



## АННОТАЦИЯ

Темой выпускной квалификационной работы является «Реконструкция электрооборудования понизительной подстанции 35/10 кВ №54 «Аршаново».

На первом этапе выполнения ВКР был выполнен расчет электрических нагрузок подстанции. Проведенный расчет и анализ оборудования подстанции показал необходимость проведения реконструкции подстанции. Для оптимального выбора мощности трансформатора было проведено сравнение двух вариантов установки силовых трансформаторов с мощностью 2500 кВА и 4000 кВА. Оптимальным вариантом установки был выбран трансформатор мощностью 2500 кВА.

Для выбора оборудования подстанции, после замены трансформатора, рассчитаны токи короткого замыкания. Все выбранное оборудование подстанции прошло проверку на стойкость к токам короткого замыкания. При выборе оборудования предпочтение отдавалось современному отечественному оборудованию.

Для защиты оборудования подстанции от аварийных режимов выбрана микропроцессорная защита и рассчитаны уставки. Выполнен расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Пояснительная записка содержит 62 страницы 16 таблиц и 8 рисунков. Графическая часть выполнена на 6 листах формата А1.

## **ABSTRACT**

The theme of the graduation work is “Reconstruction of electrical equipment of the substation 35/10 kV No. 54“Arshanovo”.

At the first stage of the implementation of the graduation work, the electrical loads of the substation were calculated. The calculation and analysis of the equipment of the substation showed the need for the substation reconstruction. For the optimal choice of transformer power, a comparison was made between two installation options for power transformers with a capacity of 2500 kVA and 4000 kVA. The optimal installation option was chosen with the transformer capacity of 2500 kVA.

To select the equipment of the substation, after replacing the transformer, short-circuit currents were calculated. All selected substation equipment was tested for resistance to short-circuit currents. Preferences in equipment choosing was given to modern domestic equipment.

To protect the substation equipment from emergency modes, microprocessor protection was selected and the settings were calculated. The calculation of the grounding and lightning protection substation were made.

Explanatory note contains 62 pages of 16 tables and 8 figures. The graphic part is made on 6 sheets of A1 format.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 Краткая характеристика объекта .....	7
2 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции .....	8
3 Выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов подстанции ....	14
4 Выбор электрической схемы подстанции .....	20
5 Расчет токов короткого замыкания .....	21
5.1 Расчет токов трехфазного КЗ.....	21
5.2 Расчет несимметричных токов КЗ.....	24
6 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	28
6.1 Выбор марки проводов для ВЛ и числа отходящих линий .....	28
6.2 Выбор выключателей.....	29
6.3 Выбор разъединителей .....	31
6.4 Выбор трансформаторов тока.....	32
6.5 Выбор трансформаторов напряжения.....	33
6.6 Выбор предохранителей.....	34
6.7 Выбор гибких шин .....	35
7 Собственные нужды подстанции .....	38
8 Система учета и измерений подстанции.....	40
9 Выбор оперативного тока подстанции.....	42
10 Релейная защита подстанции .....	44
10.1 Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) трансформатора .....	46
10.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты (МТЗ-2 ВН) трансформатора .....	48
10.3 Расчет уставок защиты от перегрузки .....	49
10.4 Расчет уставок дифференциальной защиты.....	50
11 Заземление подстанции .....	53
12 Молниезащита подстанции .....	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	58
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	60

## ВВЕДЕНИЕ

Подстанции – это важная составляющая в энергетической системе, т.к. на них происходит прием, преобразование и распределение электроэнергии. 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. Класс напряжения конкретной подстанции, мощность установленных трансформаторов, схема распределительного устройства зависят от конфигурации системы электроснабжения, мощности подключенных к ней потребителей, их категории по надежности электроснабжения. В зависимости от конфигурации электрической сети подстанции подразделяются на:

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

Конструктивно подстанции могут быть подразделены на следующие типы: открытые, т.к. все основное электрооборудование такое как силовые трансформаторы, выключатели, разъединители и др. находится на открытом воздухе; Закрытые – когда все основное электрооборудование находится в здании. Любая подстанция включает в себя следующее основное электрооборудование: коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели), измерительные трансформаторы тока и напряжения, силовые трансформаторы (автотрансформаторы), трансформаторы собственных нужд (ТСН), устройства релейной защиты, автоматики, сигнализации, измерения, системы оперативного тока а также вспомогательное оборудование (компрессорные, маслохозяйство и др.).

Структурно каждая 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 напряжения (РУНН), а так же непосредственно самих силовых трансформаторов (автотрансформаторов).

Проектирование электрической части подстанций выполняется с учетом перспективы роста электрических нагрузок питаемого района. Однако для подстанций, находящихся в эксплуатации достаточно длительное время, обычно срок службы оборудования подстанции составляет 25-30 лет, характерна недостаточность мощности для подключения новых потребителей.

Это вызвано такими факторами как рост электрических нагрузок потребителей, так и старением, и износом основного оборудования подстанции. В связи с этим вопрос реконструкции электрооборудования подстанций в энергосистеме России является актуальным в настоящее время.

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

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить анализ текущего состояния подстанции «№54 Аршаново»;
2. Предложить варианты замены электрооборудования для повышения пропускной способности подстанции «№54 Аршаново».

При выполнении выпускной квалификационной работы необходимо использовать современные методы проектирования 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 в выпускной квалификационной работе является понизительная подстанция 35/10 кВ «№54 Аршаново», входящая в состав Хакасской региональной энергетической системы. Данная подстанция расположена вблизи поселка Аршаново Республики Хакасия Сибирского федерального округа. Подстанция питает бытовых и коммунальных потребителей расположенных на территории поселка Аршаново, а так же объекты угольного разреза «Аршановский» расположенного в 1 км от поселка Аршаново.

Эксплуатирующей организацией ПС 35/10 « №54Аршаново» является подразделение Межрегиональной распределительной сетевой компании Сибири (МРСК Сибири) Хакасэнерго.

Существующая на данный момент схема ПС 35/10 «№54 Аршаново» включает в себя короткозамкватели, отделители, разъединители с ручным приводом, силовые масляные трансформаторы типа ТМН-1600/35, измерительные трансформаторы типов ТОЛ и НОЛ с заполнением маслом, комплектное распределительное устройство (КРУ) включающее в себя ячейки с маломасляными выключателями типа ВМПЭ. Схема данной подстанции имеет название 35-4Н «два блока с неавтоматической перемычкой». Подстанция является проходной

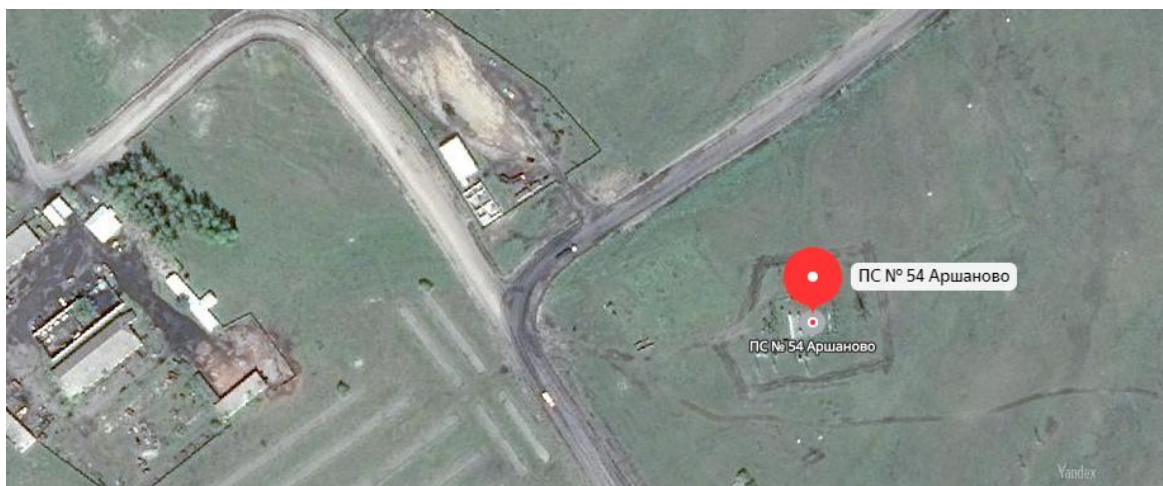


Рисунок 1 – Расположение ПС «№54 Аршаново» на карте

## 2 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции

Электрические нагрузки рассчитываются для определения необходимых параметров выбираемого оборудования подстанции.

На данный момент на ПС 35/10 «№54 Аршаново» установлены 2 силовых трансформатора мощностью 1,6 МВА каждый. Расчет ведется согласно методике предоставленной в [1]. Выполним расчет номинальной полной мощности подстанции по выражению (2.1):

$$S_{\max\text{ПС}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{0,7}$$

(2.1)

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

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

Рассчитываем по (2.1) номинальную мощность подстанции 35/10 кВ «№54 Аршаново»:

$$S_{\max\text{ПС}} = \frac{1,6}{0,7} = 2,28 \text{ МВА}$$

По фактическим данным загрузка силовых трансформаторов подстанции на данный момент составляет 134,95 % от номинальной мощности силовых трансформаторов.

Это означает что, фактическая полная нагрузка подстанции 35/10 кВ «№54 Аршаново» составляет 3,1 МВА.

Теперь определим нормальный и аварийный коэффициенты загрузки силовых трансформаторов по выражениям (2.2) и (2.3):

$$k_{\text{ЗН}} = \frac{S_{\max\text{ПС}}}{S_{\text{НОМ}} \cdot n} \quad (2.2)$$

$k_{\text{ЗН}}$  – коэффициент загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме;



$n$  – число работающих трансформаторов.

$$k_{за} = \frac{S_{maxПС}}{S_{НОМ} \cdot (n-1)} \quad (2.3)$$

$k_{за}$  – коэффициент загрузки силового трансформатора при отключенном втором трансформаторе.

для нормального режима по (2.2):

$$k_3 = \frac{3,07}{1,6 \cdot 2} = 0,95$$

для аварийного режима по (2.3):

$$k_3 = \frac{3,07}{1,6 \cdot 1} = 1,91$$

Данный коэффициент загрузки в 1,35 раза больше нормального коэффициента загрузки и в 1,36 раз больше аварийного коэффициента загрузки. Исходя из полученных коэффициентов загрузки мы можем сделать вывод, что установленные силовые трансформаторы перегружены и требуется их замена на более мощные трансформаторы, а также обновление всего остального электрооборудования подстанции.

Теперь выполним расчет расходов электроэнергии на ПС 35/10 кВ «№54 Аршаново» по имеющемуся годовому графику активной нагрузки подстанции.

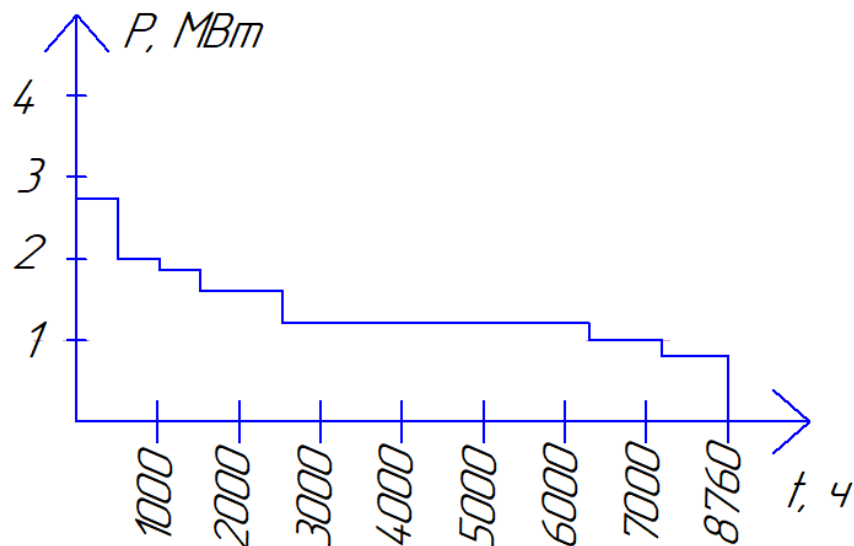


Рисунок 2 — Годовой график активной мощности ПС 35/10

«№54 Аршанаво»

Определим значение номинальной активной мощности подстанции по выражению (2.4):

$$P_{\max\text{ПС}} = S_{\max\text{ПС}} \cdot \cos\varphi \quad (2.4)$$

$P_{\max\text{ПС}}$  – номинальная мощность подстанции, МВт;

$\cos\varphi$  – коэффициент мощности.

Рассчитываем значение номинальной активной мощности подстанции по (2.4):

$$P_i = 3,07 \cdot 0,86 = 2,7 \text{ МВт}$$

Теперь определим расход электроэнергии на подстанции за год по выражению (2.5):

$$W_{\text{пс}} = P \cdot t \cdot t \quad (2.5)$$

$W_{\text{пс}}$  – расход электроэнергии каждой ступени графика, кВт·ч;

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

$t_{\text{in}}$  – промежуток времени, час.

Выполним расчет расхода электроэнергии по (2.5):

$$W_{\text{пс}} = 2,7 \cdot 500 = 1350 \text{ кВт·ч}$$

Расчет расхода электроэнергии по подстанции в общем определяется по (2.6):

$$W_{\text{пс}\Sigma} = W_{\text{п}} \quad (2.6)$$

$W_{\text{пс}\Sigma}$  – 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	Мощность ступени, МВт
1	500	1350	2,7
2	500	1000	2,0
3	500	900	1,8
4	1000	1600	1,6
5	3600	4320	1,2
6	1000	1000	1,0
7	1660	1328	0,8
$\Sigma$		11498	

Теперь определим значение продолжительности пиковой годовой нагрузки по выражению (2.7):

$$T_M = \frac{W_{\text{ПС}\Sigma}}{P_{\text{max}}} \quad (2.7)$$

$T_M$  – число часов максимума нагрузки, ч;

$P_{\text{max}}$  – максимальное значение активной мощности потребителей подстанции, МВт.

Проводим расчет по выражению (2.7):

$$T_M = \frac{11498}{2,7} = 4258 \text{ ч}$$

Далее необходимо определить коэффициент заполнения графика по выражению (2.8):

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760} \quad (2.8)$$

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

Определяем коэффициент заполнения графика нагрузки по (2.8):

$$K_{\text{зап}} = \frac{4258}{8760} = 0,50$$

Теперь необходимо рассчитать значения полных мощностей подстанции по выражению (2.9):

$$S_{\text{in}}(t) = \frac{P_{\text{in}}(t)}{\cos\varphi_{\text{in}}} \quad (2.9)$$

$S_{\text{in}}(t)$  – полная мощность ступени, МВт.

Определим полную мощность ступени по (2.9):

$$S_{\text{in}}(t) = \frac{2,7}{0,86} = 3,07 \text{ МВА}$$

Значения полных мощностей приведены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Данные о полных мощностях потребителей

Степень графика	Длительность ступени, ч	Потребляемая активная электроэнергия, кВт·ч	Мощность ступени, МВА
1	500	1550	3,1
2	500	1150	2,3
3	500	1050	2,1
4	1000	1800	1,8
5	3600	5040	1,4
6	1000	1100	1,1
7	1660	1494	0,9
$\Sigma$		13184	

На рисунке 2 показан график полной мощности ПС 35/10 кВ «№54 Аршаново».

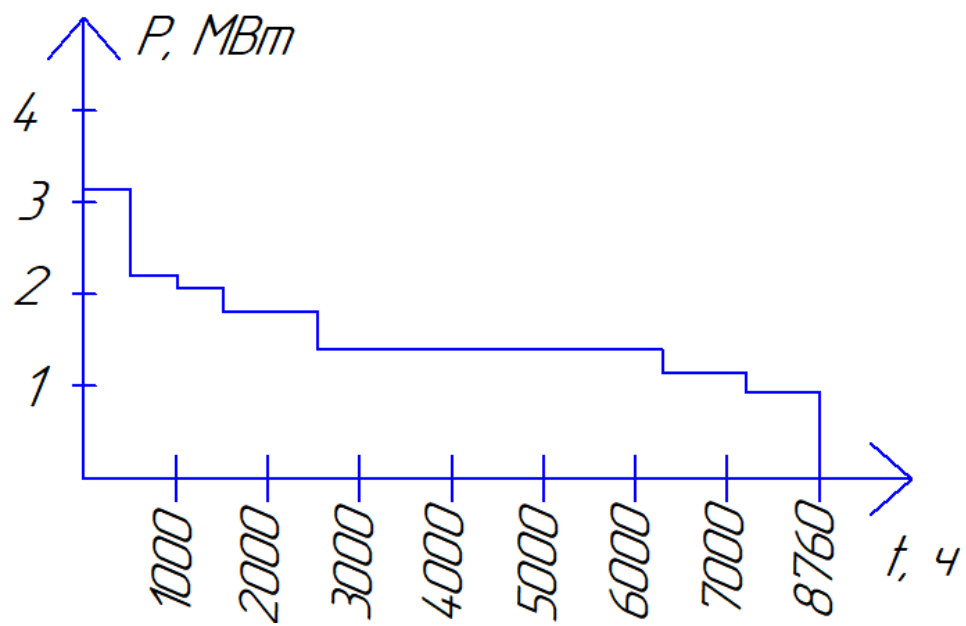


Рисунок 2 — Годовой график полной мощности ПС 35/10 «№54 Аршаново»

### 3 Выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов подстанции

В данном разделе производится выбор силовых трансформаторов для ПС «№54 Аршаново». Выбор силовых трансформаторов производится при помощи технико-экономического расчета (ТЭР) по методике предоставленной в [2].

По выражению (3.1) вычислим минимально допустимую мощность силовых трансформаторов для подстанции 35/10 кВ «№54 Аршаново»:

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

$S_{\text{ном}}$  – 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:

$$S_{\text{ном}} = \frac{3,1 \cdot 0,87}{1,4 \cdot (2-1)} = 1,92 \text{ МВА}$$

Теперь мы должны выбрать 2 типа силовых трансформаторов различных мощностей и произвести их технико-экономическое сравнение. В таблице 3.1 даны параметры рассматриваемых трансформаторов.

Таблица 3.1 – Выбранные силовые трансформаторы для технико-экономического сравнения

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Потери ХХ, кВт	Потери КЗ, кВт
ТМН-СЭЩ-2500/35	2,5	35,0	10,5	2,9	23,5
ТМН-СЭЩ-4000/35	4,0	35,0	10,5	5,6	33,5

Выполним расчет первого варианта.

Определим приведенные потери активной мощности рассматриваемого 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 рассматриваемого трансформатора по выражению (3.3):

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

$\Delta P_x$  – потери холостого хода по каталогу, кВт;

$k_{инп}$  – коэффициент изменения потерь;

$Q_x$  – намагничивающая мощность, квар.

Определим приведенные потери холостого хода по (3.3):

$$P_x = 2,9 + 0,05 \cdot 23,2 = 4,06 \text{ кВт}$$

Теперь необходимо определить потери мощности КЗ в рассматриваемом трансформаторе по (3.4):

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

$\Delta P_k$  – потери КЗ по каталогу, кВт

$Q_k$  – потери реактивной мощности в трансформаторе, квар.

Определим потери мощности КЗ в рассматриваемом трансформаторе по (3.4):

$$P_k = 23,5 + 0,05 \cdot 424,1 = 24,5 \text{ кВт}$$

Теперь определим приведенные потери мощности по (3.2):

$$P_T = 4,06 + 1,09^2 + 24,5 = 29,7 \text{ кВт}$$

Определим экономическую нагрузку силовых трансформаторов подстанции ниже, которой целесообразно выводить из работы один из работающих трансформаторов по выражению (3.5):

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

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

$n$  – число трансформаторов.

Определяем по (3.5) экономическую нагрузку силовых трансформаторов ниже, которой целесообразно выводить из работы один из работающих трансформаторов:

$$S_{\text{эпс}} = 2500 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{4,06}{24,5}} = 1439 \text{ МВт}$$

Рассчитаем потери электроэнергии в силовых трансформаторах подстанции по выражению (3.6):

$$\Delta W_{\text{пс}} = \sum n \cdot P_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot K_3^2 \cdot T_i \quad (3.6)$$

Данные расчета показаны в таблице 2.2.

Таблица 3.2 – Расчетные данные по трансформатору ТМН-2500/35

$i$	$S_{\text{пс}}$	$T_i$	$\Delta W_{\text{кв}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
1	3,1	500	18614
2	2,3	500	18614
3	2,1	500	18614
4	1,8	1000	37228
5	1,4	3600	137910
6	1,1	1000	37228
7	0,9	1660	61799
$\Delta W_{\text{пс}}, \text{кВт}$			330007



Определим стоимость годовых потерь электроэнергии в рассматриваемых трансформаторах по выражению (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):

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

$$C_{\text{Э}} = \frac{240}{6100} + 0,4 = 0,43 \text{ руб}$$

Теперь определим стоимость годовых потерь электроэнергии по (3.9):

$$I_{\text{Э}} = 330007 \cdot 0,4 = 132002 \text{ руб}$$

Теперь мы можем определить экономическую целесообразность выбора данного силового трансформатора по (3.10):

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{О}} + I_{\text{Э}} \quad (3.10)$$

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

$E_{\text{н}}$  – нормативный коэффициент;

$K$  – стоимость трансформатора, руб.;

$I_{\text{О}}$  – отчисления на амортизацию, руб.;

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

Определим годовые отчисления на амортизацию и ремонт силовых трансформаторов подстанции по выражению (3.11):

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

Определяем годовые отчисления на амортизацию и ремонт силовых трансформаторов подстанции по (3.11):

$$I_0=0,094 \cdot 300000=282000 \text{ руб}$$

Теперь определяем экономическую целесообразность выбора силовых трансформаторов подстанции по (3.10):

$$Z_{пр}=0,17 \cdot 3000000+282000+132002=580380 \text{ руб}$$

Далее необходимо выполнить расчет второго варианта силового трансформатора для ПС «№54 Аршаново».

Определим приведенные потери холостого хода трансформатора по (3.3):

$$P_x=5,6+0,05 \cdot 33,1=7,2 \text{ кВт}$$

Определим потери мощности КЗ в силовом трансформаторе по (3.4):

$$P_k=33,5+0,05 \cdot 626,7=64,8 \text{ кВт}$$

Теперь определим приведенные потери мощности по (3.2):

$$P_T=7,2+0,66^2+64,8=72,0 \text{ кВт}$$

Рассчитаем по (3.5) экономическую нагрузку силовых трансформаторов подстанции ниже, которой целесообразно выводить из работы один силовой трансформатор:

$$S_{эпс}=4000 \cdot \frac{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{7,2}{64,8}}{2} = 1885 \text{ МВт}$$

Расчетные данные представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчетные данные по трансформатору ТМН-4000/35

i	S <sub>ПС</sub>	T <sub>i</sub>	ΔW <sub>кв</sub> , кВт·ч
1	3,1	500	21313
2	2,3	500	21313
3	2,1	500	21313
4	1,8	1000	44195
5	1,4	3600	153456
6	1,1	1000	44195

7	0,9	1660	70760
$\Delta W_{\text{пс}}, \text{ кВт}$		376545	

Определим стоимость годовых потерь электроэнергии в силовом трансформаторе по (3.9):

$$I_9 = 376545 \cdot 0,4 = 150618 \text{ руб}$$

Определим годовые отчисления на амортизацию и ремонт силовых трансформаторов подстанции по выражению (2.11):

$$I_0 = 0,094 \cdot 6000000 = 564000 \text{ руб}$$

Определим экономическую целесообразность выбора трансформатора по (2.10):

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 6000000 + 564000 + 150618 = 1007192 \text{ руб.}$$

Исходя из расчетов, можно сделать вывод, что первый вариант с трансформатором ТМН-СЭЩ-2500/35 производства ЗАО «Электроцит-Самара» экономически более целесообразен, чем второй вариант.

#### 4 Выбор электрической схемы подстанции

Выбор электрической схемы для подстанции производится в соответствии с рекомендациями СТО 56947007-29.240.30.047-2010 [3] и СТО 56947007 29.240.30.010-2008 [4] разработанных ПАО «ФСК ЕЭС». для проектируемой подстанции примем электрическую схему 35-5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Применение этой схемы возможно для проходных подстанций, через которые осуществляется транзит электроэнергии и к которым подключены потребители электроэнергии 2 и 3 категорий по надежности электроснабжения. Главным преимуществом схемы является наличие ремонтной перемычки, которая позволяет осуществлять транзит электроэнергии при выводе электрооборудования подстанции в ремонт. Выбранная схема приведена на рисунке 3.

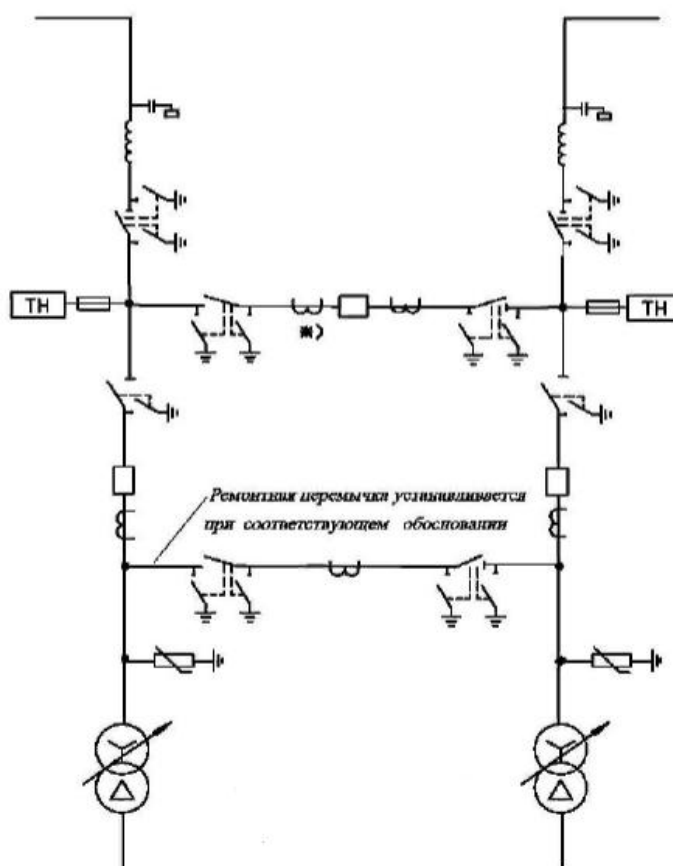


Рисунок 4 – Схема 35-5АН применимая для ПС 35/10 «№54 Аршаново»

## 5 Расчет токов короткого замыкания

### 5.1 Расчет токов трехфазного КЗ

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) проводится для выбора электрооборудования подстанции и проверки его на электродинамическую и термическую стойкость при протекании расчетного ТКЗ. При расчете ТКЗ использована методика, взятая из [5]. Схема замещения и расчетная схема представленные на рисунках 5 и 6.

Для расчета токов короткого замыкания нужно составить расчетную схему и схему замещения.

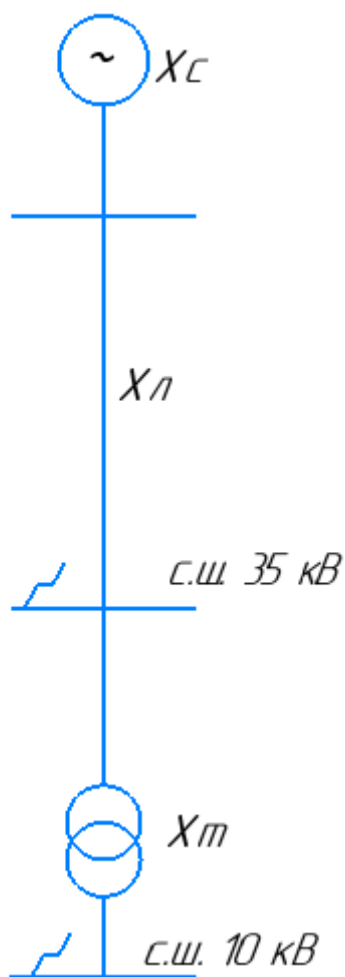


Рисунок 5 – Расчетная схема для расчета ТКЗ

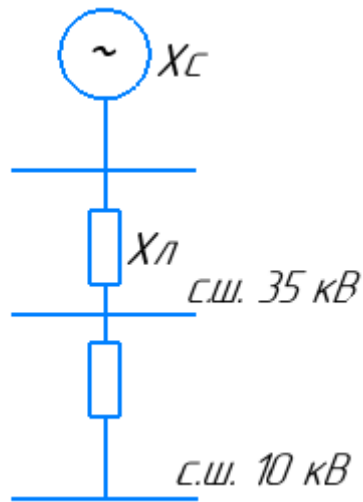


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета ТКЗ

Определим реактивное сопротивление энергосистемы, к которой относится подстанция в относительных единицах (о.е.) по выражению (5.1):

$$x_c = \frac{S_6}{S_k} \quad (5.1)$$

$x_c$  – сопротивление энергосистемы, о.е.;

$S_k$  – мощность трехфазного КЗ, МВА;

$S_6$  – базовая мощность, МВА

Рассчитываем реактивное сопротивление энергосистемы, к которой относится подстанция по (5.1):

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

Определим реактивные сопротивления обмоток силового трансформатора подстанции по выражению (5.2):

$$x_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМТ}} \quad (5.2)$$

$x_T$  – сопротивление трансформатора, о.е.;

Рассчитываем реактивные сопротивления обмоток силового трансформатора подстанции по (5.2):

$$x_T = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{2500 \cdot 10^3} = 0,026 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление воздушной линии (ВЛ) питающую подстанцию 35 кВ по формуле (5.3):

$$x_L = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (5.3)$$

$x_L$  – сопротивление линии, о.е.;

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

$l$  – длина линии, км;

Рассчитываем сопротивление воздушной линии (ВЛ) питающую подстанцию 35 кВ по (5.3):

$$x_L = 0,3 \cdot 49 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{(37 \cdot 10^3)^2} = 10,7 \text{ о.е.}$$

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

$$I_6 = \frac{S_6}{3 \cdot U_6} \quad (5.4)$$

Определяем базисный ток на шинах ВН и НН подстанции по выражению (5.4):

$$I_{6В} = \frac{1000 \cdot 10^3}{3 \cdot 37 \cdot 10^3} = 15,62 \text{ кА}$$

$$I_{6Н} = \frac{1000 \cdot 10^3}{3 \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 55,05 \text{ кА}$$

Определим суммарное сопротивление в точке КЗ на стороне по выражению (5.5):

$$x_{\Sigma} = x_c + x_T + x_L \quad (5.5)$$

$x_{\Sigma}$  – суммарное сопротивление в точке КЗ, Ом.

Рассчитываем суммарное сопротивление в точке КЗ на стороне по выражению (5.5):

$$x_{\Sigma}=0,281+0,026+10,7=11,1 \text{ Ом.}$$

Определим действующее значение периодической составляющей тока КЗ на шинах подстанции по формуле (5.6):

$$I_{п0}=\frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_6 \quad (5.6)$$

Определяем действующее значение периодической составляющей тока КЗ на шинах подстанции по (5.6):

$$I_{п0в}=\frac{1}{11,1} \cdot 15,62=1,47 \text{ кА}$$

$$I_{п0н}=\frac{1}{11,1} \cdot 55,05=4,95 \text{ кА}$$

Определим ударный ток КЗ на шинах по формуле (5.7):

$$i_{уд}=\sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} \quad (5.7)$$

$i_{уд}$  – ударный ток КЗ на шинах подстанции, кА;

$K_{уд}$  – ударный коэффициент.

Рассчитываем ударный ток КЗ на шинах подстанции по (5.7):

$$i_{удв}=\sqrt{2} \cdot 1,47 \cdot 1,8=3,73 \text{ кА}$$

$$i_{удн}=\sqrt{2} \cdot 4,95 \cdot 1,8=12,5 \text{ кА}$$

## 5.2 Расчет несимметричных токов КЗ

Для расчета токов несимметричных токов КЗ необходимо составить 3 схемы: прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схемы прямой и



обратной последовательностей идентичны и выглядят также как схема для расчета трехфазного ТКЗ. На рисунке 7 показана схема замещения обратной последовательности.

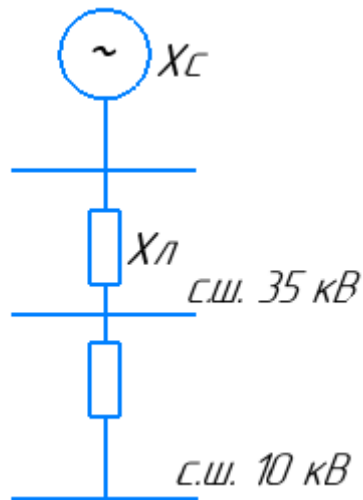


Рисунок 7 – Схема замещения обратной последовательности

Определим сопротивление нулевой последовательности ВЛ 35 кВ по выражению (5.8):

$$X_{0л} = \frac{x_0}{x_1} \cdot x_1 \quad (5.8)$$

Определяем сопротивление нулевой последовательности ВЛ 35 кВ по (5.8):

$$x_{0л} = 4,7 \cdot 11,1 = 52,2 \text{ о.е.}$$

Определим суммарное сопротивление нулевой последовательности по выражению (5.9):

$$X_{0\Sigma} = X_{0Г} + X_{0С} + X_{0л} \quad (5.9)$$

Определяем суммарное сопротивление нулевой последовательности по (5.9):

$$x_{0\Sigma} = 0,026 + 0,281 + 52,2 = 52,5 \text{ о.е.}$$

Определим ток однофазного КЗ на землю на шинах ВН подстанции по выражению (5.10):

$$I^{(n)} = \frac{E_{\text{ЭК}}}{x_{1\text{ЭК}} + \Delta x} \quad (5.10)$$

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

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

$\Delta x$  – добавочное сопротивление, о.е.

Определяем ток КЗ на шинах ВН подстанции по (5.10):

$$I^{(n)} = \frac{1}{11,1 + (11,1 + 52,5)} = 0,013 \text{ о.е.}$$

Теперь определим модуль полного тока поврежденной фазы по выражению (5.11):

$$I^{(n)} = m^{(n)} I_1^{(n)} \quad (5.11)$$

$m^{(n)}$  – коэффициент схемы.

$$I^{(n)} = 3 \cdot 0,013 = 0,039 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ и модуль полного тока на шинах подстанции по (5.10) и (5.11)

$$I^{(n)} = \frac{1}{11,1 + 11,1} = 0,045 \text{ о.е.}$$

$$I^{(n)} = \sqrt{3} \cdot 0,045 = 0,077 \text{ А}$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ на землю на шинах подстанции по (5.10) и (5.11)

$$I^{(n)} = \frac{1}{11,1 + 9,16} = 0,057$$

$$I^{(n)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{9,60 \cdot 44,04}{(9,60 + 44,04)^2}} = 1,48 \text{ кА.}$$



## 6 Выбор электрических аппаратов и проводников

### 6.1 Выбор марки проводов для ВЛ и числа отходящих линий

В данном подпункте выполняется расчет числа отходящих линий от комплектного распределительного устройства 10 кВ (КРУ) и соответственно определения числа ячеек в КРУ 10 кВ реконструируемой подстанции 35/10 кВ «№54 Аршаново».

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

Определим номинальный ток нагрузки линии по выражению (6.1):

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

Теперь определяем номинальный ток нагрузки линии по (6.1):

$$I_{\text{нл}} = \frac{3100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 179,2 \text{ А}$$

Теперь определим число отходящих линий КРУ 10 кВ от подстанции по выражению (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.

Рассчитываем число отходящих линий от КРУ 10 кВ подстанции по (6.2):

$$n_{\text{л}} = \frac{179,2}{30} = 5,97$$

Принимаем число отходящих от КРУ 10 кВ подстанции линий равным 6.

Определим сечение проводов отходящих от КРУ 10 кВ подстанции линий по выражению (6.3):

$$S = \frac{I_{\text{НОМ}}}{J_{\text{ЭК}}} \quad (6.3)$$

$J_{\text{ЭК}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>, принимается равной 1 согласно ПУЭ при числе часов использования максимума нагрузки более 5000 часов в год;

$S$  – сечение провода ВЛ, мм<sup>2</sup>.

$$S = \frac{30}{1} = 30 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение проводов отходящих линий равным 50 мм<sup>2</sup>. Марка провода – АС-50.

## 6.2 Выбор выключателей

Выполним выбор выключателей для стороны 35 кВ и 10 кВ ПС «№54 Аршаново». Выключатели нужно выбирать по следующим критериям:

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

Расчеты для выбора выключателей содержатся в [6] и [7].

Определим апериодическую составляющую ТКЗ, которую может выдержать выбираемый выключатель по выражению (6.4):

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

$i_{\text{а.НОМ}}$  – апериодическая составляющая тока КЗ по паспортным каталожным выключателя, А;

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

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

Определим номинальную аperiodическую составляющую ТКЗ, которую может выдержать выбираемый выключатель по (6.4):

$$i_{a.ном} = \bar{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 20 \cdot 10^3 = 11280 \text{ А.}$$

Определим расчетную аperiodическую составляющую ТКЗ, которую может выдержать выбираемый выключатель по (6.4):

$$i_{a.ном} = \bar{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 3,73 \cdot 10^3 = 2,10 \text{ А.}$$

Теперь определим тепловой импульс при срабатывании выключателя по выражению (6.5):

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

$V_k$  – тепловой импульс при срабатывании выключателя,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

$I_T$  – ток термической стойкости,  $\text{кА}$ ;

$t_T$  – время протекания тока термической стойкости,  $\text{с}$ .

Рассчитываем номинальный тепловой импульс при срабатывании выключателя по (6.5):

$$V_k = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 1200 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Определим расчетный тепловой импульс при срабатывании выключателя по (6.5):

$$V_k = (3,73 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 41,7 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

К установке на подстанции 35/10 «№54 Аршаново» вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-35 на стороне 35 кВ подстанции. На стороне 10 кВ подстанции к установке примем выключатели ВВУ-СЭЩ-10 производства ЗАО «Электроцит-Самара».

Расчеты для выбора остальных коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов проводится по аналогичной методике.

В таблице 6.1 показаны параметры выбранных выключателей для подстанции.

Таблица 6.1 – Параметры выбранных выключателей для подстанции 35/10 «№54 Аршаново»

Тип выключателя	Расчетные значения					Паспортные значения				
	$U_{ном}$ , кВ	$I_{ном}$ , А	$I_{откл. ном}$ , кА	$i_{а.ном}$ , кА	$B_k$	$U_{ном}$ , кВ	$I_{ном}$ , А	$I_{откл. ном}$ , кА	$i_{а.ном}$ , кА	$B_k$
ВВУ-СЭЩ-35	35	179,2	3,73	2,10	41,7·106	35	1000	20	11,2	1200·106
ВВУ-СЭЩ-10	10	627,2	12,5	7,05	468,7·106	10	1000	20	11,2	1200·106

### 6.3 Выбор разъединителей

Разъединители нужно выбирать по нижеприведенным критериям:

- Номинальному напряжению;
- Номинальному току;
- Электродинамической стойкости;
- Термической стойкости;
- Конструкции и роду установки.

При выборе разъединителей нужно руководствоваться информацией приведенной в [8].

Параметры выбранных разъединителей и их расчетные значения приведены в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Выбор разъединителей для подстанции 35/10 «№54 Аршаново»

Тип разъединителя	Паспортные значения				Расчетные значения			
	Uном, кВ	Iном, А	Iэс, кА	Вк	Uном, кВ	Iном, А	Iэс, кА	Вк
РГП-СЭЩ-35	35	1000	50	7500·106	35	179,2	3,73	41,7·106

#### 6.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока должны выбираться по приведенным ниже критериям:

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

При выборе трансформаторов тока необходимо руководствоваться информацией приведенной в [9].

Характеристики выбранных трансформаторов тока приведены в таблице 6.3.



Таблица 6.3 – Выбор трансформаторов тока на сторонах 35 и 10 кВ подстанции 35/10 «№54 Аршаново»

Тип ТТ	Расчетные значения					Паспортные значения				
	Ином 1, А	Ином 2	Іэс, кА	Вк	Уно м, кВ	Ином 1, А	Ином 2	Іэс, кА	Вк	Уно м, кВ
ТОЛ - СЭ Щ-35	179,2	4,32	3,73	41,7·10 <sup>6</sup>	35	100	5	102	31212·10 <sup>6</sup>	35
ТШ Л-СЭ Щ-10	627,2	3,91	12,5	468,7·10 <sup>6</sup>	10	400	5	102	31212·10 <sup>6</sup>	10

### 6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения нужно производить по ниже приведенным параметрам:

- По номинальному напряжению;
- По вторичной нагрузке;

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения по выражению (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.

Определяем вторичную нагрузку трансформатора напряжения по (6.6):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{4,2^2 + 2,3^2} = 4,7 \text{ ВА}$$

Характеристики выбранных трансформаторов напряжения подстанции показаны в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Выбор трансформаторов напряжения подстанции на сторонах 35 и 10 кВ

Тип ТН	Расчетные значения		Паспортные значения	
	$U_{ном}$ , кВ	$S_{2\Sigma}$ , ВА	$U_{ном}$ , кВ	$S_{2\Sigma}$ , ВА
НОЛ-СЭЦ-35	35	4,7	35	600
ЗНОЛ-СЭЦ-10	10	6,1	10	600

### 6.6 Выбор предохранителей

Предохранители должны быть установлены для защиты цепей трансформаторов собственных нужд (ТСН) и трансформаторов напряжения (ТН) подстанции от коротких замыканий и перегрузок.

Предохранители выбираются по нижеприведенным характеристикам:

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

Характеристики выбранных предохранителей показаны в таблице 6.5

Таблица 6.5 – Выбранные предохранители

Тип предохранителя	Номинальный ток, А	Ток отключения, кА	Номинальное напряжение, кВ	Назначение
ПКТ-101	5	12,5	10	Защита ТСН
ПКН-101	5	12,5	10	Защита ТН
ПКТ-101	8	12,5	35	Защита ТН

В таблицу 6.6 сведены обобщенные данные по всем выбранным электрическим аппаратам подстанции 35/10 «№54 Аршаново».

Таблица 6.6 – Обобщенные данные об устанавливаемых электрических аппаратах на подстанции 35/10 «№54 Аршаново»

Тип	Класс напряжения, кВ	Количество
Выключатели		

ВВУ-СЭЩ-35	35	3
ВВУ-СЭЩ-10	10	9
Разъединители		
РГП-СЭЩ-35	35	6
Трансформаторы тока		
ТОЛ-СЭЩ-35	35	4
ТШЛ-СЭЩ-10	10	9
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 нужны для соединения электрооборудования между собой. Шины могут быть жесткие и гибкие. Жесткие шины в основном применяются для КРУ, в то время как гибкие шины применяют зачастую на ОРУ 35 кВ и выше. При выборе гибких шин необходимо учитывать требования приведенные в [10].

Для подстанции 35/10 «№54 Аршаново» принимаем к установке гибкие шины из сталеалюминиевого провода.

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

$$S = \frac{I_{\text{ном}}}{J_{\text{эк}}} \quad (6.7)$$

Определяем сечение гибких шин на стороне 35 кВ подстанции по экономической плотности тока по (6.7):

$$S = \frac{179,2}{1} = 179,2 \text{ мм}^2$$

Выбираем шину сечением 185 мм<sup>2</sup> марки АС-185.

Выполним проверку выбранной шины по условиям нагрева длительно допустимым током по выражению (6.8):

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

Выполняем проверку выбранной шины по условиям нагрева длительно допустимым током по (6.8):

$$179,2 < 510$$

Выбранное для ошиновки подстанции сечение сталеалюминиевого провода подходит по условиям нагрева длительно допустимым током нагрузки.

Выполним проверку выбранного сечения по условиям короны по выражениям (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

Проверяем выбранное сечение по условиям короны по (6.9) и (6.10):

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{0,94} \right) = 32,5 \text{ кВ/см}$$

$$E = \frac{0,345 \cdot 38,5}{0,94 \cdot 2,32} = 37,2 \text{ кВ/см}$$

Выполним проверку выбранных шин по условиям отсутствия короны по выражению (6.11):

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

Выполняем проверку выбранных шин по условиям отсутствия короны по (6.11):

$$1,07 \cdot 32,5 < 0,9 \cdot 37,2$$

Коронирования вокруг шин подстанции не возникает.

В таблице 6.7 приведены параметры выбранных для подстанции шин.

Таблица 6.7 – Параметры выбранных шин для подстанции

Марка шин	Сечение, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А	Фактический ток, А	Число проводников	Напряженность, кВ/см	Сторона напряжения, кВ
АС-185	185	510	179,2	1	32,5	35

## 7 Собственные нужды подстанции

К потребителям собственных нужд подстанций как правило, относят:

- Освещение ОРУ;
- Освещение, отопление ОПУ, КРУ подстанции;
- Подогрев КРУ-10 кВ, выключателей, релейного шкафа, приводов разъединителей;
- Электроснабжение приводов РПН трансформаторов, выключателей, разъединителей, систем охлаждения трансформаторов.

Электроснабжение потребителей собственных нужд (СН) подстанции производится от трансформаторов собственных нужд (ТСН), которые включаются в рассечку между силовым трансформатором и КРУ. Перечень потребителей собственных нужд приведен в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Потребители собственных нужд подстанции

Наименование потребителя	Потребляемая активная мощность, кВт
Подогрев выключателей и разъединителей 35 кВ и их приводов	6,4
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ, подогрев релейного шкафа,	2,0
Освещение ОПУ, КРУ 10 кВ, здания оперативного и ремонтного персонала обслуживающего подстанцию, освещение ОРУ 35 кВ	32,5
Электроснабжение электродвигателей приводов РПН силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей, систем охлаждения трансформаторов	40,0
Суммарная нагрузка	80,9

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;

$\Sigma P_{\text{сн}}$  – суммарная мощность потребителей собственных нужд подстанции, кВт.

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

$$S_{\text{ТСН}} = 0,7 \cdot 80,9 = 56,6 \text{ кВт}$$

К установке на подстанции 35/10 кВ «№54 Аршаново» принимаются к установке два трансформатора типа ТНГ-63/10 производства ЗАО «Электроцит-Самара».

## 8 Система учета и измерений подстанции

Система учета и измерений подстанций используется для контроля за работой ее оборудования, измерения электрических величин, таких как например, напряжение на сборных шинах подстанции, сила тока обмоток силовых трансформаторов, частота тока, а также производится учет активной и реактивной мощности и энергии. При выборе устройств учета и измерения нужно использовать сведения из [10] и [11]. Перечень используемых устройств учета, контроля и измерений подстанции 35/10 «№54 Аршаново» приведен в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – перечень используемых устройств учета, контроля, и измерений на подстанции 35/10 кВ «№54 Аршаново»

Цепь включения приборов	Место установки	Наименование прибора	Тип прибора	Число приборов
Трансформатор ТМН-СЭЦ-2500/10	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

Продолжение таблицы 8.1

1	2	3	4	5
		Регистрирующий вольтметр	ЭВ2259М	2
		Частотометр	Ц42304	2
Сборные шины 10 кВ	Секции шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения с	ЭВ2259М	2



		переключателем		
		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 Выбор оперативного тока подстанции**

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет систему оперативного тока. Оперативный ток на подстанциях нужен для питания вторичных устройств, к которым относятся цепи релейной защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, аварийная и предупредительная сигнализация. При нарушениях нормальной работы подстанции оперативный ток также используется для аварийного освещения и электроснабжения электродвигателей особо ответственных механизмов.

Применяются следующие системы оперативного тока на подстанциях:

1) постоянный оперативный ток - система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания применяется аккумуляторная батарея;

2) переменный оперативный ток - система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, измерительные трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия используются предварительно заряженные конденсаторы;

3) выпрямленный оперативный ток - система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия могут использоваться предварительно заряженные конденсаторы;

4) смешанная система оперативного тока - система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока (постоянный и выпрямленный, переменный и выпрямленный).

Системы переменного оперативного тока получили распространение на подстанциях, за счет простоты схемы такой системы оперативного тока. Системы постоянного оперативного тока получили распространение на электростанциях. Также в настоящее время системы постоянного оперативного тока получают распространение на подстанциях в связи с внедрением микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, работа которых базируется на постоянном токе. Схема системы постоянного оперативного тока показана на рисунке 8.

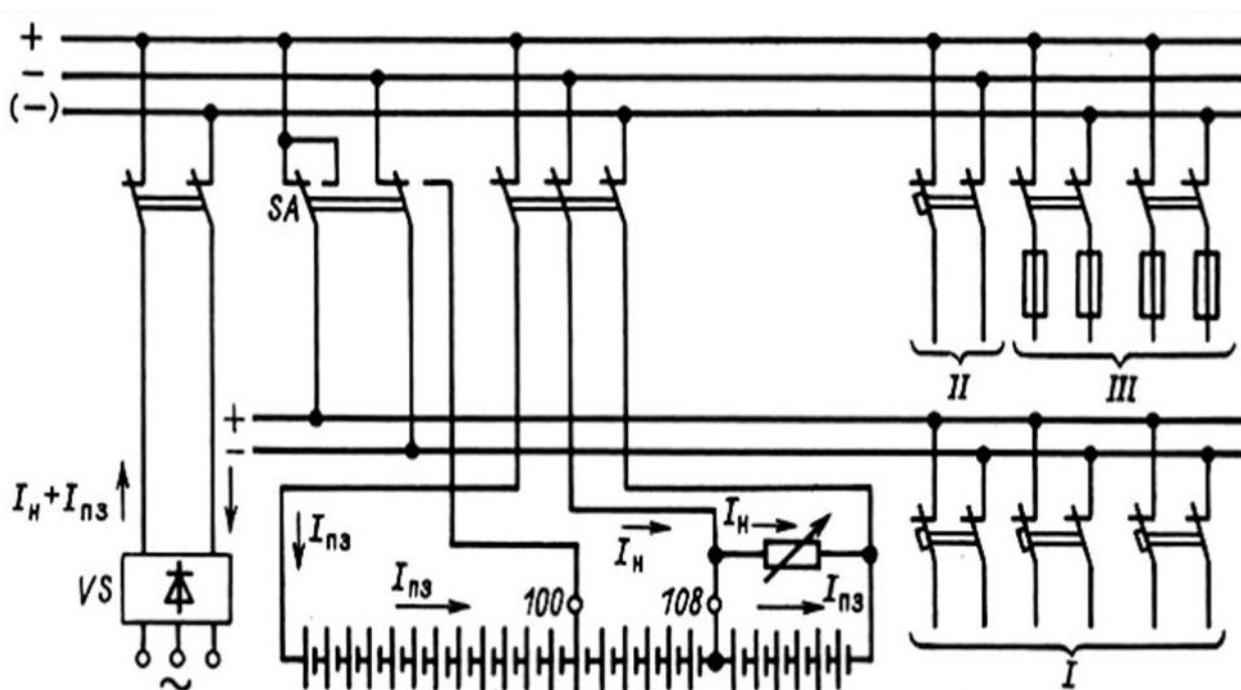


Рисунок 8 – Схема системы постоянного оперативного тока подстанции

## 10 Релейная защита подстанции

Релейная защита подстанций необходима для предупреждения и ликвидации аварийных ситуаций с электрооборудованием подстанции, в частности коротких замыканий. Основные защиты подстанций следующие:

- 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 релейной защиты подстанции 35/10 «№54 Аршаново» использована методика взятая из [12].

Перед расчетом уставок определим максимальный и минимальный ток КЗ на стороне ВН трансформатора. Рассчитаем ток КЗ на максимальном ответвлении РПН трансформатора по (10.1):

$$I_{\text{кмаквн}}^{(3)} = \frac{U_{\text{срвн}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с}} + x_{\text{тмин}} + x_{\text{л}})} \quad (10.1)$$

$I_{\text{кмаквн}}^{(3)}$  – 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 (10.2), а затем на максимальном ответвлении по (10.3):

$$X_{\text{твмин}} = \frac{U_{\text{кмин}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{минвн}}^2}{S_{\text{т}}} \quad (10.2)$$

$$X_{ТВМАК} = \frac{U_{КМАК}}{100} \cdot \frac{U_{МАКВН}^2}{S_T} \quad (10.3)$$

Рассчитываем сопротивление обмотки силового трансформатора на минимальном ответвлении РПН по (10.2):

$$X_{ТВМИН} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{33880^2}{2500 \cdot 10^3} = 29,8 \text{ Ом}$$

Рассчитываем сопротивление обмотки силового трансформатора на максимальном ответвлении РПН по (10.3):

$$X_{ТВМАК} = \frac{6,8}{100} \cdot \frac{43120^2}{2500 \cdot 10^3} = 50,5$$

Определим сопротивление энергосистемы, к которой относится подстанция по (10.4) в именованных единицах:

$$X_c = \frac{U_{НОМВН}^2}{S_K^{(3)}} \quad (10.4)$$

Рассчитываем сопротивление энергосистемы, к которой относится подстанция по (10.4):

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

Рассчитаем сопротивление ВЛ 35 кВ от которой питается подстанция по выражению (10.5):

$$x_{Л} = x_0 \cdot l \quad (10.5)$$

Определяем сопротивление ВЛ 35 кВ от которой питается подстанция по (10.5):

$$x_{Л} = 0,000073 \cdot 49 \cdot 10^3 = 3,5 \text{ Ом}$$

Теперь рассчитаем ток КЗ на максимальном ответвлении РПН силового трансформатора по (10.1):

$$I_{\text{КмакВН}}^{(3)} = \frac{38,5 \cdot (1 - \frac{8}{100})}{\sqrt{3} \cdot (3,45 + 29,8 + 3,5)} = 484 \text{ А}$$

Теперь рассчитаем ток КЗ на минимальном ответвлении РПН силового трансформатора по (10.2):

$$I_{\text{КминВН}}^{(3)} = \frac{38,5 \cdot (1 - \frac{8}{100})}{\sqrt{3} \cdot (3,45 + 50,5 + 3,5)} = 536 \text{ А}$$

### 10.1 Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) трансформатора

Определим ток срабатывания токовой отсечки МТЗ-1 ВН по выражению (10.6):

$$I_{\text{то}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Кмак}}^{(3)} \quad (10.6)$$

$I_{\text{то}}$  – Ток срабатывания токовой отсечки МТЗ-1 ВН, А;

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

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

Определяем ток срабатывания токовой отсечки МТЗ-1 ВН по (10.6):

$$I_{\text{то}} \geq 1,3 \cdot 536 = 696 \text{ А}$$

Теперь определяем ток срабатывания реле по выражению (10.7):

$$I_{\text{ср.то}} \geq \frac{I_{\text{то}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт.вн}}} \quad (10.7)$$

$I_{\text{ср.то}}$  – ток срабатывания токовой отсечки МТЗ-1 ВН, А;

$K_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы;

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

Рассчитываем ток срабатывания реле по (10.7):

$$I_{\text{ср.то}} \geq \frac{696 \cdot 1}{20} = 34,8$$

Принимаем  $I_{\text{ср.то}} = 35 \text{ А}$ .

Далее нужно определить действительный ток срабатывания токовой отсечки МТЗ-1 ВН по (10.8):

$$I_{\text{то.д}} \geq \frac{I_{\text{ср.то}} \cdot K_{\text{тт.вн}}}{K_{\text{сх}}} \quad (10.8)$$

$I_{\text{то.д}}$  – действительный ток срабатывания токовой отсечки МТЗ-1 ВН, А.

Рассчитываем действительный ток срабатывания по (10.3):

$$I_{\text{то.д}} \geq \frac{35 \cdot 20}{1} = 700 \text{ А}$$

Вычислим значение тока двухфазного КЗ на минимальном ответвлении РПН силового трансформатора по выражению (10.9):

$$I_{\text{Кmin}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кминвн}}^{(3)} \quad (10.9)$$

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

Рассчитываем ток двухфазного КЗ на минимальном ответвлении РПН силового трансформатора по (10.9):

$$I_{\text{Кmin}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1480 = 1280 \text{ А}$$

Проверим коэффициент чувствительности защиты МТЗ-1 ВН по выражению (10.10):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)}}{I_{\text{то}}} \quad (10.10)$$

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

Вычисляем коэффициент чувствительности защиты МТЗ-1 ВН по (10.10):

$$K_{\text{ч}} = \frac{1280}{700} = 1,8 > 1,2.$$

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

Определим ток срабатывания МТЗ-2 ВН по выражению (10.11):

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (10.11)$$

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

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

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

Рассчитываем ток срабатывания защиты МТЗ-2 ВН по (10.11):

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 179,2 = 350,6 \text{ А}$$

Определим ток срабатывания реле защиты МТЗ-2 ВН по выражению (10.12):

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{I_{\text{МТЗ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} \quad (10.12)$$

Рассчитываем ток срабатывания реле защиты МТЗ-2 ВН по (10.12):

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{350,6 \cdot 1}{20} = 17,5 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания реле равным 18 А.

Рассчитаем коэффициент чувствительности по (10.13):



$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Kmin}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ}}} \quad (10.13)$$

Определяем коэффициент чувствительности по (10.13):

$$K_{\text{ч}} = \frac{536}{350,6} = 1,6 > 1,5$$

Рассчитаем время срабатывания защиты МТЗ-2 по выражению (10.14):

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t \quad (10.14)$$

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

$t_{\text{МТЗ}}$  – время срабатывания защиты МТЗ-2, с;

$\Delta t$  – ступень селективности, с.

Рассчитываем время срабатывания защиты МТЗ-2 по (10.14):

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

### 10.3 Расчет уставок защиты от перегрузки

Определим значение уставки защиты от перегрузки по выражению (10.15):

$$I_{\text{п}} \geq \frac{k_{\text{отс.}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нн.ном}} \quad (10.15)$$

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

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

Рассчитываем значение уставки защиты от перегрузки на стороне ВН силового трансформатора по (10.15):

$$I_{\text{п}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 179,2 = 204,5 \text{ А}$$

Рассчитываем уставку защиты от перегрузки на стороне НН силового трансформатора по (10.15):

$$I_{\text{п}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 627,2 = 715,8 \text{ А}$$

Определим время срабатывания защиты от перегрузки по выражению (10.16):

$$t_{\Pi} = t_{\text{MTЗ}} + \Delta t \quad (10.16)$$

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

Рассчитываем время срабатывания защиты от перегрузки по (10.16):

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

#### 10.4 Расчет уставок дифференциальной защиты

Определим относительное значение тока внешнего КЗ для определения параметров ДЗТ-1 по выражению (10.17):

$$I_{\text{maxКЗвнеш}}^* = \frac{I_{\text{кmax}}^{(3)}}{I_{\text{номВН}}} \quad (10.17)$$

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

Рассчитываем относительное значение тока внешнего КЗ по (10.17):

$$I_{\text{maxКЗвнеш}}^* = \frac{484}{179,2} = 2,7 \text{ А}$$

Определим значение дифференциальной отсечки по выражению (10.18):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}} \cdot I_{\text{maxКЗвнеш}}^* \quad (10.18)$$

Рассчитываем значение дифференциальной отсечки по (10.18):

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

Принимаем значение уставки защиты равным 2,3 А.

Определим действительное значение тока срабатывания дифференциальной отсечки по выражению (10.19):

$$I_{\text{диф}} = \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \cdot I_{\text{номВН}} \quad (10.19)$$

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

Рассчитываем действительное значение тока срабатывания дифференциальной отсечки по (10.19):

$$I_{\text{диф}} = 2,7 \cdot 179,2 = 483,8 \text{ А}$$

Определим коэффициент чувствительности защиты по выражению (10.20):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)}}{I_{\text{диф}}} \quad (10.20)$$

Рассчитываем коэффициент чувствительности защиты по (10.20):

$$K_{\text{ч}} = \frac{1480}{483,8} = 3,05 > 2$$

Определим ток срабатывания ДЗТ-2 по выражению (10.21):

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{ск}} \quad (10.21)$$

Рассчитаем ток срабатывания ДЗТ по (10.21):

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

Определим коэффициент торможения в процентах по выражению (10.22):

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}})}{K_{\text{сн.т}}} \quad (10.22)$$

Рассчитываем коэффициент торможения в процентах по (10.22):

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

Определим относительное значение дифференциального тока приведенное к номинальному току по выражению (10.23):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \quad (10.23)$$

Рассчитываем относительное значение дифференциального тока приведенное к номинальному току по (10.23):

$$\frac{483,8}{179,2} = 2,69 \text{ о.е.}$$

Определим относительное значение тормозного тока в реле по выражению (10.24):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \quad (10.24)$$

Рассчитываем относительное значение тормозного тока в реле по (10.24):

$$\frac{0,5 \cdot 483,8}{179,2} = 1,34 \text{ о.е.}$$

Теперь определяем коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 по выражению (10.25):

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}}}{\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}} \quad (10.25)$$

Рассчитываем коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 по (10.25):

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,34}{0,3} = 4,46 > 2.$$

## 11 Заземление подстанции

При расчетах нужно пользоваться методиками из [1] и [13].

Определим необходимое сопротивление заземлителя по выражению (11.1):

$$R_3 = \frac{250}{I^{(1,1)}} \quad (11.1)$$

Рассчитываем необходимое сопротивление заземлителя по (11.1):

$$R_3 = \frac{250}{130} = 1,92$$

Определим сопротивление грунта, на котором находится территория подстанции по выражению (11.2):

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k_c \quad (11.2)$$

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

$\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом/м;

$k_c$  – коэффициент спроса, принимается равным 1,1.

Рассчитываем сопротивление грунта на котором находится территория подстанции по (11.2):

$$\rho_{\text{расч}} = 55 \cdot 1,1 = 60,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Определим сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя по выражению (11.3):

$$R_B = 0,302 \cdot \rho_{\text{расч}} \cdot k_c \quad (11.3)$$

$R_B$  – сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя, Ом.

Определяем сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя по (11.3):

$$R_B = 0,302 \cdot 60,5 \cdot 1,1 = 20,1 \text{ Ом}$$

Определим число вертикальных заземлителей по выражению (11.4):

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R_3} \quad (11.4)$$

$n_B$  – число вертикальных заземлителей.

Определяем число вертикальных заземлителей по (11.4):

$$n_B = \frac{60,5}{0,7 \cdot 1,92} = 45,01$$

Принимаем число заземлителей равным 45.

Определим длину соединительной полосы заземления по выражению (11.5):

$$l_{II} = n_B \cdot a \quad (11.5)$$

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

$a$  – расстояние между вертикальными заземлителями, м.

Определяем длину соединительной полосы заземления по (11.5):

$$l_{II} = 45 \cdot 1 = 45 \text{ м}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтального заземлителя по выражению (11.6):

$$R_r = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l_r} \cdot \lg \frac{2l_r^2}{b \cdot t_0} \quad (11.6)$$

$l_r$  – длина горизонтального заземлителя, м;

$b$  – ширина полосы горизонтального заземлителя, м;

$t_0$  – глубина заложения горизонтального заземлителя, м.

Определяем сопротивление растеканию горизонтального заземлителя по (11.6):

$$R_r = \frac{0,366 \cdot 60,5}{45} \cdot \lg \frac{2 \cdot 1^2}{75 \cdot 10^{-3} \cdot 2} = 1,1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определим действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя на подстанции по выражению (11.7):

$$R_{\Gamma}' = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} \quad (11.7)$$

$R_{\Gamma}'$  – действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя на подстанции, Ом;

$\eta_{\Gamma}$  – коэффициент использования.

Определяем действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя на подстанции с учетом коэффициента использования по (11.7):

$$R_{\Gamma}' = \frac{1,1}{0,7} = 2,6 \text{ Ом}$$

Уточненное значение сопротивления растекания вертикального заземлителя на подстанции по выражению (11.8):

$$R_{\text{В}}' = \frac{R_{\Gamma}' \cdot R_3}{R_{\Gamma}' - R_3} \quad (11.8)$$

$R_{\text{В}}'$  – уточненное значение сопротивления растеканию вертикального заземлителя на подстанции, Ом.

Рассчитываем Уточненное значение сопротивления растекания вертикального заземлителя на подстанции по (11.8):

$$R_{\text{В}}' = \frac{2,6 \cdot 1,92}{2,6 - 1,92} = 3,1 \text{ Ом}$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей на подстанции по выражению (11.9):

$$n_{\text{В}}' = \frac{R_{\text{В}}}{\eta_{\text{В}} \cdot R_{\text{В}}'} \quad (11.9)$$

$n_{\text{В}}'$  – уточненное количество вертикальных заземлителей.

Рассчитываем уточненное количество вертикальных заземлителей на подстанции по (11.9):

$$n_{в} = \frac{20,1}{0,7 \cdot 3,1} = 40,4$$

Принимаем число заземлителей равным 40.

На стороне 35 кВ подстанции расчет заземления выполняется аналогично.



## 12 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 (12.1):

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (12.1)$$

$r_x$  – 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 (12.1):

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

Принимаем к установке 12 молниеотводов высотой 15 м каждый.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнен проект реконструкции электрической части понизительной ПС 35/10 кВ «№54 Аршаново». В начале проектирования построены графики расчетных нагрузок данной подстанции. Далее произведен выбор трансформаторов для подстанции на основе ТЭР. По результатам этого ТЭР к установке на подстанции принято два двухобмоточных трансформатора типа ТНГ-СЭЩ-2500/35 вместо трансформаторов типа ТМН-1600/35. Далее рассчитаны ТКЗ и выбрана принципиальная схема подстанции. Расчет ТКЗ велся в соответствии с руководящим указанием 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 вместо схемы 35-4Н как более надежная для применения на проходных подстанциях. 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. Выключателями были заменены устаревшие короткозамыкатели. Устаревшие разъединители типа РГ-35 были заменены разъединителями типа РГП-СЭЩ-35. Трансформаторы тока и напряжения типов ТОЛ-35 НОЛ-35 заменены современными трансформаторами с литой изоляцией типов ТОЛ-СЭЩ-35 и НОЛ-СЭЩ-35. Для ошиновки подстанции выбран сталеалюминевый провод марки АС-50. Определены сечения и количество отходящих линий от подстанции, их количество принято равным 6. 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. В результате

расчета молниезащиты выбраны стержневые молниеприемники в количестве равном 12 единиц высотой 15 метров каждый. На формате А1 выполнены план проектируемой подстанции, разрезы ПС, а так же принципиальная электрическая схема реконструируемой подстанции до реконструкции и после реконструкции, чертеж блока трансформаторов тока, чертеж разъединителя.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. М. : Норматика, 2017. - 704 с.
2. Степкина Ю.В., В.М. Салтыков Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 125 с.
3. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчёт токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2014. 56 с.
4. 8. Вахнина В. В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения. Тольятти: ТГУ, 2016. 76 с.
5. Киреева, Э.А., Цырук С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. 3-е изд. М.: Академия, 2013. 282 с.
6. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. 111 с.
7. Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. 3-е изд. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. 568 с.
8. Номенклатурный каталог // Официальный сайт ОАО Холдинговой компании "Электрозавод" URL: [http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog\\_2018.pdf](http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog_2018.pdf) (дата обращения: 03.04.2019).
9. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.
10. Каталог. Газонаполненное оборудование // Официальный сайт ЗАО "Завод электротехнического оборудования" URL: [http://zeto.ru/download/5566/ЗЕТО\\_Газонаполненное\\_оборудование\\_2016.pdf](http://zeto.ru/download/5566/ЗЕТО_Газонаполненное_оборудование_2016.pdf) (дата обращения: 05.05.2019).

11. Каталог "Электроаппараты" // Официальный сайт ОАО «Электрощит Самара» URL: <https://electroshield.ru/upload/iblock/b22/Katalog-Elektroapparaty.pdf> (дата обращения: 07.05.2019).

12. Каталог. Встроенные трансформаторы тока. // Официальный сайт ОАО Свердловский завод трансформаторов тока. URL: [http://www.czt.ru/userFiles/Catalog\\_2019/Каталог%20на%20ТВ-2019.pdf](http://www.czt.ru/userFiles/Catalog_2019/Каталог%20на%20ТВ-2019.pdf) (дата обращения: 03.04.2019).

13. Каталог "Трансформаторы измерительные тока и напряжения. Датчики тока" // Официальный сайт ОАО «Электрощит Самара» URL: <https://electroshield.ru/upload/iblock/a5a/Katalog-transformatory-izmeritelnye.pdf> (дата обращения: 07.05.2019).

14. Разъединители наружной установки серии РГ // Официальный сайт ЗАО "Завод электротехнического оборудования" URL: [http://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv](http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv) (дата обращения: 03.04.2019).

15. Ваттметры а вольтметры // Каталог производителя измерительного оборудования URL: <http://www.elpriz.ru/catalog/dwnfiles/pdf/e340.pdf> (дата обращения: 03.04.2019).

16. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые общие технические условия. М. : Издательство стандартов, 2014. 38 с.

17. Терминалы дифференциальной защиты RET // Официальный сайт группы компаний АББ URL: <http://www.elektroshchit.ru/abb-relejnjaja-zashhita-i-avtomatika/16-ret670-rele-rza-abb-zashhita-transformatorov-v-magistralnykh-setjakh.html> (Дата обращения 21.04.2019)

18. Расчет защиты марки SEPAM // Официальный сайт компании Schneider Electric/ URL <http://netkom.by/docs/N03-Metodika-rascheta-ustavok-zashchit-SEPAM.pdf> (Дата обращения 21.04.2019)

19. Трансформаторы ТЛС СЭЩ // Официальный сайт компании «Самарский Электрощит» URL

[https://electroshield.ru/upload/iblock/56f/ti\\_tls\\_electroshield.ru.pdf](https://electroshield.ru/upload/iblock/56f/ti_tls_electroshield.ru.pdf) (Дата обращения 21.04.2019)

20. СТО 56947007- 29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. М. : Издательство стандартов, 2015. 21 с.

21. Billings K., Morey T. Switchmode Power Supply Handbook/ Billings K., Morey T. McGraw-Hill book company 2015. 858 с.

22. Keith H. Billings. Switchmode Power Supply Handbook/ Keith H. Billings. 2-е изд, Holon McGraw-Hill book company 2014. 656 с.

23. Arie L. Shernkman. Transient analysis of electric power circuits handbook. 3-е изд. Hill book company 2015. 586 с.

24. Das J.C. Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition, and Mitigation. 2-е изд. New York: McGraw-Hill book company 2017. 736 с.

25. Marty Brown. Switchmode Power Supply Handbook New York: Graw-Hill book company, 2016. 278 с.