим параметрам в месте его установки и способен выдержать воздействие максимальных расчетных значений тока короткого замыкания без опасности разрушения.

5.3.2 Выбор трансформаторов тока на стороне низкого напряжения

Для установки в закрытом распределительном устройстве подстанции напряжением 10 кВ предварительно выбираем трансформаторы тока типа ТОЛ-10.

Выбор и проверка трансформаторов тока производится на соответствие ряду условий:

- «номинальное напряжение выбираемого трансформатора тока должно быть равно либо больше номинальному напряжению электрической сети в месте его размещения» [13]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (74)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток выбираемого трансформатора тока должен превышать максимальное значение тока, который может протекать через него продолжительное время в послеаварийном режиме работы подстанции» [13]:

$$I_{\max} \leq I_{Н.ТТ}, \quad (75)$$

$$770 \text{ А} \leq 800 \text{ А};$$

- «при проверке на электродинамическую устойчивость паспортное значение динамической стойкости для выбранного трансформатора тока должно быть больше амплитудного максимального значения ударного тока короткого замыкания» [13]:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (76)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- «при проверке трансформатора тока на термическую стойкость, рассчитывается квадрат термического тока, умноженный на предельное время отключения тока КЗ» [13]. Полученное значение произведения должно быть больше значение теплового импульса, определённого по расчётным значениям тока короткого замыкания:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (77)$$

$$5.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 184 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

– выбранный трансформатор тока проверяется на допустимость максимальной нагрузки подключенных во вторичной цепи приборов и средств релейной защиты:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (78)$$

При расчетах суммарного сопротивления подключенных во вторичные цепи приборов и устройств релейной защиты допускается принимать их полное сопротивление равным активному $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к} , \quad (79)$$

К измерительным трансформаторам тока, установленным в закрытом распределительном устройстве подстанции на стороне 10 кВ подключаются амперметр и счётчики активной и реактивной электрической энергии с суммарной мощностью не более 6 ВА. По полному значению мощности, путём его деления на квадрат номинального тока во вторичных цепях определяем сопротивление подключённых приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} , \quad (80)$$

$$R_{приб} = \frac{6}{5^2} = 0.24 \text{ Ом} .$$

Максимальное значение сопротивления соединительных проводов находим путём вычитания из допустимого сопротивления приборов, подключенных во вторичные цепи найденного ранее значения сопротивления приборов и контактных соединений:

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k,$$

$$R_{np} = 1.2 - 0.24 - 0.1 = 0.86 \text{ Ом}.$$

По определённому сопротивлению проводника находим соответствующее ему сечения:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (81)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.86} = 0.814 \text{ мм}^2.$$

Исходя из требований, предъявляемых к механической прочности соединительных проводов выбираем их сечение равным 2.5 мм².

Таким образом, по результатам проведённого сравнения можно сделать вывод о том, что предварительно выбранной трансформатор тока ТОЛ-10 соответствует электрическим параметрам в месте его установки и способен выдержать воздействие максимальных расчетных значений тока короткого замыкания без опасности разрушения.

5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

5.4.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне высокого напряжения

Для установки в открытом распределительном устройстве подстанции напряжением 35 кВ предварительно выбираем трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-35.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения производится на соответствие ряду условий:

- «номинальное напряжение выбираемого трансформатора напряжения должно быть равно номинальному напряжению электрической сети в

месте его размещения» [13]. При выборе трансформатора напряжения, рассчитанного на более высокий класс изоляции, его вторичное напряжение не будет соответствовать уровню напряжения на который рассчитаны подключаемые во вторичные цепи приборы:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (82)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- трансформатор напряжения выбирается по конструктивному исполнению и необходимому классу точности для целей учёта электрической энергии и действия устройств релейной защиты;
- номинальное значение полной мощности подключаемых потребителей, установленное в паспортных данных трансформатора напряжения должно быть больше либо равно суммарному значению нагрузки, создаваемой всеми подключенными во вторичной цепи приборами:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (83)$$

где « $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения» [14];

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (84)$$

«Вторичной нагрузкой ТН на стороне 35 кВ ГПП являются счетчики активной и реактивной электрической энергии и вольтметр с общей полной мощностью, не превышающей 23 ВА» [14].

$$23 \text{ ВА} \leq 60 \text{ ВА}.$$

Таким образом, по результатам проведённого сравнения можно сделать вывод о том, что предварительно выбранной трансформатор напряжения ЗНОЛ -35 соответствует электрическим параметрам в месте его установки и вторичная нагрузка подключенных средств измерений и устройств релейной защиты не превышает номинального, установленного заводом изготовителем значения.

5.4.2 Выбор трансформатора напряжения на стороне низкого напряжения

Для установки в закрытом распределительном устройстве подстанции напряжением 10 кВ предварительно выбираем трансформаторы напряжения типа НОЛ-10.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения производится на соответствие ряду условий:

- «номинальное напряжение выбираемого трансформатора напряжения должно быть равно номинальному напряжению электрической сети в месте его размещения» [13]. При выборе трансформатора напряжения, рассчитанного на более высокий класс изоляции, его вторичное напряжение не будет соответствовать уровню напряжения на который рассчитаны подключаемые во вторичные цепи приборы:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (85)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- трансформатор напряжения выбирается по конструктивному исполнению и необходимому классу точности для целей учёта электрической энергии и действия устройств релейной защиты;
- номинальное значение полной мощности подключаемых потребителей, установленное в паспортных данных трансформатора напряжения должно быть больше либо равно суммарному значению

нагрузки, создаваемой всеми подключенными во вторичной цепи приборами:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (86)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (87)$$

«Вторичной нагрузкой ТН на стороне 10 кВ ГПП являются счетчики активной и реактивной электрической энергии и вольтметр с общей полной мощностью, не превышающей 54 ВА» [14].

$$54 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА}.$$

Таким образом, по результатам проведённого сравнения можно сделать вывод о том, что предварительно выбранной трансформатор напряжения НОЛ -10 соответствует электрическим параметрам в месте его установки и вторичная нагрузка подключенных средств измерений и устройств релейной защиты не превышает номинального, установленного заводом изготовителем значения.

5.5 Выбор гибких и жёстких шин для установки в распределительных устройствах высокого и низкого напряжения подстанции

5.5.1 Выбор гибкой ошиновки 35 кВ

«Гибкие шины выполняются сталеалюминевым проводом типа АС.

Сечение проводника определяем по экономической плотности тока»

[14]:

$$s = \frac{I_{раб.ном}}{j_э}; \quad (88)$$

где j_9 - значение экономической плотности тока, определяемой по справочной таблице в зависимости от конструктивного исполнения проводника, материал из которого выполнена токоведущая жила и максимального числа часов использования нагрузки за год;

$$s = \frac{156}{1} = 156 \text{ мм}^2.$$

По расчетному значению сечения проводника выбираем ближайшее стандартное сечение сталь алюминиевого провода 185 мм² с максимально допустимым значением тока при прокладке в воздухе 510 А.

Находим критическое значение напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (89)$$

где « r_0 – радиус провода;

m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода» [14];

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.94}} \right) = 32.5 \text{ кВ/м.}$$

«Определение значения критической напряженности электрического поля вдоль проводника» [14]:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_0}}; \quad (90)$$

где « U_n – линейное напряжение;

D – расстояние между соседними фазами» [14];

$$E = \frac{0.354 \cdot 37}{0.94 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 150}{0.94}} = 6 \text{ кВ/м.}$$

Выполняем проверку на отсутствие условий возникновения коронных разрядов:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (91)$$

$$6.5 \text{ кВ/м} < 29.3 \text{ кВ/м.}$$

Выбранный стальнойалюминиевый провод сечением 185 квадратных миллиметров подходит для устройства гибкой ошиновки в открытом распределительного устройства подстанции 35 кВ, обеспечивает передачу электрической энергии с минимальными потерями и не создаёт условия для возникновения коронных разрядов.

5.5.2 Выбор жесткой ошиновки 10 кВ

«Сечение проводника определяем по экономической плотности тока» [3]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_э}; \quad (92)$$

$$s = \frac{550}{1} = 550 \text{ мм}^2.$$

По расчетному значению сечения проводника выбираем ближайшее стандартное сечение алюминиевой шины 600 мм², с максимально допустимым значением тока при прокладке в воздухе 1165 А.

«Минимально допустимое сечение шины по термической стойкости» [3]:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (93)$$

$$s_{min} = \frac{\sqrt{5.4} \cdot 10^3}{66} = 35.2 \text{ мм}^2.$$

«Сила, оказывающая воздействие на шину при протекании тока КЗ» [3]:

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{yd}^2 \cdot K_\phi \cdot K_p, \quad (94)$$

где « a – расстояние между фазами;

l – длина пролета;

K_ϕ – коэффициент формы;

K_p – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [3];

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2 \cdot 13100^2 \cdot 1 \cdot 1 = 59.4 \text{ Н.}$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины» [3]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (95)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.06^2}{6} = 6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале шины» [3]:

$$\sigma_{max} = \frac{F_{max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (96)$$

где « λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины;

W – момент сопротивления поперечного сечения шины» [14];

$$\sigma_{\max} = \frac{59.4 \cdot 2}{8 \cdot 6 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 2.5 \text{ МПа} .$$

«При проверке на электродинамическую устойчивость жесткой шины учитываются воздействующие на неё усилия» [14]:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}} , \quad (97)$$

$$2.5 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа} ,$$

в расчёт принимается

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p , \quad (98)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа} .$$

«Момент инерции поперечного сечения шины» [3]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} , \quad (99)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.06^3}{12} = 1.8 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4 .$$

«Находим частоту собственных колебаний жёсткого проводника с учётом его протяжённости между точками крепления» [14]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} ; \quad (100)$$

где l – длина пролета между изоляторами;

J – момент инерции поперечного сечения шины;

E – модуль упругости материала шины;

r_1 – параметр основной собственной частоты шины;

m – масса шины на единицу длины» [3];

$$f_0 = \frac{3 \cdot 14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.8 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 27.9 \text{ Гц}.$$

Поскольку полученное значение частоты собственных колебаний не превышает значение 30 Гц, то и условия для возникновения механического резонанса в материале проводника не возникает, что подтверждает правильность выбора как геометрических размеров жесткой ошиновки, так и расстояния, на котором производится его крепление.

Выводы по разделу.

Выполнен выбор и проверка основного электрооборудования, устанавливаемого в открытом и закрытом распределительных устройствах подстанции. Оборудование выбиралось по номинальному напряжению в месте его установки и максимальным значениям тока, который может через него протекать, выполнялась проверка коммутационных аппаратов на способность отключения максимального тока короткого замыкания. Всё выбранное оборудование было проверено на устойчивость к механическим воздействиям при ударных токах короткого замыкания и термическому нагреву при протекании тока КЗ до момента его отключения. Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые на подстанции, проверялись на допустимость вторичной нагрузки с целью обеспечения условий их работы в выбранном классе точности. Выбранная гибкая и жёсткая ошиновка для установки в распределительных устройствах подстанции была проверена на отсутствие возникновения условий для создания механического резонанса в материале проводника.

6 Определение расчётной нагрузки системы собственных нужд подстанций

Для обеспечения электроэнергией потребителей системы собственных нужд подстанции выбираем сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией, номинальную мощность трансформаторов определяем по величине подключённой нагрузки, к которой относятся [17]:

- электрические двигатели системы охлаждения силовых трансформаторов с номинальной мощностью 4 кВт;
- электрические ТЭНы обогрева приводов вакуумных выключателей мощностью 3,6 кВт;
- система внутреннего обогрева и поддержания заданной температуры ячеек КРУ наружной установки мощностью 11 кВт;
- электрические ТЭНы обогрева приводов разъединителей мощностью 4,8 кВт;
- внутреннее потребление системами электрического освещения, отопления и вентиляции в здании размещение персонала подстанции 5,5 кВт;
- электропотребление масляным хозяйством 55 кВт.

Общее значение потребляемой электроприемниками нагрузки составляет 53,9 кВт.

«Номинальную мощность трансформаторы собственных нужд с учётом его коэффициента загрузки в нормальном режиме работы» [14]:

$$S_{T.C.H.} = k_3 \cdot \sum P_{i.C.H.}, \quad (119)$$

где « k_3 - коэффициент загрузки трансформатора» [2];

$\sum P_{i.C.H.}$ - суммарная нагрузка потребителей собственных нужд ГПП;

$$S_{T.C.H.} = 0,7 \cdot 53,9 = 37,7 \text{ кВА.}$$

Вывод: по найденному значению принимаем 2 СТ по 40 кВА каждый.

7 Расчёт системы заземления подстанции «Раслово»

Для организации системы заземления выбираем расположение отдельных вертикальных заземлителей по контуру подстанции, вертикальные заземлители выбираем в виде металлических стержней, которые соединяются между собой стальной полосой. По данным геологических исследований, на глубине залегания контура заземления грунт представляет из себя смесь чернозёма с небольшим включением известняка.

Определяем допустимое значение сопротивления для контура заземления [20, 21]:

$$R_3 = \frac{R_{cp}}{100} \cdot r_3, \quad (120)$$

$$R_3 = \frac{20}{100} \cdot 4 = 0,8 \text{ Ом}.$$

В зависимости от геометрических параметров выбранного одиночного вертикального заземлителя, определяем его сопротивление растеканию с учётом глубины заложения:

$$R_g = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right), \quad (121)$$

где « $\rho_{расч}$ – расчетное удельное сопротивление грунта для стержневых заземлителей,

l – длина вертикального заземлителя;

d – диаметр стержневого заземлителя» [20];

$$R_g = \frac{0,366 \cdot 40}{2} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 1,5}{0,015} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 1,45 + 1,5}{4 \cdot 1,45 - 1,5} \right) = 17,68 \text{ Ом}.$$

Для предотвращения влияния температурных колебаний и пересыхания грунта на сопротивление контура заземления, вертикальные заземлители заглубляем от поверхности земли на следующую величину:

$$t' = t_0 + \frac{1}{2}l, \quad (122)$$

где « t_0 – глубина заложения вершины вертикального заземлителя» [11];

$$t' = 0,7 + \frac{1}{2} \cdot 1,5 = 1,45 \text{ м.}$$

«Необходимое количество одиночных вертикальных заземлителей при их расположении в контуре системы заземления» [11]:

$$n_г = \frac{R_г}{\eta_г \cdot R_з}, \quad (123)$$

где « $\eta_г$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей» [20];

$$n_г = \frac{17,68}{0,6 \cdot 0,8} = 36,8 \approx 37 \text{ шт.}$$

«Определим необходимую длину проводника для соединения отдельных заземлителей в единый контур» [11]:

$$l_2 = a \cdot n_г, \quad (124)$$

где « a – расстояние между вертикальными заземлителями» [20];

$$l_2 = 3 \cdot 37 = 111 \text{ м.}$$

«Исходя из геометрических параметров выбранного горизонтального заземлителя, глубины его заложения и расчётного сопротивления грунта, определяем значение электрического сопротивления горизонтальной полосы» [11]:

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{l_2} \cdot \lg \frac{2l_2^2}{b \cdot t_0}, \quad (125)$$

где « l_2 – длина горизонтального заземлителя;

b – ширина полосы горизонтального заземлителя;

t_0 – глубина заложения горизонтального заземлителя» [20];

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 120}{111} \cdot \lg \frac{2 \cdot 111^2}{0,04 \cdot 0,7} = 2,35 \text{ Ом.}$$

«С учетом поправочного коэффициента находим скорректированное значение сопротивления горизонтального заземлителя» [11]:

$$R'_2 = \frac{R_2}{\eta_2}, \quad (126)$$

где « η_2 – коэффициент использования горизонтального заземлителя» [5];

$$R'_2 = \frac{2,35}{0,29} = 8,1 \text{ Ом.}$$

«По следующей формуле определяем скорректированное значение вертикальных заземлителей при их установке в контур с учетом влияния сопротивления горизонтального заземлителя» [11]:

$$R'_6 = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3}, \quad (127)$$

$$R'_e = \frac{8,1 \cdot 0,8}{8,1 - 0,8} = 0,89 \text{ Ом.}$$

«Исходя из уточненного значения сопротивления и поправочного нормативного коэффициента, находим окончательное число вертикальных заземлителей, которые должны быть установлены в контуре заземления для обеспечения требуемого значения электрического сопротивления» [11]:

$$n'_e = \frac{R_e}{\eta_e \cdot R'_e}, \quad (128)$$

$$n'_e = \frac{17,68}{0,6 \cdot 0,89} = 33,11 \approx 34 \text{ шт.}$$

Вывод по разделу.

Для заземления подстанции выбрано расположение отдельных вертикальных заземлителей по контуру подстанции, вертикальные заземлители выбраны в виде металлических стержней, которые соединяются между собой стальной полосой.

В соответствии с параметрами грунтов, которые находятся под территорией подстанции, а также геометрическими размерами принятых заземлителей определено количество стержней, необходимое для обеспечения требуемого значения сопротивления контура заземления. По результатам проведённых расчётов и уточнения итогового сопротивления с учётом соединительной стальной полосы принято к установке на подстанции 34 вертикальных стержня.

Заключение

Цель работы заключалась в повышении надежности функционирования электрической части подстанции «Раслово» путём рационального выбора и проверки нового оборудования, создания безопасных условий труда для персонала подстанции, внедрение современных средств автоматизации и релейной защиты, повышающих наблюдаемость и управляемость за элементами ПС.

В работе приведена краткая характеристика рассматриваемой подстанции и питаемых от нее потребителей.

Построен годовой график нагрузки на трёхлетнюю перспективу, определены его показатели и суммарное годовое электропотребление потребителями, получающими питание от подстанции «Раслово».

Рассмотрено два варианта установки на подстанции силовых трансформаторов различной мощности. Вариант с установкой на трансформаторной подстанции более мощных трансформаторов приводит к увеличению приведённых затрат на 13% и более высоким издержкам на их эксплуатацию, но обладает немного меньшими потерями электрической энергии. Несмотря на это, меньшая стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах не компенсирует увеличение их стоимости, поэтому к установке на подстанции принимаем вариант с размещением 2 силовых трансформаторов ТДН-10000/35.

Для определения токов короткого замыкания составлена расчётная схема и её схема замещения. Определена исходная информация по элементам, входящим в схему замещения: внешней электроэнергетической системе, линии электропередачи, связывающей подстанцию ЭЭС с подстанцией «Раслово», а также выбранном силовом трансформаторе. Определены суммарные значения сопротивлений до расчётных точек короткого замыкания, произведен расчёт металлического тока короткого замыкания и амплитудного значения ударного тока КЗ на шинах напряжением 35 кВ и 10

кВ подстанции, полученные значения будут использованы при проверке выбираемого на подстанции силового электрооборудования.

Выполнен выбор и проверка основного электрооборудования, устанавливаемого в открытом и закрытом распределительных устройствах подстанции. Оборудование выбиралось по номинальному напряжению в месте его установки и максимальным значениям тока, который может через него протекать, выполнялась проверка коммутационных аппаратов на способность отключения максимального тока короткого замыкания. Всё выбранное оборудование было проверено на устойчивость к механическим воздействиям при ударных токах короткого замыкания и термическому нагреву при протекании тока КЗ до момента его отключения. Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые на подстанции, проверялись на допустимость вторичной нагрузки с целью обеспечения условий их работы в выбранном классе точности. Выбранная гибкая и жёсткая ошиновка для установки в распределительных устройствах подстанции была проверена на отсутствие возникновения условий для создания механического резонанса в материале проводника.

По найденному значению суммарной нагрузки системы собственных нужд подстанции принимаем 2 СТ по 40 кВА каждый.

Для заземления подстанции выбрано расположение отдельных вертикальных заземлителей по контуру подстанции, вертикальные заземлители выбраны в виде металлических стержней, которые соединяются между собой стальной полосой.

В соответствии с параметрами грунтов, которые находятся под территорией подстанции, а также геометрическими размерами принятых заземлителей определено количество стержней, необходимое для обеспечения требуемого значения сопротивления контура заземления. По результатам проведённых расчётов и уточнения итогового сопротивления с учётом соединительной стальной полосы принято к установке на подстанции 34 вертикальных стержня.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов. М.: Высшая школа, 2006.
2. Будзко И. А., Лещинская Т. Б., Сукманов В. И. Электроснабжение сельского хозяйства: учебник для вузов. М.: Колос, 2000.
3. Герасименко А. А., Федин В. Т. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие для вузов. Ростов н/Д: Феникс, 2008.
4. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Госстандарт, 2013.
5. Дмитриев М. В. Применение ограничителей перенапряжений в электрических сетях 6-750 кВ. СПб., 2007.
6. Дубинский Г. Н., Левин Л. Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 вольт. М.: СОЛОН-Пресс, 2005.
7. Дьяков А. Ф., Овчаренко Н. И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов. М.: Изд-во МЭИ, 2000.
8. Загорюкин В. П. Техника высоких напряжений: Конспект лекций. Иркутск: ИрГУПС, 2005.
9. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989.
10. Конюхова Е. А. Электроснабжение объектов: учеб. пособие. М.: Мастерство, 2002.
11. Короткевич М. А. Эксплуатация электрических сетей: учебник для вузов. Минск: Вышэйшая школа, 2005.
12. Костин В. Н., Распопов Е. В., Родченко Е. А. Передача и распределение электроэнергии: учеб. пособие для вузов. СПб.: СЗГЗТУ, 2003.
13. Кужеков С. Д., Гончаров С. В. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию. Ростов на/Д: Феникс, 2008.

14. Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учеб. пособие для вузов. М.: Высшая школа, 1990.
15. Лыкин А. В. Электрические системы и сети: учеб. пособие для вузов. М.: Логос, 2008.
16. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1986.
17. Новиков А. В., Медов Р. В. Электрические станции: учеб. пособие. Киров: Вят. ГУ, 2006.
18. Овчаренко Н. И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов / под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Изд-во МЭИ, 2007.
19. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник. М.: ФОРУМ; ИНФРА-М, 2008.
20. Основы современной энергетики: Курс лекций для менеджеров энергетических компаний / под ред. Е.В. Аметистова. М.: Изд-во МЭИ, 2004.
21. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: ОМЕГА-ИТ, 2006.