

АННОТАЦИЯ

Выполнен проект реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ «Шалинская». В рамках выполнения выпускной квалификационной работы выполнен расчет электрических нагрузок реконструируемой подстанции по упорядоченному годовому графику активной мощности. Анализ схемы и оборудования подстанции показал, что на подстанции установлено два трансформатора мощностью 4 МВА каждый. Коэффициент загрузки в настоящее время, превышает номинальное значение, подключение новых потребителей к подстанции не производится, поэтому было принято решение о замене силовых трансформаторов. Технико-экономическое сравнение двух вариантов установки силовых трансформаторов ТМН-6300/35 и ТМН-10000/35 показало, что наиболее экономически эффективным будет установка трансформатора марки ТМН-6300/35. Представлен расчет токов короткого замыкания и выбрано коммутационное, измерительное, защитное и вспомогательное оборудование подстанции. Для защиты подстанции от грозовых перенапряжений выполнен расчет молниезащиты подстанции.

Пояснительная записка содержит 53 страницы, 14 таблиц и 3 рисунка. Графическая часть представлена на шести листах формата А1.

ABSTRACT

The title of the graduation work is “Reconstruction of the electrical equipment of the 35/10 kV Shalinskaya substation”.

The aim of the work is to develop a project of Shalinskaya substation reconstruction.

The first part of the graduation work describes in details the electric loads calculation according to the active power characteristics. We also examine how the electrical loads will rise and how they will influence on the power transformers load factor. We analyze substations plan and all the equipment, which is now, install on the substation. The analysis of the installed equipment show us that two power transformers with 4 MVA capacity, which are now installed at the substation, are not be able to work in the future and cover the rising level of consumption request. It is decided to install power transformers with a higher capacity. A technical and economical calculation for two variants with two TMN-6300/35 power transformer and two TMN-10000/35 power transformer were compared. It is shown that two TMN-6300/35 power transformers are more efficient. We also report the results of short-circuit currents calculation for the substation scheme which allow us to select all new substation equipment. Much attention is given to the selection of the switching, measuring, protective and auxiliary equipment. To protect the substation from lightning surges, a substation lightning protection was calculated.

The graduation work consists of an explanatory note on 53 pages, including, 14 tables, the list of 20 references including 3 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Краткая характеристика объекта	7
2 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции	8
3 Выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов подстанции	13
4 Выбор электрической схемы подстанции	20
5 Расчет токов короткого замыкания	21
5.1 Расчет токов трехфазного КЗ.....	21
6 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	26
6.1 Выбор марки проводов для ВЛ и числа отходящих линий	26
6.2 Выбор выключателей.....	27
6.3 Выбор разъединителей	28
6.4 Выбор трансформаторов тока.....	29
6.5 Выбор трансформаторов напряжения.....	30
6.6 Выбор предохранителей.....	30
6.7 Выбор гибких шин.....	31
7 Собственные нужды подстанции	34
8 Система учета и измерений подстанции.....	35
9 Релейная защита подстанции	36
9.1 Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) трансформатора	38
9.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты (МТЗ-2 ВН) трансформатора.....	40
9.3 Расчет уставок защиты от перегрузки	42
9.4 Расчет уставок дифференциальной защиты.....	42
10 Заземление подстанции	46
11 Молниезащита подстанции	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	51
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	52

ВВЕДЕНИЕ

Подстанции являются ключевым элементом в системе электроснабжения, т.к. на них происходит прием, преобразование и распределение электроэнергии полученной из электроэнергетической системы. Подстанции выполняются на все классы напряжения от 6 кВ до 750 кВ. Могут быть повышающими и понижающими. Как правило понижающие подстанции устанавливаются вблизи потребителей электрической энергии. Классы напряжения подстанции и мощности установленных трансформаторов зависят от конфигурации системы электроснабжения и мощности подключенных к ней потребителей. В зависимости от конфигурации электрической сети подстанции разделяются на:

- Узловые;
- Проходные;
- Тупиковые;
- Отпаечные.

Конструктивно подстанции могут быть открытого типа, т.к. все основное оборудование находится на открытом воздухе и закрытыми, когда все основное оборудование находится в здании. Каждая подстанция включает в себя следующее основное оборудование: коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели), измерительные трансформаторы тока и напряжения, силовые трансформаторы (автотрансформаторы), трансформаторы собственных нужд (ТСН), устройства релейной защиты, автоматики, сигнализации, измерения, а также вспомогательное оборудование.

Структурно любая подстанция состоит из распределительного устройства высокого напряжения (РУВН), распределительного устройства среднего напряжения (РУСН), при наличии в схеме трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов и распределительного устройства низкого напря-

жения (РУНН), а также непосредственно самих силовых трансформаторов (автотрансформаторов).

Проектирование электрической части подстанций выполняется с условием возможного роста электрических нагрузок питаемого, района. Однако для подстанций, находящихся в эксплуатации достаточно длительное время, обычно срок службы оборудования подстанции составляет 25 лет, характерна недостаточность мощности для подключения новых потребителей.

Это вызвано как непосредственно ростом электрических нагрузок, так и старением, и износом основного оборудования подстанции. Поэтому вопрос реконструкции электрооборудования подстанций является актуальным.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции электрооборудования понизительной подстанции 35/10 кВ «Шалинская».

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать текущее состояние подстанции «Шалинская»;
2. Предложить варианты замены электрооборудования для повышения пропускной способности подстанции «Шалинская».

При выполнении выпускной квалификационной работы необходимо использовать современные подходы к проектированию электрической части понизительных подстанций, применять только современное, рекомендуемое к установке электрооборудование, а также использовать действующие нормы и правила проектирования электрической части понизительных подстанций.

1 Краткая характеристика объекта

Объектом реконструкции является понизительная подстанция 35/10 кВ «Шалинская». Рассматриваемая подстанция расположена в поселке Шалинское Красноярского края Сибирского федерального округа. Соответственно, данная подстанция питает потребителей, расположенных на территории п. Шалинское.

Существующая схема подстанции включает в себя масляные баковые выключатели, короткозамкатели, разъединители с ручным приводом, силовые и измерительные трансформаторы, комплектное распределительное устройство. Подстанция построена по схеме 4Н два блока с неавтоматической перемычкой.

2 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции

Расчет электрических нагрузок нужен для определения необходимости в замене оборудования на подстанции в связи с ростом электрических нагрузок. На ПС 35/10 «Шалинская» установлены 2 трансформатора мощностью 4 МВА каждый. Расчет ведется по методике приведенной в [1]. Проведем расчет номинальной мощности подстанции по выражению (2.1):

$$S_{\max\text{ПС}} = \frac{S_{\text{ном}}}{0,7} \quad (2.1)$$

$S_{\text{ном}}$ – минимально допустимая номинальная мощность трансформатора, МВА;

$S_{\max\text{ПС}}$ – максимальная нагрузка подстанции, МВА.

Рассчитаем по выражению (2.1) номинальную мощность подстанции:

$$S_{\max\text{ПС}} = \frac{4}{0,7} = 5,7 \text{ МВА.}$$

Фактическая загрузка трансформаторов подстанции составляет 122,3 % от номинальной мощности трансформаторов.

Соответственно, фактическая полная нагрузка подстанции будет составлять 6,9 МВА.

Теперь определим коэффициент загрузки трансформаторов по выражению (2.2):

$$k_3 = \frac{S_{\max\text{ПС}}}{S_{\text{ном}} \cdot (n-1)} \quad (2.2)$$

для нормального режима:

$$k_3 = \frac{6,9}{4 \cdot 1} = 1,75$$

Данный коэффициент загрузки в 2,5 раза больше нормального коэффициента загрузки и в 1,25 раз больше аварийного коэффициента загрузки.

Исходя из полученного коэффициента загрузки можем сделать вывод, что установленные трансформаторы перегружены и требуется их замена на более мощные.

Теперь проведем расчет расходов электроэнергии по предоставленному годовому графику активной нагрузки.

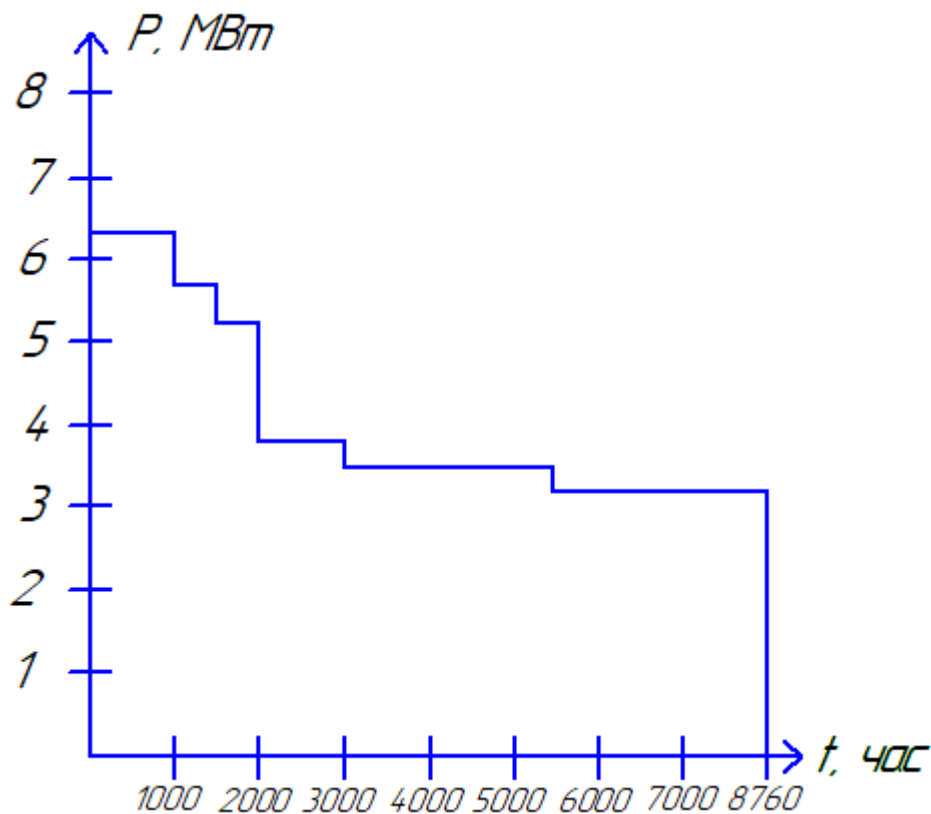


Рисунок 1 — Годовой график активной мощности ПС 35/10 «Шалинская»

Теперь определим расход электроэнергии на подстанции за год. Делается это по выражению (2.3):

$$W_{\text{nc}} = P_{\text{in}} \cdot t \cdot t \quad (2.3)$$

W_{nc} – расход электроэнергии каждой ступени графика, кВт·ч;

P_{in} – активная мощность потребляемая за определенный промежуток времени, МВт;

t_{in} – промежуток времени, час.

Проведем расчет расхода электроэнергии по выражению (2.3):

$$W_{пс} = 6,2 \cdot 1000 = 6200 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Расчет расхода электроэнергии по всей ПС определяется по (2.4):

$$W_{пс\Sigma} = W_{п} \quad (2.4)$$

$W_{пс\Sigma}$ – расход электроэнергии по ПС за год, кВт·ч;

Данные по расходу активной и полной электроэнергии предоставлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 — Данные о расходах электроэнергии

Степень графика	Длительность ступени, ч	Потребляемая активная электроэнергия, кВт·ч
1	1000	6200
2	500	2860
3	500	2640
4	1000	3960
5	2500	8800
6	3260	13121
Σ		37581

Теперь определим значение продолжительности пиковой годовой нагрузки по выражению (2.5):

$$T_M = \frac{W_{пс\Sigma}}{P_{max}} \quad (2.5)$$

T_M – число часов максимума нагрузки, ч;

P_{max} – максимальное значение активной мощности потребителей подстанции, Мвт.

Проводим расчет по выражению (2.5):

$$T_M = \frac{37581}{6,16} = 6100 \text{ ч}$$

Далее необходимо определить коэффициент заполнения графика по выражению (2.6):

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760} \quad (2.6)$$

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент заполнения графика нагрузки ПС

Определяем коэффициент заполнения графика нагрузки по (2.6):

$$K_{\text{зап}} = \frac{6100}{8760} = 0,69$$

Теперь необходимо рассчитать значения полных мощностей подстанции по выражению (2.7):

$$S_{\text{in}}(t) = \frac{P_{\text{in}}(t)}{\cos\varphi_{\text{in}}} \quad (2.7)$$

Значения полных мощностей приведены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Данные о полных мощностях потребителей

Ступень	Длительность ступени	Полная мощность, МВА
1	1000	7,0
2	500	6,5
3	500	6,0
4	1000	4,5
5	2500	4,0
6	3260	3,5

На рисунке 2 показан график полной мощности ПС «Шалинская»

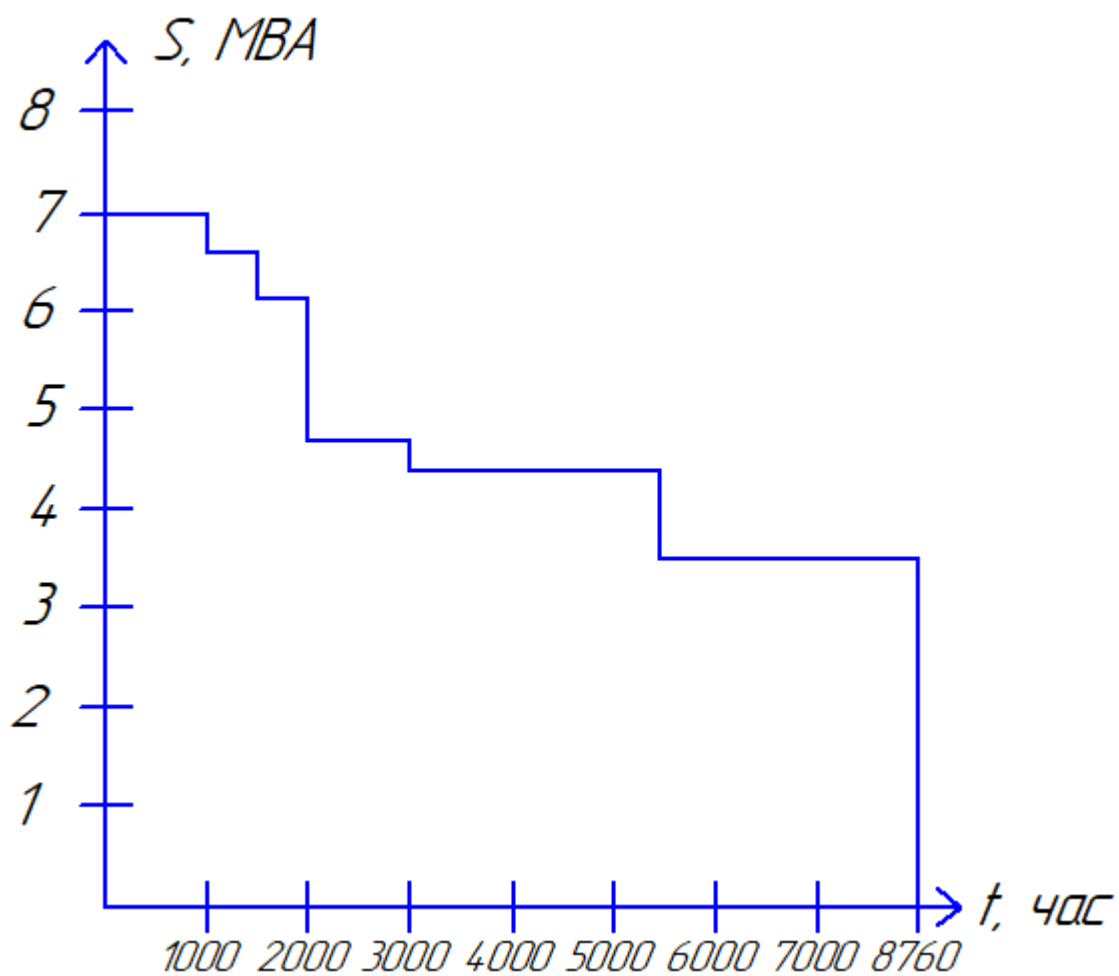


Рисунок 2 — Годовой график полной мощности ПС 35/10 «Шалинская»

3 Выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов подстанции

В этом разделе необходимо выбрать трансформаторы для ПС «Шалинская». Выбор трансформаторов производится на основе технико-экономического расчета (ТЭР).

По выражению (3.1) определим минимально допустимую мощность силовых трансформаторов для ПС «Шалинская»:

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{maxПС}} \cdot K_{1-2}}{1,4 \cdot (n-1)} \quad (3.1)$$

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА;

$S_{\text{maxПС}}$ – суммарная полная мощность всех потребителей ПС, МВА;

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

n – количество трансформаторов на ПС.

Рассчитаем по выражению (3.1) минимально допустимую мощность силовых трансформаторов:

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{7,0 \cdot 0,9}{1,4 \cdot (2-1)} = 4,43 \text{ МВА.}$$

Далее необходимо выбрать 2 типа силовых трансформаторов разных мощностей и провести их технико-экономическое сравнение.

Таблица 3.1 – Выбранные силовые трансформаторы для технико-экономического сравнения

Тип трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Номинальные напряжения		Потери XX	Потери КЗ
ТМН-6300/35	6,3	35,0	10,5	7,6	46,5
ТМН-10000/35	10,0	35,0	10,5	12,0	60,0

Проведем расчет первого трансформатора.

Необходимо определить приведенные потери мощности двухобмоточного трансформатора по выражению (3.2):

$$P_T = P_x + k_3^2 + P_k \quad (3.2)$$

P_x – приведенные потери холостого хода, кВт;

k_3 - коэффициент загрузки обмоток трансформатора;

P_k – приведенные потери короткого замыкания обмоток трансформатора, кВт;

Необходимо определить приведенные потери мощности холостого хода трансформатора по выражению (3.3):

$$P_x = \Delta P_x + k_{ип} \cdot Q_x \quad (3.3)$$

ΔP_x – потери холостого хода по каталогу, кВт;

$k_{ип}$ – коэффициент изменения потерь;

Q_x – намагничивающая мощность, квар.

Определим приведенные потери холостого хода по (3.3):

$$P_x = 7,6 + 0,05 \cdot 31,5 = 9,17 \text{ кВт}$$

Теперь определим потери мощности КЗ в трансформаторе по (3.4):

$$P_k = \Delta P_k + k_{ип} \cdot Q_k \quad (3.4)$$

ΔP_k – потери КЗ по каталогу, кВт

Q_k – потери реактивной мощности в трансформаторе, квар.

Рассчитаем потери мощности КЗ в трансформаторе по (3.4):

$$P_k = 46,5 + 0,05 \cdot 661,5 = 79,57 \text{ кВт}$$

Теперь определим приведенные потери мощности по (3.2):

$$P_T = 9,17 + 1,09^2 + 79,57 = 89,92 \text{ кВт}$$

Определим экономическую нагрузку трансформаторов ниже, которой целесообразно отключать один трансформатор по формуле (3.5):

$$S_{\text{эпс}} = S_{\text{номТ}} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}} \quad (3.5)$$

$S_{\text{эпс}}$ – экономическая нагрузка трансформаторов ниже которой следует отключать один трансформатор, кВА;

n – число трансформаторов.

Рассчитаем по (3.5) определим экономическую нагрузку трансформаторов ниже, которой целесообразно отключать один трансформатор:

$$S_{\text{эпс}} = 6300 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{9,17}{91,80}} = 2815 \text{ МВТ}$$

Рассчитаем потери электроэнергии в трансформаторах по выражению (3.6):

$$\Delta W_{\text{пс}} = \sum n \cdot P_x \cdot T_i + \sum_n \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot k_3^2 \cdot T_i \quad (3.6)$$

Определим по (3.6) потери электроэнергии в трансформаторе для первой ступени графика:

$$\Delta W_{\text{пс1}} = 2 \cdot 9,17 \cdot 1000$$

Расчетные данные представлены в таблице 2.2.

Таблица 3.2 – Расчетные данные по трансформатору ТМН-6300/10

i	S _{ПС}	T _i	K _{зв}	ΔW _{кв} , кВт·ч
1	7,0	1000	1,09	65602
2	6,5	500	1,03	30273
3	6,0	500	0,95	27120
4	4,5	1000	0,71	38393
5	4,0	2500	0,63	85321
6	3,5	3260	0,55	129390
Σ			ΔW _{ПС}	376099

Определим стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах по формуле (3.7):

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} \quad (3.7)$$

$I_{\text{Э}}$ – стоимость потерь электроэнергии, руб.;

$\Delta W_{\text{ПС}}$ – суммарные потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч;

$C_{\text{Э}}$ – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, кВт·ч.

Определим стоимость одного кВт·ч электроэнергии по формуле (3.8):

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta \quad (3.8)$$

$$C_{\text{Э}} = \frac{240}{6100} + 0,7 = 0,73 \text{ руб}$$

Теперь определим стоимость годовых потерь электроэнергии по (3.9):

$$I_{\text{Э}} = 376099 \cdot 0,74 = 278313 \text{ руб}$$

Теперь определим экономическую целесообразность выбора трансформатора по (3.10):

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I_0 + I_{\text{э}} \quad (3.10)$$

$Z_{\text{пр}}$ – приведенные затраты, руб.;

E_n – нормативный коэффициент;

K – стоимость трансформатора, руб.;

I_0 – отчисления на амортизацию, руб.;

$I_{\text{э}}$ – стоимость потерь электроэнергии, руб.

Определим годовые отчисления на амортизацию и ремонт трансформаторов по формуле (3.11):

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K \quad (3.11)$$

$$I_0 = 0,094 \cdot 8000000 = 752000 \text{ руб}$$

Определим экономическую целесообразность выбора трансформатора по (3.10):

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 8000000 + 752000 + 278313 = 1354546 \text{ руб}$$

Далее проводим расчет второго варианта трансформатора.

Определим приведенные потери холостого хода по (3.3):

$$P_x = 12,0 + 0,05 \cdot 45,0 = 14,25 \text{ кВт}$$

Рассчитаем потери мощности КЗ в трансформаторе по (3.4):

$$P_k = 60,0 + 0,05 \cdot 1050 = 112,5 \text{ кВт}$$

Теперь определим приведенные потери мощности по (3.2):

$$P_T = 14,25 + 0,69^2 + 112,5 = 127,22 \text{ кВт}$$

Рассчитаем по (3.5) определим экономическую нагрузку трансформаторов ниже, которой целесообразно отключать один трансформатор:

$$S_{\text{эпс}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{14,25}{112,5}} = 5033 \text{ МВт}$$

Определим по (3.6) потери электроэнергии в трансформаторе для первой ступени графика:

$$\Delta W_{\text{псi1}} = 2 \cdot 9,17 \cdot 1000$$

Расчетные данные представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчетные данные по трансформатору ТМН-10000/10

i	S _{ПС}	T _i	K _{зв}	ΔW _{кв} , кВт·ч
1	7,0	1000	0,69	55280
2	6,5	500	0,65	26132
3	6,0	500	0,6	24375
4	4,5	1000	0,45	39890
5	4,0	2500	0,4	93750
6	3,5	3260	0,35	51854
Σ			ΔW _{ПС}	291281

Определим стоимость годовых потерь электроэнергии по (3.9):

$$И_э = 291281 \cdot 0,74 = 215547 \text{ руб}$$

Определим годовые отчисления на амортизацию и ремонт трансформаторов по формуле (2.11):

$$И_0 = 0,094 \cdot 10000000 = 940000 \text{ руб}$$

Определим экономическую целесообразность выбора трансформатора по (2.10):

$$Z_{\text{пр}}=0,15 \cdot 10000000+940000+215547=1673332 \text{ руб.}$$

Таким образом, выбираем первый вариант с трансформатором ТМН-6300/10 производства ООО «Тольяттинский трансформатор».

4 Выбор электрической схемы подстанции

Согласно СТО 56947007-29.240.30.047-2010 и СТО 56947007 29.240.30.010-2008 разработанных ПАО «ФСК ЕЭС» для проектируемой подстанции принимается схема 35-5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Данная схема применима для тупиковых подстанций, к которым подключены потребители 2 и 3 категории по надежности электроснабжения. Выбор схемы произведен на основе [2] и [3].

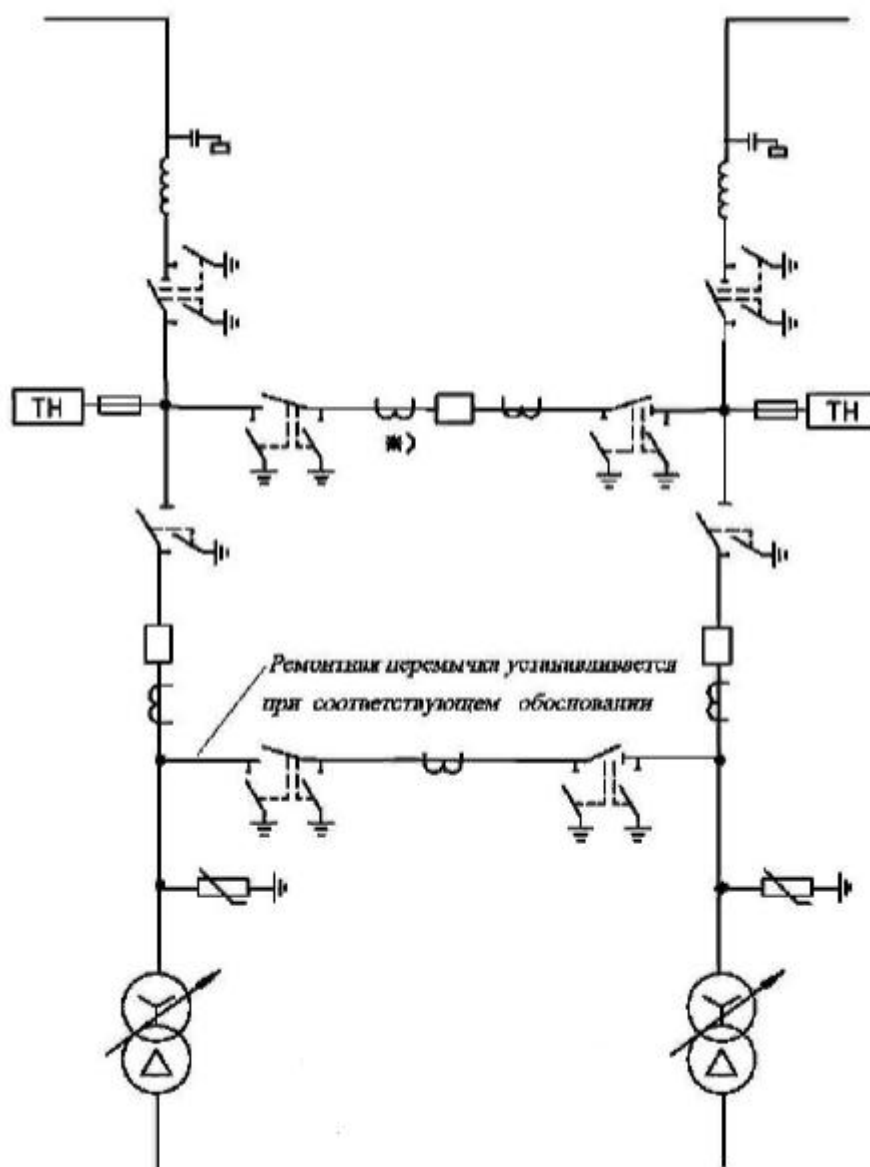


Рисунок 3 – Схема 35-5АН применимая для ПС 35/10 «Шалинская»

5 Расчет токов короткого замыкания

5.1 Расчет токов трехфазного КЗ

Перед расчетом токов короткого замыкания (ТКЗ) необходимо составить расчетную схему и схему замещения.

Расчет ТКЗ необходим для выбора электрооборудования и проверки его на электродинамическую и термическую стойкость при протекании расчетного ТКЗ. При расчете ТКЗ использована методика из [4].

Определим реактивное сопротивление энергосистемы в относительных единицах (о.е.) по формуле (5.1):

$$x_c = \frac{S_б}{S_k} \quad (5.1)$$

x_c – сопротивление энергосистемы, о.е.;

S_k – мощность трехфазного КЗ, МВА;

$S_б$ – базовая мощность, МВА

Рассчитаем реактивное сопротивление энергосистемы по (5.1):

$$x_c = \frac{1000 \cdot 10^3}{3550 \cdot 10^3} = 0,281 \text{ о.е.}$$

Определим реактивные сопротивления обмоток трансформатора по формуле (5.2):

$$x_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{номТ}} \quad (5.2)$$

x_T – сопротивление трансформатора, о.е.;

$$x_{ТВН} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{6300 \cdot 10^3} = 0,011 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление ВЛ 35 кВ по формуле (5.3):

$$x_{л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{ср}^2} \quad (5.3)$$

$x_{л}$ – сопротивление линии, о.е.;

$x_{уд}$ – удельное сопротивление линии питающей подстанцию, Ом/км;

l – длина линии, км;

$$x_{л} = 0,3 \cdot 46 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{(37 \cdot 10^3)^2} = 9,31 \text{ о.е.}$$

Теперь определим базисный ток на каждой ступени по формуле (5.4):

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}} \quad (5.4)$$

Определяем базисный ток для стороны ВН и НН по выражению (5.4):

$$I_{бВ} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 10^3} = 15,62 \text{ кА}$$

$$I_{бН} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 55,05 \text{ кА}$$

Определим действующее значение периодической составляющей тока КЗ на всех напряжениях по формуле (5.5):

$$I_{п0} = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_{б} \quad (5.5)$$

Определяем действующее значение периодической составляющей тока КЗ на всех напряжениях по (5.5):

$$I_{п0в} = \frac{1}{9,60} \cdot 15,62 = 1,62 \text{ кА}$$

$$I_{п0н} = \frac{1}{9,60} \cdot 55,05 = 5,73 \text{ кА}$$

Определим ударный ток КЗ по формуле (5.6):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} \quad (5.6)$$

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ, кА;

$K_{уд}$ – ударный коэффициент.

Определим ударный ток КЗ по (5.6):

$$i_{удв} = \sqrt{2} \cdot 1,62 \cdot 1,8 = 4,11 \text{ кА}$$

$$i_{удн} = \sqrt{2} \cdot 5,73 \cdot 1,9 = 15,35 \text{ кА}$$

5.2 Расчет несимметричных токов КЗ

Для расчета токов несимметричных токов КЗ нужно составить схемы обратной и нулевой последовательностей. Схема прямой и обратной последовательностей идентичны и принимаются такими как схема для расчета трехфазного ТКЗ.

Определим сопротивление нулевой последовательности ВЛ 110 кВ по формуле (5.7):

$$x_{0л} = \frac{x_0}{x_1} \cdot x_1 \quad (5.7)$$

$$x_{0л} = 4,7 \cdot 9,31 = 43,75 \text{ о.е.}$$

Определим общее сопротивление нулевой последовательности по выражению (5.8):

$$x_{0\Sigma} = x_{0г} + x_{0с} + x_{0л} \quad (5.8)$$

$$x_{0\Sigma}=0,011+0,281+43,75=44,04 \text{ о.е.}$$

Определим ток однофазного КЗ на землю на стороне ВН подстанции по формуле (5.9):

$$I^{(n)} = \frac{E_{\text{ЭК}}}{x_{1\text{ЭК}} + \Delta x} \quad (5.9)$$

$I^{(n)}$ – ток несимметричного КЗ, о.е.;

$x_{1\text{ЭК}}$ – сопротивление прямой последовательности, о.е.;

Δx – добавочное сопротивление, о.е.

Определяем ток КЗ на стороне ВН подстанции по (4.9):

$$I^{(n)} = \frac{1}{9,60 + (9,60 + 44,04)} = 0,015 \text{ о.е.}$$

Теперь определим модуль полного тока поврежденной фазы по формуле (5.10):

$$I^{(n)} = m^{(n)} I_1^{(n)} \quad (5.10)$$

$m^{(n)}$ – коэффициент схемы.

$$I^{(n)} = 3 \cdot 0,015 = 0,045 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ и модуль полного тока по (5.9) и (5.10)

$$I^{(n)} = \frac{1}{9,60 + 9,60} = 0,052 \text{ о.е.}$$

$$I^{(n)} = \sqrt{3} \cdot 0,103 = 0,089 \text{ А}$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ на землю по (5.9) и (5.10)

$$I^{(n)} = \frac{1}{9,60 + 7,88} = 0,057$$

$$I^{(n)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1 - \frac{9,60 \cdot 44,04}{(9,60 + 44,04)^2}} = 1,59 \text{ кА.}$$

6 Выбор электрических аппаратов и проводников

6.1 Выбор марки проводов для ВЛ и числа отходящих линий

В данном подпункте проводится расчет числа отходящих линий по стороне 10 кВ и соответственно определения числа ячеек в КРУ 10 кВ реконструируемой подстанции.

Определим число отходящих линий от КРУ 10 кВ по длительно допустимому току.

Определим номинальный ток нагрузки линии по выражению (6.1):

$$I_{\text{нл}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (6.1)$$
$$I_{\text{нл}} = \frac{6900}{\sqrt{3} \cdot 10} = 398 \text{ А}$$

Теперь определим число отходящих линий от подстанции по формуле (6.2):

$$n_{\text{л}} = \frac{I_{\text{нл}}}{I_{\text{ож}}} \quad (6.2)$$

$n_{\text{л}}$ – число отходящих линий от подстанции;

$I_{\text{ож}}$ – ожидаемый ток в линии, А

$$n_{\text{л}} = \frac{398}{50} = 7,96$$

Определим сечение проводов отходящих линий по формуле (6.3):

$$S = \frac{I_{\text{ном}}}{J_{\text{эк}}} \quad (6.3)$$

$J_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм², принимается равной 1 согласно ПУЭ при числе часов использования максимума нагрузки более 5000 часов в год;

S – сечение провода, мм².

$$S = \frac{50}{1} = 50 \text{ мм}^2$$

Для монтажа на линиях 10 кВ принимаем провод АС-50.

Принимаем число отходящих линий от подстанции равным 8.

6.2 Выбор выключателей

Необходимо Провести выбор выключателей на стороне 35 кВ ПС «Шалинская». Выключатели выбираются по параметрам:

- Номинальному напряжению;
- Номинальному току;
- Отключающей способности;
- Термической стойкости.

При выборе выключателей необходимо руководствоваться [5] и [6].

Определим апериодическую составляющую ТКЗ которую способен выдержать рассматриваемый выключатель по формуле (6.4):

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \cdot I_{\text{откл. ном}} \quad (6.4)$$

$i_{a.\text{ном}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ по паспортным данным выключателя, А;

$\beta_{\text{нор}}$ – нормативный коэффициент апериодической составляющей тока КЗ;

$I_{\text{откл. ном}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 25 \cdot 10^3 = 14100 \text{ А}$$

Теперь определим тепловой импульс по формуле (6.5):

$$W_k = I_T^2 \cdot t_T \quad (6.5)$$

W_k – тепловой импульс, кА²·с

I_T – ток термической стойкости, кА;

t_T – время протекания тока термической стойкости, с.

$$B_k = (25 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 1875 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем для установки на ПС 35/10 «Шалинская» вакуумные выключатели модели ВВН-СЭЩ-35 на стороне 35 кВ. На стороне 10 кВ к установке примем выключатели модели ВВУ-СЭЩ-10 производства ЗАО «Электрощит-Самара».

Проведем расчет параметров выбранного выключателя по выражениям (6.4) и (6.5):

$$i_{a, \text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 4,11 \cdot 10^3 = 2318 \text{ А}$$

$$B_k = (4,11 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 51 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расчеты для выбора остальных коммутационных аппаратов, трансформаторов тока и напряжения проводится по аналогичной методике.

В таблице 6.1 показаны параметры выбранных выключателей.

Таблица 6.1 – Параметры выбранных выключателей для ПС 35/10 «Шалинская»

Тип выключателя	Расчетные значения					Паспортные значения				
	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{откл. ном}}$, кА	$i_{a, \text{ном}}$, кА	B_k	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{откл. ном}}$, кА	$i_{a, \text{ном}}$, кА	B_k
ВВН-СЭЩ-35	35	94,5	4,11	2,3	$51 \cdot 10^6$	35	1000	25	14,1	$1875 \cdot 10^6$
ВВУ-СЭЩ-10	10	346,82	15,35	8,6	$706 \cdot 10^6$	10	1000	20	11280	$3600 \cdot 10^6$

6.3 Выбор разъединителей

Разъединители выбираются по следующим характеристикам:

- Номинальному напряжению;
- Номинальному току;

- Электродинамической стойкости;
- Термической стойкости;
- Конструкции и роду установки.

При выборе разъединителей нужно руководствоваться [7].

Характеристики выбранных разъединителей и их расчетные значения приведены в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Выбор разъединителей для ПС 35/10 «Шалинская»

Тип разъединителя	Паспортные значения				Расчетные значения			
	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{НОМ}}$, А	$I_{\text{ЭС}}$, кА	$B_{\text{К}}$	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{НОМ}}$, А	$I_{\text{ЭС}}$, кА	$B_{\text{К}}$
РГП-СЭЩ-35	35	1000	50	$7500 \cdot 10^6$	35	94,5	4,11	$50 \cdot 10^6$

6.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока должны выбираться по следующим характеристикам:

- По номинальному напряжению;
- Номинальному току;
- Электродинамической стойкости;
- Термической стойкости;
- Конструкции и классу точности;
- Вторичной нагрузке

При выборе трансформаторов тока необходимо руководствоваться [8].

Характеристики выбранных трансформаторов тока приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Выбор трансформаторов тока на сторонах 35 и 10 кВ

Тип ТТ	Расчетные значения					Паспортные значения				
	$I_{\text{НОМ1}}$, А	$I_{\text{НОМ2}}$	$I_{\text{ЭС}}$, кА	$B_{\text{К}}$	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{НОМ1}}$, А	$I_{\text{НОМ2}}$	$I_{\text{ЭС}}$, кА	$B_{\text{К}}$	$U_{\text{НОМ}}$, кВ
ТОЛ-СЭЩ-35	94,5	3,46	4,11	$50 \cdot 10^6$	35	100	5	102	$31212 \cdot 10^6$	35
ТШЛ-СЭЩ-10	346,82	1,41	15,35	$706 \cdot 10^6$	10	400	5	102	$31212 \cdot 10^6$	10

6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производится по следующим параметрам:

- По номинальному напряжению;
- По вторичной нагрузке;

Определим вторичную нагрузку по формуле (6.6):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (6.6)$$

$S_{2\Sigma}$ – суммарная полная мощность приборов подключенных к ТН, ВА;

$P_{\text{приб}}$ – активная мощность приборов, Вт;

$Q_{\text{приб}}$ – реактивная мощность приборов, вар.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{5,59^2 + 3,3^2} = 6,49 \text{ ВА}$$

Характеристики выбранных трансформаторов напряжения приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 35 и 10 кВ

Тип ТН	Расчетные значения		Паспортные значения	
	$U_{\text{ном}}$, кВ	$S_{2\Sigma}$, ВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	$S_{2\Sigma}$, ВА
НОЛ-СЭЩ-35	35	6,49	35	600
ЗНОЛ-СЭЩ-10	10	5,35	10	600

6.6 Выбор предохранителей

Предохранители должны быть установлены для защиты в цепях трансформаторов собственных нужд (ТСН) и трансформаторов напряжения (ТН) подстанции.

Предохранители выбираются по следующим характеристикам:

- Номинальному напряжению;
- Номинальному току;
- Току срабатывания.

Данные о выбранных предохранителях показаны в таблице 5.5

Таблица 6.5 – Выбранные предохранители

Тип предохра- нителя	Номинальный ток, А	Ток отклю- чения, кА	Номинальное напряжение, кВ	Назначение
ПКТ-101	5	12,5	10	Защита ТСН, ТН
ПКТ-101	8	12,5	35	Защита ТН

В таблице 6.6 приведены обобщенные данные по всем выбранным электрическим аппаратам.

Таблица 6.6 – Сведения об устанавливаемых электрических аппаратах на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ

Тип	Класс напряжения, кВ	Количество
Выключатели		
ВВН-СЭЩ-35	35	2
ВВУ-СЭЩ-10	10	8
Разъединители		
РГП-СЭЩ-35	35	4
Трансформаторы тока		
ТОЛ-СЭЩ-35	35	2
ТШЛ-СЭЩ-10	10	8
Трансформаторы напряжения		
НОЛ-СЭЩ-35	35	2
ЗНОЛ-СЭЩ-10	10	2
Предохранители		
ПКТ-101	10	4
ПКТ-101	35	2

6.7 Выбор гибких шин

На подстанциях шины необходимы для соединения электрического оборудования между собой. Шины бывают жесткие и гибкие. Жесткие шины в основном применяют для КРУ, гибкие шины применяют зачастую на ОРУ 35 кВ и выше. При выборе гибких шин необходимо учитывать требования [9].

На ПС 35/10 «Шалинская» принимаем к установке гибкие шины.

Определим сечение гибких шин на стороне 35 кВ по экономической плотности тока по формуле (6.7):

$$S = \frac{I_{\text{НОМ}}}{J_{\text{ЭК}}} \quad (6.7)$$

$$S = \frac{94,5}{1} = 94,5 \text{ мм}^2$$

Выбираем шину сечением АС-95.

Проверим выбранную шину по условиям нагрева длительно допустимым током по выражению (6.8):

$$I_{\text{доп}} < I_{\text{НОМ}} \quad (6.8)$$

$$94,5 < 330$$

Выбранное для ошиновки подстанции сечение проходит по условиям нагрева длительно допустимым током.

Проверим выбранное сечение по условиям короны по формулам (6.9) и (6.10):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{r_0} \right) \quad (6.9)$$

E_0 – критическая напряженность, кВ/см;

m – коэффициент шероховатости шины;

r_0 – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,345 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (6.10)$$

E – напряженность вокруг провода, кВ/см;

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами, см

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{0,133}\right) = 45,21 \text{ кВ/см}$$

$$E = \frac{0,345 \cdot 38,5}{0,133 \cdot 2,29} = 43,61 \text{ кВ/см}$$

Проверим выбранные шины по условиям отсутствия короны по выражению 6.11:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (6.11)$$

$$1,07 \cdot 43,61 < 0,9 \cdot 45,21$$

Коронного разряда вокруг шин не возникает.

Таблица 6.7 – Параметры выбранных шин

Марка шин	Сечение, мм ²	Допустимый ток, А	Фактический ток, А	Число проводников	Напряженность, кВ/см	Сторона напряжения, кВ
АС-95	95	330	94,5	1	43,61	35

7 Собственные нужды подстанции

К потребителям собственных нужд подстанции относят:

- Освещение ОРУ 35 кВ;
- Освещение, отопление ОПУ подстанции;
- Подогрев КРУ-10 кВ, выключателей, релейного шкафа, приводов разъединителей.

Электроснабжение потребителем собственных нужд (СН) производится от трансформаторов собственных нужд (ТСН). Перечень потребителей собственных нужд показан в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Потребители собственных нужд подстанции

Наименование потребителя	Потребляемая активная мощность, кВт
Подогрев выключателей и разъединителей 35 кВ и приводов	6,4
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ, подогрев релейного шкафа,	2,0
Освещение ОПУ, КРУ 10 кВ, здания разъездного персонала, освещение ОРУ 35 кВ	32,5
Суммарная нагрузка	40,9

Определим мощность ТСН подстанции с учетом коэффициента загрузки по выражению (7.1):

$$S_{ТСН} = k_3 \cdot \Sigma P_{СН} \quad (7.1)$$

$S_{ТСН}$ – полная мощность ТСН, кВА;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7;

$\Sigma P_{СН}$ – суммарная мощность потребителей собственных нужд, кВт.

Определяем мощность ТСН подстанции с учетом коэффициента загрузки по (7.1):

$$S_{ТСН} = 0,7 \cdot 40,9 = 28,63 \text{ кВт}$$

К установке на подстанции принимаются два трансформатора типа ТМГ-40/10 производства ООО «Тольяттинский трансформатор».

8 Система учета и измерений подстанции

Система учета и измерений на подстанции необходима для контроля за ее работой, измерения электрических величин, таких как, напряжение на сборных шинах, сила тока обмоток силовых трансформаторов, частота тока, а также производится учет активной и реактивной мощности. При выборе устройств учета и измерения необходимо учитывать опыт приведенный в [10] и [11]. Перечень используемых устройств учета, контроля и измерений показан в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – перечень используемых устройств учета, контроля, и измерений на ПС 35/10 кВ “Шалинская”

Цепь включения приборов	Место установки	Наименование прибора	Тип прибора	Число приборов
Трансформатор ТМ-6300/10	Обмотка ВН	Амперметр	Е349	2
	Обмотки СН, НН	Амперметр	Е349	4
		Ваттметр	Ц42303	4
		Варметр	Ц42308	4
		Счетчик активной энергии	Меркурий 236	4
Сборные шины 35 кВ	Секции шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения с переключателем	ЭВ2259М	2
		Регистрирующий вольтметр	ЭВ2259М	2
		Частотометр	Ц42304	2
Сборные шины 10 кВ	Секции шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения с переключателем	ЭВ2259М	2
		Вольтметр для измерения фазного напряжения	ЭВ2259М	2
Секционный выключатель 10 кВ		Амперметр	Е349	1
Линии 10 кВ		Амперметр	Е349	8
		Счетчик активной энергии	Меркурий 236	8

9 Релейная защита подстанции

Релейная защита предназначена для предупреждения и ликвидации аварийных ситуаций с электрооборудованием подстанции. Основные защиты подстанции это:

- Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ);
- Максимальная токовая защита трансформатора со стороны обмоток ВН и НН;
- Газовая защита трансформатора;
- Резервирование при отказе выключателя;
- Защита от перегрузки.

При расчетах использована методика из [12].

Перед расчетом уставок определим максимальный и минимальный ток КЗ на стороне ВН трансформатора. Рассчитаем ток КЗ на максимальном ответвлении РПН трансформатора по (9.1):

$$I_{\text{кмаквн}}^{(3)} = \frac{U_{\text{срвн}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_{\text{тмин}} + x_{\text{л}})} \quad (9.1)$$

$I_{\text{кмаквн}}^{(3)}$ – Ток КЗ на максимальном ответвлении РПН трансформатора;

$U_{\text{ср.вн}}$ – средненоминальное напряжение сети, В;

$\Delta U_{\text{рпн}}$ – половина диапазона регулирования РПН, %;

$X_{\text{тмин}}$ – сопротивление трансформатора на минимальном ответвлении РПН, Ом.

Определим сопротивления обмоток трансформатора на подстанции на минимальном и максимальных ответвлениях РПН. Вначале определяется сопротивление трансформатора на максимальном ответвлении РПН по формуле (9.2), а затем на максимальном ответвлении по (9.3):

$$X_{\text{твмин}} = \frac{U_{\text{кмин}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{минвн}}^2}{S_{\text{т}}} \quad (9.2)$$

$$X_{ТВМАК} = \frac{U_{КМАК}}{100} \cdot \frac{U_{МАКВН}^2}{S_T} \quad (9.3)$$

Рассчитываем сопротивление обмотки трансформатора на минимальном ответвлении РПН по (9.2):

$$X_{ТВМИН} = \frac{7,1}{100} \cdot \frac{33880^2}{6300} = 12,9 \text{ Ом}$$

Рассчитываем сопротивление обмотки трансформатора на максимальном ответвлении РПН по (9.3):

$$X_{ТВМАК} = \frac{7,8}{100} \cdot \frac{43120^2}{6300} = 23,0$$

Определим сопротивление энергосистемы по (9.4) в именованных единицах:

$$X_c = \frac{U_{НОМВН}^2}{S_K^{(3)}} \quad (9.4)$$

Рассчитаем сопротивление энергосистемы по (9.4):

$$X_c = \frac{(35 \cdot 10^3)^2}{3550 \cdot 10^6} = 3,45 \text{ Ом}$$

Рассчитаем сопротивление ВЛ 35 кВ к которой присоединена подстанция по выражению (9.5):

$$X_{Л} = X_0 \cdot l \quad (9.5)$$

Определяем сопротивление ВЛ 35 кВ по (9.5):

$$x_{д} = 0,000073 \cdot 46 \cdot 10^3 = 3,35 \text{ Ом}$$

Теперь рассчитаем ток КЗ на максимальном ответвлении РПН трансформатора по (9.1):

$$I_{\text{кмаквн}}^{(3)} = \frac{38,5 \cdot \left(1 - \frac{8}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (3,45 + 12,9 + 3,35)} = 687 \text{ А}$$

Теперь рассчитаем ток КЗ на минимальном ответвлении РПН трансформатора по (9.2):

$$I_{\text{кминвн}}^{(3)} = \frac{38,5 \cdot \left(1 - \frac{8}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (3,45 + 23 + 3,35)} = 628 \text{ А}$$

9.1 Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) трансформатора

Определим ток срабатывания токовой отсечки по выражению (9.6):

$$I_{\text{то}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кмак}}^{(3)} \quad (9.6)$$

$I_{\text{то}}$ – Ток срабатывания токовой отсечки, А;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки защиты, принимается равным 1,3;

$I_{\text{кмак}}^{(3)}$ – Ток внешнего КЗ, А.

Определяем ток срабатывания токовой отсечки по (9.6):

$$I_{\text{то}} \geq 1,3 \cdot 628 = 816 \text{ А}$$

Теперь определяем ток срабатывания реле по выражению (9.7):

$$I_{\text{ср.то}} \geq \frac{I_{\text{то}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт.вн}}} \quad (9.7)$$

$I_{\text{ср.то}}$ – ток срабатывания токовой отсечки, А;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы;

$K_{\text{тг.вн}}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Рассчитываем ток срабатывания реле по (9.7):

$$I_{\text{ср.то}} \geq \frac{816 \cdot 1}{20} = 41$$

Принимаем $I_{\text{ср.то}} = 41$ А.

Далее необходимо определить действительный ток срабатывания токовой отсечки по (9.8):

$$I_{\text{то.д}} \geq \frac{I_{\text{ср.то}} \cdot K_{\text{тг.вн}}}{K_{\text{сх}}} \quad (9.8)$$

$I_{\text{то.д}}$ – действительный ток срабатывания токовой отсечки, А.

Рассчитываем действительный ток срабатывания по (9.3):

$$I_{\text{то.д}} \geq \frac{41 \cdot 20}{1} = 820 \text{ А}$$

Найдем значение тока двухфазного КЗ на минимальном ответвлении РПН трансформатора по выражению (9.9):

$$I_{\text{Кmin}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{Кминвн}}^{(3)} \quad (9.9)$$

$I_{\text{Кmin}}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ на минимальном ответвлении РПН трансформатора, А.

Рассчитываем ток двухфазного КЗ на минимальном ответвлении РПН трансформатора по (8.9):

$$I_{Kmin}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1590 = 1375 \text{ A}$$

Проверим коэффициент чувствительности защиты по выражению (9.10):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{Kmin}^{(2)}}{I_{\text{ГО}}} \quad (9.10)$$

$K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности.

Вычисляем коэффициент чувствительности защиты по (9.10):

$$K_{\text{ч}} = \frac{1375}{820} = 1,67 > 1,2$$

9.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты (МТЗ-2 ВН) трансформатора

Определим ток срабатывания МТЗ-2 ВН по выражению (9.11):

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (9.11)$$

$I_{\text{МТЗ}}$ – ток срабатывания МТЗ-2 ВН, А;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса,

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент возврата реле.

Рассчитываем ток срабатывания МТЗ-2 ВН по (9.11):

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 94,5 = 184,8 \text{ A}$$

Определим ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН по выражению (9.12):

$$I_{\text{MTЗ}} \geq \frac{I_{\text{MTЗ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} \quad (9.12)$$

Рассчитываем ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН по (9.12):

$$I_{\text{MTЗ}} \geq \frac{184,8 \cdot 1}{20} = 9,24 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания реле равным 9,24 А.

Рассчитаем коэффициент чувствительности по (9.13):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)}}{I_{\text{MTЗ}}} \quad (9.13)$$

Определяем коэффициент чувствительности по (9.13):

$$K_{\text{ч}} = \frac{628}{184,8} = 3,39 > 1,5$$

Рассчитаем время срабатывания МТЗ по выражению (9.14):

$$t_{\text{MTЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t \quad (9.14)$$

t_{max} – максимальное время защит линий отходящих от подстанции, с;

$t_{\text{MTЗ}}$ – время срабатывания МТЗ, с;

Δt – селективности, с.

Рассчитываем время срабатывания МТЗ по (9.14):

$$t_{\text{MTЗ}} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$

9.3 Расчет уставок защиты от перегрузки

Определим уставку защиты от перегрузки по выражению (9.15):

$$I_{\text{п}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нн.ном}} \quad (9.15)$$

$I_{\text{п}}$ – уставка защиты от перегрузки, А;

$I_{\text{нн.ном}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора, А.

Рассчитываем уставку защиты от перегрузки на стороне ВН по (9.15):

$$I_{\text{п}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 3,46 = 3,94 \text{ А}$$

Рассчитываем уставку защиты от перегрузки на стороне НН по (9.15):

$$I_{\text{п}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 1,41 = 1,53 \text{ А}$$

Определим время срабатывания защиты от перегрузки по выражению (9.16):

$$t_{\text{п}} = t_{\text{мтз}} + \Delta t \quad (9.16)$$

$t_{\text{п}}$ – время срабатывания защиты от перегрузки, с.

Рассчитываем время срабатывания защиты от перегрузки по (9.16):

$$t_{\text{п}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

9.4 Расчет уставок дифференциальной защиты

Проведем расчет ДЗТ-1.

Определим относительное значение тока внешнего КЗ по выражению (9.17):

$$I_{\max K3 \text{внеш}^*} = \frac{I_{k \max}^{(3)}}{I_{\text{номВН}}} \quad (9.17)$$

$I_{\max K3 \text{внеш}^*}$ - относительное значение тока внешнего КЗ, А.

Рассчитываем относительное значение тока внешнего КЗ по (9.17):

$$I_{\max K3 \text{внеш}^*} = \frac{687}{94,5} = 7,26 \text{ А}$$

Определим значение дифференциальной отсечки по выражению (9.18):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}} \cdot I_{\max K3 \text{внеш}^*} \quad (9.18)$$

Рассчитываем значение дифференциальной отсечки по (9.18):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,26 = 6,09 \text{ А}$$

Принимаем величину уставки равной 6,1 А.

Определим действительное значение тока срабатывания дифференциальной отсечки по выражению (9.19):

$$I_{\text{диф}} = \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \cdot I_{\text{номВН}} \quad (9.19)$$

$I_{\text{диф}}$ - действительное значение тока срабатывания дифференциальной отсечки, А.

Рассчитываем действительное значение тока срабатывания дифференциальной отсечки по (9.19):

$$I_{\text{диф}} = 6,1 \cdot 94,5 = 576,45 \text{ А}$$

Определим коэффициент чувствительности защиты по выражению (9.20):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)}}{I_{\text{Диф}}} \quad (9.20)$$

Рассчитываем коэффициент чувствительности защиты по (9.20):

$$K_{\text{ч}} = \frac{1375}{633,15} = 2,17 > 2$$

Проведем расчет ДЗТ-2.

Определим ток срабатывания ДЗТ по выражению (9.21):

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{ск}} \quad (9.21)$$

Рассчитаем ток срабатывания ДЗТ по (9.21):

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{ск}} = 0,52 \cdot I_{\text{ск}}$$

Определим коэффициент торможения в процентах по выражению (9.22):

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}})}{K_{\text{сн.т}}} \quad (9.22)$$

Рассчитываем коэффициент торможения в процентах по (9.22):

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)}{0,8} = 65 \text{ \%}.$$

Определим относительное значение дифференциального тока приведенное к номинальному току по выражению (9.23)

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \quad (9.23)$$

Рассчитываем относительное значение дифференциального тока приведенное к номинальному току по (9.23):

$$\frac{816}{94,5} = 8,63 \text{ о.е.}$$

Определим относительное значение тормозного тока в реле по выражению (9.24):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \quad (9.24)$$

Рассчитываем относительное значение тормозного тока в реле по (9.24):

$$\frac{0,5 \cdot 816}{94,5} = 4,31 \text{ о.е.}$$

Теперь определяем коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 по выражению (9.25):

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}}}{\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}} \quad (9.25)$$

Рассчитываем коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 по (9.25):

$$K_{\text{ч}} = \frac{8,63}{0,3} = 28,7 > 2.$$

10 Заземление подстанции

При расчетах необходимо пользоваться [1] и [13].

Рассчитаем необходимое сопротивление заземлителя по выражению (10.1):

$$R_3 = \frac{250}{I^{(1,1)}} \quad (10.1)$$

Рассчитываем необходимое сопротивление заземлителя по (10.1):

$$R_3 = \frac{250}{170} = 1,47$$

Определим грунта территории подстанции с учетом коэффициента сезонности удельное сопротивление по выражению (10.2):

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k_c \quad (10.2)$$

$\rho_{\text{расч}}$ – расчетное сопротивление грунта, Ом/м;

ρ – удельное сопротивление грунта, Ом/м;

k_c – коэффициент спроса, принимается равным 1,1.

Рассчитываем грунта территории подстанции с учетом коэффициента сезонности удельное сопротивление по (10.2):

$$\rho_{\text{расч}} = 65 \cdot 1,1 = 71,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определим сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя по выражению (10.3):

$$R_B = 0,302 \cdot \rho_{\text{расч}} \cdot k_c \quad (10.3)$$

R_B – сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя, Ом.

Определим сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя по (10.3):

$$R_B = 0,302 \cdot 71,5 \cdot 1,1 = 23,75 \text{ Ом}$$

Определим число вертикальных заземлителей по выражению (10.4):

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R_3} \quad (10.4)$$

n_B – число вертикальных заземлителей.

Определяем число вертикальных заземлителей по (10.4):

$$n_B = \frac{23,75}{0,7 \cdot 1,47} = 23,09$$

Принимаем число заземлителей равным 23.

Определим длину соединительной полосы заземления по выражению (10.5):

$$l_{II} = n_B \cdot a \quad (10.5)$$

l_{II} – длина соединительной полосы заземления, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м.

Определяем длину соединительной полосы заземления по (10.5):

$$l_{II} = 23 \cdot 1 = 23 \text{ м}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтального заземлителя по выражению (10.6):

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2l_{\Gamma}^2}{b \cdot t_0} \quad (10.6)$$

l_{Γ} – длина горизонтального заземлителя, м;

b – ширина полосы горизонтального заземлителя, м;

t_0 – глубина заложения горизонтального заземлителя, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 71,5}{23} \cdot \lg \frac{2 \cdot 9^2}{75 \cdot 10^{-3} \cdot 2} = 2,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определим действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя на подстанции с учетом коэффициента использования по выражению (10.7):

$$R_{\Gamma}' = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} \quad (10.7)$$

R_{Γ}' – действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя на подстанции, Ом;

η_{Γ} – коэффициент использования.

Определяем действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя на подстанции с учетом коэффициента использования по (10.7):

$$R_{\Gamma}' = \frac{2,3}{0,62} = 3,7 \text{ Ом}$$

Уточненное значение сопротивления растекания вертикального заземлителя на подстанции по выражению (10.8):

$$R_{\text{В}}' = \frac{R_{\Gamma}' \cdot R_3}{R_{\Gamma}' - R_3} \quad (10.8)$$

R_B' – уточненное значение сопротивления растеканию вертикального заземлителя на подстанции, Ом.

Рассчитываем Уточненное значение сопротивления растекания вертикального заземлителя на подстанции по (10.8):

$$R_B' = \frac{3,7 \cdot 1,47}{3,7 - 1,47} = 2,43 \text{ Ом}$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей на подстанции по выражению (10.9):

$$n_B' = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R_B'} \quad (10.9)$$

n_B' – уточненное количество вертикальных заземлителей.

Рассчитываем уточненное количество вертикальных заземлителей на подстанции по (10.9):

$$n_B' = \frac{23,75}{0,7 \cdot 2,43} = 13,9$$

Принимаем число заземлителей равным 14.

11 Молниезащита подстанции

Молниезащита на подстанции необходима для обеспечения защиты электрооборудования во время грозы.

Молниезащита на подстанции выполняется с помощью стержневых молниеводов разной высоты, в зависимости от габаритов защищаемой подстанции.

Определим зону защиты одиночного стержневого молниеотвода по выражению (11.1):

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (11.1)$$

r_x – радиус защиты на высоте защищаемого сооружения, м;

r_0 – на уровне земли, м;

h_0 – высота вершины конуса молниеотвода, м

h_x – высота защищаемого сооружения, м

Рассчитываем зону защиты одиночного стержневого молниеотвода по (10.1):

$$r_x = \frac{24 \cdot (16 - 6)}{16} = 15 \text{ м}$$

Принимаем к установке 12 молниеотводов высотой 15 м каждый.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнен проект реконструкции электрической части понизительной ПС 35/10 кВ «Шалинская». В начале проектирования построены графики расчетных нагрузок данной подстанции. Далее произведен выбор трансформаторов для ПС на основе ТЭР. По результатам этого ТЭР к установке на ПС принято два двухобмоточных трансформатора типа ТМН-6300/35. Далее рассчитаны ТКЗ и выбрана принципиальная схема подстанции. Расчет ТКЗ велся в соответствии с руководящим указаниям по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [4], Выбор схемы производился в соответствии с Рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [3] и Схем принципиальных электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. [2]. Для ОРУ 35 кВ принята схема 35-5АН. На стороне 10 кВ – 10-1. На следующем этапе произведён выбор электрических аппаратов и проводников. Выбрано оборудование для ОРУ 35 кВ и для КРУ 10 кВ. Выполнен выбор выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, предохранителей, гибких шин. Определены сечения и количество отходящих линий от подстанции. Определены состав и мощность потребителей собственных нужд, выбраны два трансформатора собственных нужд типа ТМГ-40/10. Также определен состав системы измерений и учета подстанции. Произведен расчет заземления и молниезащиты реконструируемой подстанции. На формате А1 выполнены план проектируемой подстанции, разрезы ПС, а так же принципиальная электрическая схема реконструируемой подстанции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Степкина Ю.В. Проектирование электрической части пониженной подстанции: учеб. метод. Пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
2. СТО 56947007 29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М.: ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 132 с.
3. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. М: ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.
4. РД 153.34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М: ОАО РАО ЕЭС России, 1998. 131 с.
5. Chen Shaohua, Ma Biyan, lei Yu Gui. A comprehensive and quantitative calculation of the reliability of relay protection systems. // Competition and choice in electricity – Seattle, 2016. p. 101-115.
6. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: учебное пособие. М: Инфра-М, 2013. 271 с.
7. Киреева Э.А. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. М: Кнорус, 2017. 368 с.
8. Годжелло А.Г., Ю.К. Розанов Электрические и электронные аппараты. М: Издательский центр Академия, 2010. 352 с.
9. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. Новосибирск: Норматика, 2016. 464
10. Zakhidov R. An Approach to the Creation of the Adaptive Control System for Integration of Nonsteady Power Sources into a Common Electric Power Grid // Proceedings of the Tenth International Conference on Management Science and Engineering Management. 2016. №1 P. 563-574.

11. W.H. Tang, Q.H. Wu Condition monitoring and assessment of power transformers using computational intelligence. Liverpool: The University of Liverpool, 2011. 194 p.
12. Шестаков Д.Н. Релейная защита трансформатора с использованием микропроцессорного устройства «Сириус-Т»: методические указания для дипломного проектирования защит трансформаторов раздела «Релейная защита. - Курган: КГУ, 2011. 55 с.
13. Анфилофьев Б.А., Скачкова Е.А. Электробезопасность. Расчет защитного заземления. Самара: СамИИТ, 2002. 18 с.
14. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и под-станций: учебник для среднего профессионального Образования; Москва: Издательский центр «Академия»: 2016. 448 с.
15. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: учебное пособие; Москва: НЦ ЭНАС: 2017. 163 с.
16. Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебник для среднего профессионального Образования; Москва: Издательский центр «Академия»: 2015. 282с.
17. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс]: ЗАО «РАДИУС Автоматика». URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 25.04.2019).
18. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс]: ЗАО «РАДИУС Автоматика». URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 25.03.2019).
19. ГОСТ 14209-15. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. Москва: Издательство стандартов, 2015. 38 с.
20. Морозова Н.Ю. Электротехника и электроника: учебное пособие для вузов; Москва: Издательский центр «Академия»: 2016. 288 с.