

А.В. Ефанов

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОДСТАНЦИЙ

Учебное пособие  
для выполнения курсового проекта  
по дисциплине «Электрические станции и подстанции»

Ставрополь  
«АГРУС»  
2015

УДК 621.316.717  
ББК 31.277.1я 723  
Е90

Рецензенты:

заведующий кафедрой «Применения электрической энергии в сельском хозяйстве» Ставропольского государственного аграрного университета

доктор технических наук, профессор

*Г.В. Никитенко*

профессор кафедры «Электроснабжения и эксплуатации электрооборудования» Ставропольского государственного аграрного университета

доктор технических наук, профессор

*В.Я. Хорольский*

Ефанов, А.В.

Е90 Проектирование электрической части подстанции: учебное пособие для выполнения карового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» / А.В. Ефанов. – Ставрополь: АГРУС, 2015.-70 с.

Даны исходные данные для курсового проектирования и пример расчета необходимые для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции». Каждый раздел учебного пособия имеет ссылки на соответствующую учебную литературу либо приложения, содержащие узкоспециализированный материал.

Учебное пособие рекомендовано студентам электроэнергетического факультета всех форм обучения, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника» профиль «Электроснабжение».

Печатается по решению ученого совета электроэнергетического факультета СтГАУ (протокол №10 от 24 сентября 2015 г.)

## **ВВЕДЕНИЕ**

Учебное пособие содержит основные рекомендации, необходимые для выполнения курсового проекта студентами 3-го курса электроэнергетического факультета и составлено на основании рабочей программы дисциплины «Электрические станции и подстанций» направления подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника профиль «Электроснабжение».

Каждый раздел учебного пособия имеет ссылки на соответствующую учебную литературу либо приложения, находящиеся в конце.

Курсовой проект оформляется в виде расчетно-пояснительной записки, написанной от руки, либо набранной на персональном компьютере в текстовом редакторе Word шрифтом TimesNewRoman, размер шрифта 14 кегль, одинарный межстрочный интервал.

Желательный объем пояснительной записки 35...40 страниц формата А4 (электронная версия: 25-30 страниц формата А4).

Пояснительная записка составляется последовательно в соответствии с содержанием проекта. Текст пояснительной записки следует делить на разделы, подразделы. Заголовок и текст каждого раздела нужно начинать с новой страницы, а подраздела продолжать на той же странице. Разделы и подразделы следует нумеровать арабскими цифрами и записывать с абзацного отступа с прописной буквы без точки в конце, выделяя жирным шрифтом.

Рисунки и таблицы должны иметь нумерацию соответствующего раздела, и пояснительные данные (например, Рисунок 1 – Блок-схема прибора). При переносе таблицы на другой лист над ней помещают слова «Продолжение таблицы» с указанием номера в левом верхнем углу.

Все расчеты должны иметь соответствующие пояснения и комментарии, а также ссылки на использованные источники, которые следует приводить в квадратных скобках.

Приложения оформляются как продолжение данного документа на последующих его листах. В тексте проекта должны быть ссылки на все приложения. Каждое приложение начинается с новой страницы с указанием наверху посередине страницы слова «Приложение», его обозначения и наименования отдельной строкой. Приложения обозначают буквами русского алфавита

начиная с А, за исключением: З,Й,О,Ч,Ь,Ы,Ъ.

При выполнении курсового проекта поля текста составляют: слева – 30 мм, сверху и снизу – 20мм, справа – 15 мм.

Нумерация страниц должна быть сквозной, первой страницей считается титульный лист, номер страницы на нем не ставится. Обозначение страниц начинается со второго листа.

Графическая часть проекта выполняется на двух листах формата А1. На первом листе изображается схема электрических соединений проектируемой подстанции с обозначением всех элементов данной схемы в соответствии с ГОСТ 2.722-68 и ГОСТ 2.723-69.

На втором листе приводятся план-разрез подстанции с нанесением всего электротехнического оборудования в соответствии с листом №1. Здесь же указываются все необходимые размеры (по горизонтали и вертикали), нумерация оборудования и его спецификация.

Оформление пояснительной записки и графического материала должно отвечать требованиям ЕСКД.

# 1 ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ ПРОЕКТА

Дисциплина - « Электрические станции и подстанции»

студент электроэнергетического факультета Фамилия Имя  
Отчество

3 курса I группы направления 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Подстанция \_\_\_\_\_ напряжением \_\_\_\_\_  
связана с энергосистемой \_\_\_\_\_ воздушной линией  
напряжением \_\_\_\_\_ кВ, длиной \_\_\_\_\_ км.  
Мощность короткого замыкания на шинах системы ( $S_{к.з}$ ) \_\_\_\_\_  
МВ·А.

Характеристики потребителей электрической энергии подстанции:

№ п\п	Наименование потребителя	Максимальная мощность, МВт	Расположение проводов, м	коэффициент мощности $\cos\varphi$	Кол-во линий, шт
1					
2					
3					
4					
5					

Задание выдал

\_\_\_\_\_  
подпись  
Ф.И.О.

\_\_\_\_\_  
ученое звание

## 2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К ПРОЕКТУ

Исходные данные для разработки проекта студентом выбираются по прилагаемым таблицам в соответствии с трехзначным цифровым кодом – формируемым, по трем последним цифрам зачетной книжки.

**Таблица 2.1 – Выбор типа и параметров подстанции**

Третий знак кода	Тип подстанции	Тип ВЛ высокого напряжения	Напряжение ВЛ ВН, кВ	Длина ВЛ ВН, км	Расположение проводов, м
0	Проходная 110/10	одноцепная	110	80	Горизонтальное, 3,5 м
1	Тупиковая 110/10	двухцепная	110	60	Треугольное, 3 м
2	Проходная 35/10	одноцепная	35	50	Горизонтальное 2 м
3	Тупиковая 35/10	двухцепная	35	40	Треугольное 2,5 м
4	Проходная 110/10	одноцепная	110	90	Горизонтальное, 4 м
5	Тупиковая 110/10	двухцепная	110	70	Треугольное 4,5 м
6	Проходная 35/10	одноцепная	35	30	Треугольное 3 м
7	Тупиковая 35/10	двухцепная	35	25	Горизонтальное, 3,5 м
8	Проходная 110/10	одноцепная	110	100	Горизонтальное 4 м
9	Тупиковая 110/10	одноцепная	110	60	Треугольное 3,5 м

**Таблица 2.2 – Тип и параметры потребителя**

№ п/п	Наименование потребителя	Максимальная мощность, МВт	Напряжение питающих линий, кВ	К-во питающих линий,	cosφ
1	Сельскохозяйственный район	2	10	2	0,85
2	Населенный пункт	3	10	3	0,87
3	Машиностроительный завод	4	10	4	0,83
4	Предприятие по добыче угля	7	10	4	0,78
5	Предприятие цветной металлургии	10	10	5	0,83
6	Предприятие черной металлургии	8	10	3	0,80
7	Предприятие текстильной промышленности	1	10	2	0,78
8	Предприятие химической промышленности	6	10	2	0,79
9	Предприятие бумажной промышленности	5	10	2	0,83
10	Обогатительная фабрика	9	10	3	0,85

**Таблица 2.3 – Выбор мощности короткого замыкания на шинах системы**

Первый Знак кода	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$S_{к.з.}$ , МВА	750	800	700	1000	900	1100	850	580	650	950

**Таблица 2.4 – Выбор типа и параметров потребителя**

Второй знак кода	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
№ потребителей	1,3,5,7,9	2,4,6,8,10	1,4,5,7,9	2,5,6,7,8	1,2,6,9,10	3,5,6,8,9	2,3,6,7,10	1,3,4,6,7	5,6,7,8,9	2,6,7,8,10

### 3 ПРИНЯТЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

В учебном пособии приняты следующие буквенные обозначения величин:

$P$	–	активная мощность
$Q$	–	реактивная мощность
$S$	–	полная мощность
$S_{\max}$	–	максимальная полная мощность
$S_{\text{с.н.}}$	–	полная мощность собственных нужд
$P_{\max}$	–	максимальная активная мощность
$P_{\text{расч.}}$	–	расчетная активная мощность
$P_{\text{ср.}}$	–	средняя активная мощность
$P_i$	–	мощность $i$ -ой ступени графика активной нагрузки
$\Delta P_{\text{пер.}}$	–	переменные потери активной мощности
$\Delta P_{\text{пост.}}$	–	постоянные потери активной мощности
$\Delta P_{\text{с.н.}}$	–	потери активной мощности на собственные нужды
$W_{\text{п}}$	–	активная энергия, отпущенная потребителям с шин подстанции
$k_{\text{зап.}}$	–	коэффициент заполнения графика нагрузки
$T_{\max}$	–	продолжительность использования максимальной нагрузки
$tg\varphi_{\text{с.в.}}$	–	средневзвешенный коэффициент мощности
$S_{\text{н.тр.}}$	–	номинальная мощность трансформатора
$S_{\text{экв.1}}$	–	эквивалентная нагрузка трансформатора за 10 часовой период предшествующий перегрузу
$S_{\text{экв.2}}$	–	эквивалентная нагрузка трансформатора за период перегрузки
$I_{\max}$	–	максимальный рабочий ток
$j_{\text{эк.}}$	–	экономическая плотность тока
$F_{\text{эк}}$	–	экономическое сечение проводника
$I_{\text{доп.}}$	–	длительно допустимый ток
$E_{\max}$	–	максимальная напряженность
$E_0$	–	критическая напряженность
$r_0, x_0$	–	удельные активное и индуктивное сопротивления
$R, X$	–	активное и индуктивное сопротивления
$X_c$	–	индуктивное сопротивление системы
$S_{\text{к.з.}}$	–	мощность короткого замыкания
$\Delta P_{\text{к.з.}}$	–	потери короткого замыкания трансформатора
$U_{\text{к}}^{\%}$	–	напряжение короткого замыкания трансформатора
$U_{\text{с.н.}}$	–	средне-номинальное напряжение

$U_{с.н.}^{нн}$	—	средне-номинальное напряжение ступени низшего напряжения
$U_{с.н.}^{вн}$	—	средне-номинальное напряжение ступени высшего напряжения
$Z_{\Sigma К}$	—	полное сопротивление то точки КЗ
$I_{п}$	—	начальное значение периодической составляющей тока КЗ
$i_y$	—	ударный ток КЗ
$k_y$	—	ударный коэффициент
$T_a$	—	постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ
$X_{рез.}$	—	результатирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ
$R_{рез.}$	—	результатирующее активное сопротивление до точки КЗ
$\omega$	—	угловая частота
$I_{доп.ном.}$	—	допустимый номинальный ток при +25 °С
$v_o$	—	действительная температура воздуха
$v_k$	—	расчетная температура проводника при КЗ
$v_{к.доп.}$	—	допустимая температура проводника при КЗ
$v_n$	—	температура проводника до КЗ
$v_{доп.}$	—	длительно допустимая температура проводника
$v_{o ном.}$	—	номинальная температура воздуха +25 °С
$f_k$	—	сложная функция температуры проводника при протекании тока КЗ
$f_n$	—	сложная функция температуры проводника до возникновения тока КЗ
$Q$	—	сечение проводника
$B_k$	—	импульс квадратичного тока (интеграл Джоуля) при КЗ
$f$	—	наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ
$M$	—	изгибающий момент
$W$	—	момент сопротивления проводника
$\sigma$	—	напряжение в материале проводника
$U_{сети ном.}$	—	номинальное напряжение сети в месте установки аппарата
$U_n$	—	номинальное напряжение аппарата
$I_{норм.расч.}$	—	расчетный ток нормального режима
$I_n$	—	номинальный ток аппарата
$i_{пр.скв.}$	—	предельно сквозной ток
$I_{тер.}$	—	ток термической стойкости аппарата
$t_{тер.}$	—	время протекания тока термической стойкости аппарата
$I_{откл.ном.}$	—	номинальный ток отключения выключателя

- $I_{1н}$  – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока
- $i_{дин.}$  – ток динамической стойкости трансформатора тока (ТТ)
- $Z_2$  – полное расчетное сопротивление вторичной цепи ТТ
- $Z_{2 ном.}$  – допустимое полное сопротивление вторичной цепи ТТ
- $S_2$  – расчетная полная мощность вторичной цепи трансформатора напряжения (ТН)
- $S_{2 ном.}$  – допустимая полная мощность вторичной цепи ТН

## 4 ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ

Электрическая нагрузка отдельных потребителей, а, следовательно, и суммарная их нагрузка, определяющая режим работы электростанций в энергосистеме, непрерывно меняется. Принято отражать этот факт графиком нагрузки, то есть диаграммой изменения мощности (тока) электроустановок во времени.

По виду фиксируемого параметра различают графики активной  $P$ , реактивной  $Q$ , полной (кажущейся)  $S$  мощностей и тока  $I$  электроустановки.

Как правило, графики отражают изменение нагрузки за определенный период времени. По этому признаку их подразделяют на суточные (24 ч.), сезонные, годовые и т.п.

По месту назначения или элементу энергосистемы, к которому они относятся, графики можно разделить на следующие группы:

- графики нагрузки потребителей, определяемые на шинах подстанции;
- сетевые графики нагрузки – на шинах районных и узловых подстанций;
- графики нагрузки энергосистемы, характеризующие результирующую нагрузку энергосистемы;
- графики нагрузки электростанций.

Графики нагрузки используют для анализа работы электроустановок, для проектирования системы электроснабжения, для составления прогнозов электропотребления, планирования ремонтов оборудования, а также в процессе эксплуатации для ведения нормального режима работы электроустановок.

### 4.1 Суточные графики нагрузок потребителей.

Фактический график нагрузки может быть получен с помощью регистрирующих приборов, которые фиксируют изменения соответствующего параметра во времени.

Перспективный график нагрузки потребителей определяется в процессе проектирования. Для его построения надо располагать, прежде всего, сведениями об установленной мощности электроприемников, под которой понимают их суммарную номинальную мощность.

В рассматриваемом варианте выполнения курсового проекта дана тупиковая подстанция напряжением 35/10кВ, связанная с энергосистемой одноцепной воздушной линией напряжением 35 кВ, длиной 25 км.

Мощность короткого замыкания на шинах системы  $S_{к.з} = 750 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , а также следующие наименования потребителей:

- предприятие цветной металлургии;
- предприятие черной металлургии;
- предприятие текстильной промышленности;
- предприятие химической промышленности;
- предприятие бумажной промышленности.

С максимальными мощностями соответственно 10, 15, 7, 6, 8 МВт. Напряжение этих пяти объектов составляет 10 кВ. Для каждого предприятия, по условию, дан коэффициент мощности  $\cos\varphi$ , равный:

- предприятие цветной металлургии  $\cos\varphi = 0,83$ ;
- предприятие черной металлургии  $\cos\varphi = 0,80$ ;
- предприятие текстильной промышленности  $\cos\varphi = 0,78$ ;
- предприятие химической промышленности  $\cos\varphi = 0,79$ ;
- предприятие бумажной промышленности  $\cos\varphi = 0,83$ ;

Количество линий, питающих данное предприятие, соответственно равны 5, 7, 4, 3, 4.

Кроме  $P_{\max}$ , для построения графика необходимо знать характер изменения нагрузки потребителя во времени, который можно определить из данных в курсовом проекте типовых графиков силового максимума в процентах в течение суток (зима, лето).

Для удобства расчетов график выполняется ступенчатым. Наибольшая возможная за сутки нагрузка принимается за 100%, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени суток.

При известном  $P_{\max}$  можно перевести типовой график в график нагрузки данного потребителя, то есть для выше указанных предприятий, используя соотношение для каждой ступени графика:

$$P_{ст} = n\% \cdot P_{\max} / 100,$$

где  $n\%$  – ордината соответствующей ступени типового графика, в %. В рассматриваемом варианте курсового проекта нам известны суточные типовые графики нагрузки предприятий (зима, лето), которые переводим в пять графиков нагрузки  $P(t)$  предприятий, используя выше указанную формулу, а вычисленные данные заносим в таблицы.

Для примера, вычислим значение ступени 0-1 часа для

предприятия цветной металлургии, максимальная потребляемая мощность составляет 10 МВт.

$$P_{0-1} = n\% P_{\max}/100 = 80\% \cdot 10 / 100 = 8 \text{ МВт.}$$

Аналогично, выполняем расчеты, для каждого отдельного часа и предприятия.

**Таблица 4.1 – Предприятие цветной металлургии**

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	t, час
80	80	80	80	80	80	100	100	100	100	100	100	%
8	8	8	8	8	8	10	10	10	10	10	10	Зима
65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	90	90	%
6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	9	9	9	9	9	Лето
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	t, час
100	100	100	100	100	100	80	80	80	80	80	80	%
10	10	10	10	10	10	8	8	8	8	8	8	Зима
90	90	90	90	90	75	75	75	65	65	65	65	%
9	9	9	9	9	7,5	7,5	7,5	6,5	6,5	6,5	6,5	Лето

**Таблица 4.2 – Предприятие черной металлургии**

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	Час
98	96	96	98	100	100	100	100	100	98	98	100	%
14,7	14,4	14,4	14,7	15	15	15	15	15	14,7	14,7	15	Зима
85	80	80	85	90	90	90	90	90	85	85	90	%
12,75	12	12	12,75	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	12,75	12,75	13,5	Лето
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Час
100	100	100	100	100	98	98	100	100	100	98	98	%
15	15	15	15	15	14,7	14,7	15	15	15	14,7	14,7	Зима
90	90	90	90	90	80	80	90	90	90	85	85	%
13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	12	12	13,5	13,5	13,5	12,75	12,75	Лето

**Таблица 4.3 – Предприятие текстильной промышленности**

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	Час
40	40	40	40	40	15	15	95	100	100	100	50	%
2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	1,05	1,05	6,65	7	7	7	3,5	Зима
25	25	30	30	10	10	10	10	90	90	30	30	%
1,75	1,75	2,1	2,1	0,7	0,7	0,7	0,7	6,3	6,3	2,1	2,1	Лето

12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Час
100	100	100	95	95	95	95	50	95	95	95	40	%
7	7	7	6,65	6,65	6,65	6,65	3,5	6,65	6,65	6,65	2,8	Зима
30	90	90	85	85	85	35	35	85	85	22	22	%
2,1	6,3	6,3	5,95	5,95	5,95	2,45	2,45	5,95	5,95	1,54	1,54	Лето

**Таблица 4.4 – Предприятие химической промышленности**

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	Час
80	80	80	80	80	80	100	100	100	100	100	100	%
4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	6	6	6	6	6	6	Зима
75	75	65	65	65	65	60	60	90	90	90	90	%
4,5	4,5	3,9	3,9	3,9	3,9	3,6	3,6	5,4	5,4	5,4	5,4	Лето
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Час
100	100	100	100	100	100	85	85	85	85	85	85	%
6	6	6	6	6	6	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	Зима
90	90	85	85	80	80	80	80	65	65	65	65	%
5,4	5,4	5,1	5,1	4,8	4,8	4,8	4,8	3,9	3,9	3,9	3,9	Лето

**Таблица 4.5 – Предприятие бумажной промышленности.**

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	Час
70	70	70	70	25	25	100	100	100	100	60	100	%
5,6	5,6	5,6	5,6	2	2	8	8	8	8	4,8	8	Зима
56	56	45	45	15	15	15	90	90	90	45	45	%
4,48	4,48	3,6	3,6	1,2	1,2	1,2	7,2	7,2	7,2	3,6	3,6	Лето
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Час
100	100	90	90	90	90	50	90	90	90	80	80	%
8	8	7,2	7,2	7,2	7,2	4	7,2	7,2	7,2	6,4	6,4	Зима
90	90	85	85	85	85	35	35	80	80	65	65	%
7,2	7,2	6,8	6,8	6,8	6,8	2,8	2,8	6,4	6,4	5,2	5,2	Лето

На основании данных таблиц строим графики суточной нагрузки для всех выше указанных предприятий, где ось абсцисс – время в часах, а ось ординат – мощность в МВт.

## 4.2 Суммарные графики нагрузок потребителей

Эти графики определяются с учетом потерь мощностей в линиях и трансформаторах при распределении электроэнергии.

Потери мощности от протекания тока в проводах линий и в

обмотках трансформаторов являются переменными величинами, зависящими от нагрузки. Постоянную часть потерь мощности в сети определяют в основном потери холостого хода трансформаторов, потери стали при намагничивании. Потери на собственные нужды зависят от параметров трансформатора.

Суммируя значения мощностей графиков нагрузки пяти потребителей и потери распределения в электрических цепях в целом по энергосистеме, получают результирующий график нагрузки электростанций энергосистемы (зима, лето).

Графики нагрузки генераторов энергосистемы получают из графиков мощности (зима, лето), отпускаемых с шин, учитывая дополнительно расход электроэнергии: постоянные потери, потери на собственные нужды и переменные потери.

Нагрузка между отдельными электростанциями распределяется таким образом, чтобы обеспечить максимальную экономичность работы в целом по энергосистеме. Исходя из этих соображений, диспетчерская служба энергосистемы задает электростанциям суточные графики нагрузки.

Суммарная мощность шин подстанции представляет собой сумму потребляемой мощности пяти предприятий каждой ступени, потери на собственные нужды, постоянные потери и переменные потери каждой ступени:

$$P_{\Sigma \text{нс}(t)}^{\Sigma} = P_{(t)} + \Delta P_{\text{пост.}} + \Delta P_{\text{пер.}} + \Delta P_{\text{с.н.}},$$

где  $P_{(t)}$  – сумма мощностей, потребляемая пятью предприятиями данных промышленности по определенному значению часа;  $\Delta P_{\text{пост.}}$  – постоянные потери, которые составляют 1% от  $P_{\text{max}}$ ;  $P_{\text{max}}$  – выбирается максимальное значение ступени  $P_{(t)}$ , то есть  $\Delta P_{\text{пост.}} = 0,01 \cdot P_{\text{max}}$ ;  $\Delta P_{\text{с.н.}}$  – потери на собственные нужды, составляют 0,5% от  $P_{\text{max}}$ , то есть  $\Delta P_{\text{с.н.}} = 0,005 P_{\text{max}}$ ;  $\Delta P_{\text{пер}}$  – переменные потери, зависящие от значения мощности каждой ступени и вычисляются по формуле:

$$\Delta P_{\text{пер}} = P_{(t)}^2 / 10 \cdot P_{\text{max}}.$$

Вычислим потери для суммарных графиков (зима, лето).

Находим максимальное значение ступени для графика суммарной нагрузки (зима)  $P_{\text{max}} = 46$  МВт, таблица 4.6.

$P_{(t)}$  для первой ступени 0-1 час по таблицам 4.1-4.5 вычисляется:

$$P_{(1)} = 8 + 14,7 + 2,8 + 4,8 + 5,6 = 35,9 \text{ МВт.}$$

Аналогично выполняются вычисления для всех остальных ступеней каждого определенного часа согласно времени года (зима, лето).

$$\Delta P_{\text{пост.}(зима)}=1\% P_{\text{max}}=0,01 P_{\text{max}}=0,46 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{\text{с.н.}(зима)}=0,5\% P_{\text{max}}=0,005 P_{\text{max}}=0,23 \text{ МВт}.$$

Вычислим значение переменных потерь для 1-й ступени 0-1 часа.

$$\Delta P_{\text{пер.}(зима)(1)}=35,9^2 / 10 \cdot 46 = 2,8 \text{ МВт}.$$

Для всех остальных ступеней каждого определенного часа и определенного сезона года (зима, лето) вычисления производятся аналогично.

Затем вычисляем суммарную мощность, например для 1-й ступени 0-1 часа:

$$P_{\text{пс}(1)(зима)}^{\Sigma}=P_{(1)} + \Delta P_{\text{пост.}} + \Delta P_{\text{пер.}} + \Delta P_{\text{с.н.}}=$$

$$= 35,9 + 0,46 + 0,23 + 2,8 = 39,39 \text{ МВт}.$$

Таким же образом вычисляются значения остальных ступеней (зима), все вычисленные результаты вносятся в таблицу 4.6.

По такой же аналогии вычисляются значения для ступеней графика суммарной нагрузки (лето) и результаты заносятся в таблицу 4.7.  $P_{\text{max}}$  для этого графика является равным 41,4 МВт.

$$\Delta P_{\text{пост.}(лето)}=1\% \cdot P_{\text{max}}=0,01 \cdot P_{\text{max}}=0,41 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{\text{с.н.}(лето)}=0,5\% P_{\text{max}}=0,005 \cdot P_{\text{max}}= 0,21 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{\text{пер.}(лето)(1)}=29,98^2 / 10 \cdot 41,4 = 2,17 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{пс}(1)(лето)}^{\Sigma}=P_{(1)} + \Delta P_{\text{пост.}} + \Delta P_{\text{пер.}} + \Delta P_{\text{с.н.}}=$$

$$= 29,98 + 0,41 + 0,21 + 2,17 = 32,77 \text{ МВт}.$$

**Таблица 4.6 - Суммарная нагрузка (зима)**

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	зима
35,9	35,6	35,6	35,9	32,6	30,8	40,0	45,6	46	45,7	42,5	42,5	$P_{(t)}$
0,46												$\Delta P_{\text{пост}}$
0,23												$\Delta P_{\text{с.н}}$
2,8	2,76	2,76	2,8	2,31	2,07	3,49	4,53	4,6	4,54	3,93	3,93	$\Delta P_{\text{пер}}$
39,39	39,0	39,0	39,3	35,6	33,6	44,2	50,8	51,	50,9	47,1	47,1	$P_{\text{пс}(t)}^{\Sigma}$
	5	5	9		1	3	7	29	3	2	2	
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Зима
46	46	45,2	44,8	44,8	44,5	38,4	38,8	41,	41,9	40,8	37	$P_{(t)}$
			5	5	5	5		95	5	5		
0,46												$\Delta P_{\text{пост}}$
0,23												$\Delta P_{\text{с.н}}$
4,6	4,6	4,44	4,37	4,37	4,31	3,2	3,27	3,83	3,83	3,63	2,98	$\Delta P_{\text{пер}}$

						1						
51,29	51,2	50,3	49,9	49,9	49,5	42,3	42,7	46,4	46,4	45,1	40,6	$P_{\Sigma_{пс(t)}}$

**Таблица 4.7 - Суммарная нагрузка (лето)**

0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	Зима
29,98	29,23	28,1	28,85	25,8	25,8	25,5	34	41,4	40,6	32,8	33,6	$P_{(t)}$
0,41												$\Delta P_{\text{пост}}$
0,21												$\Delta P_{\text{с.н}}$
2,17	2,06	1,91	2,01	1,61	1,61	1,57	2,79	4,14	3,99	2,61	2,73	$\Delta P_{\text{пер}}$
32,77	31,91	30,63	31,48	28,03	28,03	27,69	37,41	46,16	45,26	36,08	36,95	$P_{\Sigma_{пс(t)}}$
12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	Зима
37,2	41,4	40,7	40,3	40,0	37,0	29,5	31,0	36,2	36,25	29,8	29,8	$P_{(t)}$
0,41												$\Delta P_{\text{пост}}$
0,21												$\Delta P_{\text{с.н}}$
3,34	4,14	4	3,93	3,87	3,32	2,11	2,33	3,17	3,17	2,16	2,16	$\Delta P_{\text{пер}}$
41,1	46,1	45,3	44,9	44,5	40,9	32,2	34	40,0	40,04	32,6	32,6	$P_{\Sigma_{пс(t)}}$

По результатам конечной суммы  $P_{\Sigma_{пс(t)}}$  для сезонов года (зима, лето) строятся графики суммарной нагрузки подстанции с учетом всех выше перечисленных потерь.

### 4.3 Годовой график по продолжительности нагрузок

Этот график показывает длительность работы установки в течение года с различными нагрузками. По оси ординат откладывают нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс – часы года от 0 до 8760. нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от  $P_{\text{min}}$  до  $P_{\text{max}}$ .

Принято, что длительность сезонных времен года зима и лето составляют соответственно 200 и 165 дней.

Построение годового графика по продолжительности нагрузок производится на основании известных суточных графиков нагрузки

– зимнего (200 дней), и летнего (165 дней).

График по продолжительности нагрузок применяют в расчетах технико-экономических показателей установки, расчетах потерь электроэнергии, при оценке использования оборудования в течение года и т.п.

График годовой по продолжительности является проекцией суммарных графиков нагрузки (зима, лето).

#### 4.4 Техничко-экономические показатели установки

Площадь, ограниченная кривой графика по продолжительности нагрузок активной составляющей, численно равна энергии, произведенной или потребленной электроустановкой за рассматриваемый период (год).

$$W_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i$$

где  $P_i$  – мощность  $i$ - ступени графика,  $T_i$  – продолжительность ступени.

$$W_{\Pi(\text{зима})} = 1083,82 \cdot 200 = 216764 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$W_{\Pi(\text{лето})} = 887,17 \cdot 65 = 146383,05 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$W_{\Pi} = 363147,05 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Средняя нагрузка установки за рассматриваемый период (год) равна:

$$P_{\text{ср}} = W_{\Pi} / T,$$

где  $T$  – длительность рассматриваемого периода;  $W_{\Pi}$  – электроэнергия за рассматриваемый период (год).

$$P_{\text{ср}} = W_{\Pi} / T = 363147,05 / 8760 = 41,46 \text{ МВт}.$$

Степень неравномерности графика работы установки оценивают коэффициентом заполнения ( $k_{\text{зап}}$ ).

$$k_{\text{зап}} = W_{\Pi} / P_{\text{макс}} \cdot T.$$

$P_{\text{макс}}$  выбирается максимальное значение с учетом потерь.

$$k_{\text{зап(зима)}} = W_{\Pi} / P_{\text{макс}} \cdot 8760 = 363147,05 / 8760 \cdot 51,29 = 0,81;$$

$$k_{\text{зап(лето)}} = W_{\Pi} / P_{\text{макс}} \cdot 8760 = 363147,05 / 8760 \cdot 46,16 = 0,9.$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки показывает, во сколько раз выработанное (потребленное) количество электроэнергии за рассматриваемый период (сутки, год) меньше того количества энергии, которое было бы выработано (потреблено) за то же время, если бы нагрузка установки все время была бы максимальной. Очевидно, что чем равномернее график, тем ближе значение  $k_{\text{зап}}$  к единице.

$$T_{\text{макс}} = W_{\Pi} / P_{\text{макс}} = P_{\text{ср}} \cdot T / P_{\text{макс}} = k_{\text{зап}} \cdot T.$$

Эта величина показывает, сколько часов за рассматриваемый период  $T$  (обычно год) установка должна была бы работать с неизменной максимальной нагрузкой, чтобы выработать (потребить) действительное количество электроэнергии  $W_{\Pi}$  за этот период времени.

$$T_{\max(\text{зима})} = W_{\Pi} / P_{\max\text{пс}} = 363147,05 / 51,29 = 7080,27 \text{ ч,}$$

$$T_{\max(\text{лето})} = W_{\Pi} / P_{\max\text{пс}} = 363147,05 / 46,16 = 7867,14 \text{ ч.}$$

Переведем заданные коэффициенты мощности из косинусов в тангенсы, используя тригонометрические функции:

предприятие цветной металлургии  $\cos\varphi_1 = 0,83 \rightarrow \text{tg}\varphi_1 = 0,672$ ;

предприятие черной металлургии  $\cos\varphi_2 = 0,8 \rightarrow \text{tg}\varphi_2 = 0,75$ ;

предприятие текстильной пром-ти  $\cos\varphi_3 = 0,78 \rightarrow \text{tg}\varphi_3 = 0,802$ ;

предприятие химической пром-ти  $\cos\varphi_4 = 0,79 \rightarrow \text{tg}\varphi_4 = 0,776$ ;

предприятие бумажной пром-ти  $\cos\varphi_5 = 0,83 \rightarrow \text{tg}\varphi_5 = 0,672$ .

Определим реактивную мощность потребителей в часы максимальных нагрузок по известным активным мощностям потребителей:

$$\Sigma Q = P_{1(t)} \cdot \text{tg}\varphi_1 + P_{2(t)} \cdot \text{tg}\varphi_2 + \dots + P_{i(t)} \cdot \text{tg}\varphi_i$$

где  $P_{1(t)}$ ,  $P_{2(t)}$  – максимальное значение мощности, используемое в течение суток пяти предприятий,  $\text{tg}\varphi_1, \text{tg}\varphi_2$  найдены выше.

$\text{tg}\varphi_{\text{ср}}$  – средневзвешенный коэффициент мощности на шинах подстанции.

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \Sigma Q / \Sigma P_{\max\text{пс}}$$

$\Sigma P_{\max\text{пс}}$  – учитывается без потерь.

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср(зима)}} = \Sigma Q / \Sigma P_{\max\text{пс}} = 33,62 / 46 = 0,731;$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср(лето)}} = \Sigma Q / \Sigma P_{\max\text{пс}} = 30,25 / 41,4 = 0,731.$$

Полная мощность подстанции вычисляется по формуле:

$$S_{\max(\text{зима})} = P_{\max\text{пс}} \cdot \sqrt{1 + \text{tg}^2\varphi_{\text{ср}}};$$

$$S_{\max(\text{зима})} = 51,29 \cdot \sqrt{1 + 0,731^2} = 63,53 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{\max(\text{зима})} = 46,16 \cdot \sqrt{1 + 0,731^2} = 57,18 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

## 5 ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

Число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, согласно задания на разработку проекта и с учетом состава потребителей принимается равным двум.

Вычислим предварительную расчетную мощность трансформатора. Она вычисляется по формуле:

$$S_{н,расч} = S_{max} / k_{ав} = 63,53 / 1,4 = 45,38 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где  $k_{ав}$  – коэффициент аварийной перегрузки, принимаем равным 1,4.

Предварительно принимаем трансформатор мощностью 40 МВ·А

Вычислим средневзвешенные коэффициенты каждого определенного часа для вычисления полной мощности по формуле:

$$tg \varphi_{св(i)} = \frac{P_1 \cdot tg \varphi_1 + P_2 \cdot tg \varphi_2 + \dots + P_i \cdot tg \varphi_i}{\sum_{i=1}^n P_i}.$$

Например для 0-1 часа:

$$tg \varphi_{св(1)} = \frac{8 \cdot 0,672 + 14,7 \cdot 0,75 + 2,8 \cdot 0,802 + 4,8 \cdot 0,776 + 5,6 \cdot 0,672}{8 + 14,7 + 2,8 + 4,8 + 5,6} = \frac{26,135}{35,9} = 0,728$$

Остальные средневзвешенные коэффициенты для всех остальных часов (24 ч.) рассчитываются аналогично.

$$\begin{aligned} tg \varphi_{св(1)} &= 0,728; & tg \varphi_{св(13)} &= 0,731; \\ tg \varphi_{св(2)} &= 0,728; & tg \varphi_{св(14)} &= 0,731; \\ tg \varphi_{св(3)} &= 0,728; & tg \varphi_{св(15)} &= 0,732; \\ tg \varphi_{св(4)} &= 0,728; & tg \varphi_{св(16)} &= 0,731; \\ tg \varphi_{св(5)} &= 0,734; & tg \varphi_{св(17)} &= 0,731; \\ tg \varphi_{св(6)} &= 0,731; & tg \varphi_{св(18)} &= 0,731; \\ tg \varphi_{св(7)} &= 0,72; & tg \varphi_{св(19)} &= 0,738; \\ tg \varphi_{св(8)} &= 0,73; & tg \varphi_{св(20)} &= 0,728; \\ tg \varphi_{св(9)} &= 0,731; & tg \varphi_{св(21)} &= 0,733; \\ tg \varphi_{св(10)} &= 0,731; & tg \varphi_{св(22)} &= 0,733; \\ tg \varphi_{св(11)} &= 0,735; & tg \varphi_{св(23)} &= 0,734; \\ tg \varphi_{св(12)} &= 0,725; & tg \varphi_{св(24)} &= 0,727. \end{aligned}$$

Вычисляем полную мощность с учетом выше найденных средневзвешенных коэффициентов для каждого определенного часа, которая вычисляется по формуле:

$$S_{(t)} = P_{(t)} \cdot \sqrt{1 + tg^2 \varphi_{(t)св}}.$$

Для 0-1 часа она будет составлять:

$$S_{1(t)} = 39,39 \cdot \sqrt{1 + 0,728^2} = 48,72 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Остальные полные мощности для всех остальных часов (24 ч.) рассчитываются аналогично.

$$S_{1(t)} = 48,72 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{2(t)} = 48,3 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{3(t)} = 48,3 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{4(t)} = 48,72 \text{ В} \cdot \text{А};$$

$$S_{5(t)} = 44,16 \text{ В} \cdot \text{А};$$

$$S_{6(t)} = 41,63 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{7(t)} = 54,5 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{8(t)} = 62,98 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{9(t)} = 63,53 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{10(t)} = 63,09 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{11(t)} = 58,48 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{12(t)} = 58,2 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{13(t)} = 63,53 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{14(t)} = 63,53 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{15(t)} = 62,37 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{16(t)} = 61,82 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{17(t)} = 61,82 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{18(t)} = 61,38 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{19(t)} = 52,63 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{20(t)} = 52,89 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{21(t)} = 57,62 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{22(t)} = 57,62 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{23(t)} = 56,03 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{24(t)} = 50,28 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

## **6 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПЕРЕГРУЗОЧНУЮ СПОСОБНОСТЬ**

При выборе мощности трансформатора нельзя руководствоваться только их номинальной мощностью, так как в реальных условиях температура окружающей среды, условия установки трансформатора могут быть отличными от принятых. Нагрузка трансформатора меняется в течение суток, и если мощность выбрать по максимальной нагрузке, то в периоды спада ее трансформатор будет не загружен, т.е. недоиспользована его мощность. Опыт эксплуатации показывает, что трансформатор может работать часть суток с перегрузкой, если в другую часть суток его нагрузка меньше номинальной. Критерием различных режимов является износ изоляции трансформатора.

Нагрузочная способность трансформатора – это совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

Допустимая нагрузка – это длительная нагрузка, при которой расчетный износ изоляции обмоток от нагрева не превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Перегрузка трансформатора – режим, при котором расчетный износ изоляции обмоток превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы. Такой режим возникает, если нагрузка окажется больше номинальной мощности трансформатора или температура окружающей среды больше принятой расчетной.

На основании вычислений полных мощностей каждой ступени строится график, по которому можно провести анализ при выборе силового трансформатора.

При вычислении предварительной мощности трансформатора, учитывающий коэффициент аварийной перегрузки мы предварительно приняли силовой трансформатор мощностью 40 МВ·А. При данной мощности перегрузочная нагрузка длится 24 часа в сутки, при том перегрузочная нагрузка составляет 23,53 МВ·А. При таком режиме постоянной перегрузки трансформатор работать не сможет, поэтому применим трансформатор большей мощности – 63 МВ·А.

Допустимые систематические нагрузки трансформатора больше его номинальной мощности возможны за счет неравномерности нагрузки в течение суток. При недогрузке износ изоляции мал, а во время перегрузки значительно увеличивается.

## 6.1 Построение эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки подстанции

Для подсчета допустимой систематической нагрузки действительный график преобразуется в двухступенчатый. На графике, перегрузкой называется тепловой импульс.

При построении двухступенчатого графика нагрузки рассматриваются 3 случая:

1 тепловой импульс. В такой ситуации 10-ти часовой период определяется в сторону предшествующий началу перегрузок.

2 тепловых импульса, причем больший следует за меньшим. 10 ч. Откладывается в сторону меньшего  $\max$  (меньший  $\max$  учитывается).

3 тепловых импульса, причем меньший следует за большим. 10 ч. Откладывается в сторону меньшего  $\max$ .

Анализируя график нагрузки можно сделать выводы, что имеет место 2 случай.

Определим коэффициенты  $K_1$  и  $K_2$  по формуле:

$$K_1 = \frac{1}{S_n} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{10} S_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^{10} t_i}},$$

$$K_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{48,3^2 + 48,72^2 + 44,16^2 + 41,63^2 + 54,5^2 + 62,98^2 + 63,53^2 + 63,09^2 + 58,48^2 + 58,2^2}{10}} = 0,872,$$

$$K_2 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{63,53^2 + 63,53^2}{2}} = 1,008.$$

Из [9, таблица 1-22] по мощности трансформатора выбираем номер чертежа (согласно ГОСТ 14209-69) при эквивалентной температуре охлаждающей среды  $v_{\text{охл}}=20^{\circ}\text{C}$ , чертеж №20. Время перегрузочной нагрузки большего теплового импульса составляет 2 часа. На оси абсцисс отмечаем значение  $K_1=0,872$  проецируем на график линии 2 часа и получаем  $K_{2\text{доп}}=1,34$ . Из условия работы трансформатора в режиме перегрузки должно выполняться условие:  $K_2 \leq K_{2\text{доп}}$ . ( $1,008 \leq 1,34$ ). Это условие выполняется, следовательно, мы можем принять трансформатор данной мощности 63 МВ·А.

В результате получаем двухступенчатый график с переводом коэффициентов перегрузок в эквивалентные мощности  $S_{1\text{экв}}=54,909$  МВ·А, продолжительностью 10 часов,  $S_{2\text{экв}}=63,53$  МВ·А, продолжительностью 2 часа.

Коэффициенты нагрузки представлены в относительных единицах по отношению к  $S_{\text{ном}}=63$  МВ·А.

Таким образом, выбранный трансформатор проходит по условию перегрузочной способности.

## **7 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ**

### **Схема с одной системой сборных шин**

В данном курсовом проекте, по условию, подстанция связана с энергосистемой одноцепной воздушной линией напряжением 35 кВ. К тому же эта подстанция является тупиковой, с тремя вводными линиями (на стороне высшего напряжения).

Сторона низшего напряжения состоит из двух секций сборных шин, так как мы выбираем силовой трансформатор с расщепленной обмоткой. Для рационального использования данного трансформатора, мы нагрузку распределяем симметрично. К первой шине мы подключаем предприятия черной металлургии и предприятие бумажной промышленности, с максимальными мощностями 15 МВт и 8 МВт, что в сумме нам дает 23 МВт, а ко второй – предприятия цветной металлургии (10 МВт), предприятие текстильной промышленности (7 МВт), предприятие химической промышленности (6 МВт), что в сумме, тоже, нам дает 23 МВт.

На стороне низшего напряжения нужно установить ограничители перенапряжения (ОПН), которые также присоединяются к каждой секции сборных шин.

Трансформаторы собственных нужд (ТСН) устанавливаются на территории подстанции и подключаются в выводу низшего напряжения силового трансформатора.

Шины низшего напряжения подключают через блок ввода, имеющий разъединители и выключатель. Это дает возможность проводить необходимые ремонтные работы, включать и отключать питание, поступающее к шине. На каждую секцию шин устанавливаются по одной ячейки ввода.

Так как система сборных шин имеет две секции, поэтому необходимо между ними установить секционный выключатель и секционные разъединители.

К каждой секции шин подключаются трансформаторы напряжения.

В итоге получается 31 ячейка КРУ на стороне низшего напряжения проектируемой трансформаторной подстанции.

## 8 ВЫБОР МАРКИ И СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ЛИНИЙ ВН И НН (ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЯ ПО ДОПУСТИМОМУ ТОКУ НАГРУЗКИ)

Для выбора марки и сечения проводов линий ВН и НН нужно рассчитать нижеследующие параметры.

Максимальное значение силы тока вычисляется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{63,53 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1048 \text{ А}.$$

Максимальная мощность:

$$S_{\max} = 63,53 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Экономическое сечение проводника вычисляется по формуле:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\max}}{j_{\text{ЭК}}},$$

где  $j_{\text{ЭК}}$  - экономическая плотность тока, выбирается из условной продолжительности максимальной нагрузки (зима)  $T_{\max} = 7080,27$  ч.  
 $j_{\text{ЭК}} = 1,3$  А/мм<sup>2</sup> для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов [1].

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\max}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{1048}{1,3} = 806,154 \text{ мм}^2.$$

По конструктивным соображениям принимаем три линии с проводом сечением АС – 240:

Номинальное сечение, мм<sup>2</sup> (алюминий/ сталь) – 240/ 56 [9];

Диаметр провода  $d = 22,4$  мм = 2,24 см;

Радиус провода  $r = 1,12$  см;

Сопротивление постоянному току при 20°  $r_0 = 0,12$  Ом/км;

Индуктивное сопротивление  $x_0 = 0,394$  Ом/км [9]

Допустимая токовая нагрузка вне помещений  $I_{\text{доп}} = 610$  А

Среднее геометрическое расстояние между проводами  
 $D_{\text{ср}} = 5,0$  м = 500 см.

## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 9.1 Расчет сопротивления линии и трансформатора

Выбранный трансформатор:

ТРДНС 63000/35 [11].

Потери короткого замыкания  $P_{к.з.} = 250$  кВт;

Потери холостого хода  $P_{х.х.} = 50$  кВт;

Напряжение короткого замыкания  $U_{к.} = 11,5\%$ ;

Номинальная мощность  $S_{н} = 63$  МВ·А;

Напряжение обмотки ВН,  $U_{вн} = 35$  кВ;

Напряжение обмотки НН,  $U_{нн} = 10,5$  кВ.

Активное сопротивление трансформатора вычисляется по формуле:

$$R_{т} = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot U_{н}^2 \cdot 10^3}{S_{н}^2}$$

Сторона высокого напряжения:

$$R_{т1} = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot U_{н}^2 \cdot 10^3}{S_{н}^2} = \frac{250 \cdot (35)^2 \cdot 10^3}{(63000)^2} = 0,0770 \text{ Ом.}$$

Сторона низкого напряжения:

$$R_{т2} = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot U_{н}^2 \cdot 10^3}{S_{н}^2} = \frac{250 \cdot (10,5)^2 \cdot 10^3}{(63000)^2} = 0,0070 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора вычисляется по формуле:

$$X_{т} = \frac{U_{к.} \cdot U_{н}^2 \cdot 10}{S_{н}}$$

Сторона высокого напряжения:

$$X_{т1} = \frac{U_{к.} \cdot U_{н}^2 \cdot 10}{S_{н}} = \frac{11,5 \cdot (35)^2 \cdot 10}{63000} = 2,236 \text{ Ом.}$$

Сторона низкого напряжения:

$$X_{т2} = \frac{U_{к.} \cdot U_{н}^2 \cdot 10}{S_{н}} = \frac{11,5 \cdot (10,5)^2 \cdot 10}{63000} = 0,2 \text{ Ом.}$$

В случае применения на подстанции трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения корректировку его сопротивлений производить по методике, изложенной в [9] на странице 74.

## 9.2 Расчет параметров линии и токов короткого замыкания

Мощность короткого замыкания на шинах системы  $S_{к.з.} = 750 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ;

Напряжение ВН обмотки  $U_{вн} = 35 \text{ кВ}$ ;

Напряжение НН обмотки  $U_{нн} = 10,5 \text{ кВ}$ .

Схема замещения линии:

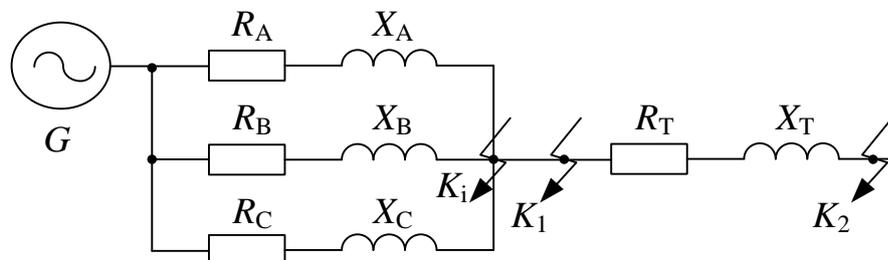


Рисунок 6.1 – Схема замещения линии

Индуктивное сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_6^2}{S_{к.з.}}$$

Сторона высокого напряжения:

$$X_{c1} = \frac{U_{61}^2}{S_{к.з.}} = \frac{35^2}{750} = 1,63 \text{ Ом.}$$

Сторона низкого напряжения:

$$X_{c2} = \frac{U_{62}^2}{S_{к.з.}} = \frac{10,5^2}{750} = 0,147 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление линии:

$$R_{л} = R_0 \cdot L = 0,12 \cdot 25 = 3 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление линии:

$$X_{л} = x_0 \cdot L = 0,401 \cdot 25 = 10,025 \text{ Ом,}$$

где  $L$  - длина линии равная 25 км.

Вычисляем общее сопротивление линии в точке  $K_1$ .

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 1} &= \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{R_{л}^2 + (X_{л} + X_{c1})^2} = \\ &= \sqrt{3^2 + (10,25 + 1,63)^2} = 12,035 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Трехфазный ток короткого замыкания на стороне высокого напряжения:

$$I_{к.з.1}^{(3)} = \frac{U_{61}}{\sqrt{3} Z_{\Sigma 1}} = \frac{35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 12,035} = 1680 \text{ А.}$$

Приводим активное и реактивное сопротивление к точке  $K_2$ .

$$R_{Л}^* = R_{Л} \left( \frac{U_{62}}{U_{ВН}} \right)^2 = 3 \left( \frac{10,5}{35} \right)^2 = 0,27 \text{ Ом.}$$

$$X_{Л}^* = X_{Л} \left( \frac{U_{62}}{U_{ВН}} \right)^2 = 10,025 \left( \frac{10,5}{35} \right)^2 = 0,902 \text{ Ом.}$$

Вычисляем общее сопротивление линии в точке  $K_2$ .

Активное и реактивное сопротивление линии делим на три, так как в рассматриваемом проекте три вводных линии:

$$R_{л} = (R_0 \cdot L) / 3 = 3 / 3 = 1 \text{ Ом,}$$

$$X_{л} = (x_0 \cdot L) / 3 = 10,025 / 3 = 3,3146 \text{ Ом,}$$

где  $L$  - длина линии равная 25 км.

Вычисляем общее сопротивление линии в точке  $K_1$ :

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 2} &= \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{R_{Л}^2 + (X_{Л} + X_{C2})^2} = \\ &= \sqrt{1^2 + (3,314 + 1,63)^2} = 5,045 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Трехфазный ток короткого замыкания:

$$I_{К.3.2}^{(3)} = \frac{U_{62}}{\sqrt{3} Z_{\Sigma 2}} = \frac{35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5,045} = 4005 \text{ А.}$$

Определим постоянную времени затухания апериодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания  $T_a$ :

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}},$$

где  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314 \text{ с}^{-1}$  – угловая частота питающей сети.

Сторона высокого напряжения:

$$R_{\Sigma 1} = R_{л} = 3 \text{ Ом,}$$

$$X_{\Sigma 1} = X_{л} + X_{c1} = 10,025 + 1,63 = 11,655 \text{ Ом,}$$

$$T_a = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \cdot R_{\Sigma 1}} = \frac{11,655}{314 \cdot 3} = 0,0124 \text{ с.}$$

Сторона низкого напряжения:

$$R_{\Sigma 2} = R_{л}^* + R_{T2} = 0,27 + 0,007 = 0,277 \text{ Ом,}$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{л}^* + X_{c2} + X_{T2} = 0,902 + 0,147 + 0,2 = 1,25 \text{ Ом,}$$

$$T_a = \frac{X_{\Sigma 2}}{\omega \cdot R_{\Sigma 2}} = \frac{1,25}{314 \cdot 0,277} = 0,0144 \text{ с.}$$

Найдем ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания по формуле:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a}.$$

Для стороны высокого напряжения:

$$K_{y1} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01/0,0124} = 1,446.$$

Для стороны низкого напряжения:

$$K_{y2} = 1 + e^{-0.01/T_{a2}} = 1 + e^{-0.01/0.0144} = 1,499.$$

Ударный ток вычисляется по формуле, учитывающей ударный коэффициент:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{к.з.}^{(3)} \cdot K_y.$$

Для стороны высокого напряжения:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot I_{к.з.1}^{(3)} \cdot K_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1680 \cdot 1,446 = 3434 \text{ А.}$$

Для стороны низкого напряжения:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot I_{к.з.2}^{(3)} \cdot K_{y1} = \sqrt{2} \cdot 4005 \cdot 1,499 = 8470 \text{ А.}$$

## 10 ВЫБОР, ПРОВЕРКА ОШИНОВКИ И АППАРАТУРЫ ПОДСТАНЦИИ

Выбор необходимого оборудования производится на основании принятой схемы электрических соединений.

Перед тем, как мы выберем электрооборудование на стороны высокого и низкого напряжения, необходимо рассчитать рабочие токи, на основании которых будет выбираться аппаратура подстанции. Рабочие токи вычисляются по формуле:

$$I_{max} = I_p = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Для стороны высокого напряжения:

$$I_{max 1} = I_{p1} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{63,53 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1048 \text{ А.}$$

Для стороны низкого напряжения:

$$I'_{max 2} = I'_{p2} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{63,53 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3668 \text{ А.}$$

Рабочий ток на стороне низкого напряжения составляет 3,7 кА. Выбор разъединителей, выключателей на рабочий ток такого значения представляется невозможным, так как не существует подобного оборудования. Для уменьшения рабочего тока на стороне низкого напряжения необходимо заменить принятый силовой трансформатор на трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Следовательно, рабочий ток для стороны низкого напряжения вычисляется по формуле:

$$I_{max 2} = I_{p2} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{63,53 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1834 \text{ А.}$$

### 10.1 Выбор разъединителей и выключателей

Основные параметры, на которые будем опираться при выборе разъединителей и выключателей, являются:

$U_n$  – номинальное напряжение;

$I_p$  – номинальный (рабочий) ток;

$i_y$  – ударный (предельный сквозной) ток;

$B_k$  – термическая стойкость.

$I_{н.откл}$  – номинальный ток отключения, вычисляется только для выключателей.

## Выбор разъединителей

Для стороны высокого напряжения:

Разъединитель в точке  $K_1$  (смотрите схему замещения рис. 6.1).

Рассмотрим одну из трех линий ввода, где:

Рабочий ток будет равен:

Тип: РНДЗ-1-35/630,  $t_T = 4$  с. [9]

$$B_K = (I_{к.з.}^{(3)})^2 \cdot t_T,$$

где  $I_{к.з.}^{(3)}$  – трехфазный ток короткого замыкания,  $t_T$  – время прохождения наибольшего тока термической стойкости.

Для каталожных данных

$$B_K = (I_{Т.С.})^2 \cdot t_T,$$

где  $I_{Т.С.}$  – ток термической стойкости.

$$B_K = (I_{к.з.}^{(3)})^2 \cdot t_T = 1,68^2 \cdot 4 = 11,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_K = (I_{Т.С.})^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 4 = 1,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Таблица 7.1

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	35	35
$I_p$ , А	350	630
$i_y$ , кА	3,434	64
$B_K$ , кА <sup>2</sup> ·с	11,3	1600

Для стороны высокого напряжения:

Разъединитель в точке  $K_1$  (смотрите схему замещения рис. 6.1).

$$I_p = 1048 \text{ А.}$$

Тип: РНДЗ-1-35/2000,  $t_T = 4$  с. [9]

$$B_K = (I_{к.з.}^{(3)})^2 \cdot t_T = 4,005^2 \cdot 4 = 64,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_K = (I_{Т.С.})^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Таблица 7.2

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	35	35
$I_p$ , А	1048	2000
$i_y$ , кА	8,19	84
$B_K$ , кА <sup>2</sup> ·с	64,16	3970

Для остальных разъединителей и выключателей значение термической стойкости вычисляется аналогично.

Для стороны низкого напряжения.

Разъединитель в точке  $K_1$  (смотрите схему замещения рис. 6.1)

Тип: РВРЗ-1-III-10/2000,  $t_T = 4$  с. [9]

Данный тип разъединителя предназначен для установки в секционной ячейке и ячейке ввода.

Таблица 7.3

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{н}, \text{кВ}$	10	10
$I_p, \text{А}$	1834,007	2000
$i_y, \text{кА}$	10,04	85
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	89,718	3969

Для выбора разъединителей на сторону низкого напряжения, питающие потребители, необходимо вычислить рабочие токи по формуле, учитывающей максимальную мощность предприятий, напряжение линии низкого напряжения, количество линий потребителей:

$$I = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot n},$$

где  $S_{max}$  – максимальная мощность, потребляемая предприятиями, МВт;  $U_2$  – напряжение стороны низкого напряжения, кВ;  $n$  – количество линий, питающих каждое предприятие.

$$I_1 = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot n} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 5} = 0,1155 \text{ кА},$$

$$I_2 = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot n} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 7} = 0,124 \text{ кА},$$

$$I_3 = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot n} = \frac{7}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 4} = 0,101 \text{ кА},$$

$$I_4 = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot n} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 3} = 0,1155 \text{ кА},$$

$$I_5 = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot n} = \frac{8}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 4} = 0,1155 \text{ кА},$$

где  $I_1, I_2, I_3, I_4, I_5$  – сила тока в одной линии каждого потребителя, соответственно для предприятия цветной металлургии, предприятия черной металлургии, предприятия текстильной промышленности, предприятия химической промышленности, предприятия бумажной промышленности.

Предприятие цветной металлургии.

Тип: РВЗ-10/400I, тип привода: ПР-11,  $t_T = 4$  с. [9]

Таблица 7.4

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	10	10
$I_p$ , А	115,5	400
$i_y$ , кА	10,04	50
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	89,718	1024

Предприятие черной металлургии.

Тип: РВЗ-10/400I, тип привода: ПР-11,  $t_T = 4$  с. [9]

Таблица 7.5

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	10	10
$I_p$ , А	124	400
$i_y$ , кА	10,04	50
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	89,718	1024

Предприятие текстильной промышленности.

Тип: РВЗ-10/400I, тип привода: ПР-11,  $t_T = 4$  с. [9]

Таблица 7.6

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	10	10
$I_p$ , А	101	400
$i_y$ , кА	10,04	50
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	89,718	1024

Предприятие химической промышленности.

Тип: РВЗ-10/400I, тип привода: ПР-11,  $t_T = 4$  с. [9]

Таблица 7.7

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	10	10
$I_p$ , А	115,5	400
$i_y$ , кА	10,04	50
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	89,718	1024

Предприятие бумажной промышленности.

Тип: РВЗ-10/400I, тип привода: ПР-11,  $t_T = 4$  с. [9]

Таблица 7.8

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	10	10
$I_p$ , А	115,5	400
$i_y$ , кА	10,04	50
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	89,718	1024

Так как рабочие токи для всех линий потребителей составляют небольшой интервал 101 – 124 А, то для всех предприятий можно

принять разъединитель одного типа РВЗ-10/400I. [9]

**Выбор выключателей.**

Для стороны высокого напряжения.

Тип:ВВС (сухие)-35,  $t_T = 3$  с.

Таблица 7.9

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	35	35
$I_p$ , А	1048	1250
$i_y$ , кА	8,19	63
$B_K$ , кА <sup>2</sup> ·с	4,812	1875
$I_{H.OTKL}$ , кА	1,68	25

Для стороны низкого напряжения. Тип:ВВЭ-10Б-31,5,  $t_T = 3$  с.

Данный тип выключателя предназначен для установки в секционной ячейке и ячейке ввода.

Таблица 7.10

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	10	10
$I_p$ , А	1834,007	3150
$i_y$ , кА	10,04	80
$B_K$ , кА <sup>2</sup> ·с	67,3	2976,75
$I_{H.OTKL}$ , кА	4,736	31,5

Предприятие цветной металлургии.

Тип:ВВЭ-10-20,  $t_T = 3$  с.

Таблица 7.11

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	10	10
$I_p$ , А	115,5	630
$i_y$ , кА	10,04	51
$B_K$ , кА <sup>2</sup> ·с	67,3	1200
$I_{H.OTKL}$ , кА	4,736	20

Предприятие черной металлургии.

Тип:ВВЭ-10-20,  $t_T = 3$  с.

Таблица 7.12

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	10	10
$I_p$ , А	124	630
$i_y$ , кА	10,04	51
$B_K$ , кА <sup>2</sup> ·с	67,3	1200
$I_{H.OTKL}$ , кА	4,736	20

Предприятие текстильной промышленности.

Тип: ВВЭ-10-20,  $t_T = 3$  с.

Таблица 7.13

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	10	10
$I_p$ , А	101	630
$i_y$ , кА	10,04	51
$B_k$ , кА <sup>2</sup> ·с	67,3	1200
$I_{H.OTKL}$ , кА	4,736	20

Предприятие химической промышленности.

Тип: ВВЭ-10-20,  $t_T = 3$  с.

Таблица 7.14

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	10	10
$I_p$ , А	115,5	630
$i_y$ , кА	10,04	51
$B_k$ , кА <sup>2</sup> ·с	67,3	1200
$I_{H.OTKL}$ , кА	4,736	20

Предприятие бумажной промышленности.

Тип: ВВЭ-10-20,  $t_T = 3$  с.

Таблица 7.15

	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H$ , кВ	10	10
$I_p$ , А	115,5	630
$i_y$ , кА	10,04	51
$B_k$ , кА <sup>2</sup> ·с	67,3	1200
$I_{H.OTKL}$ , кА	4,736	20

Так как рабочие токи для всех линий потребителей составляют небольшой интервал 101 – 124 А, то для всех предприятий можно принять выключатель одного типа ВВЭ-10-20.

## 10.2 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбор ограничителей перенапряжения определяется по сфере использования ОПН.

Для стороны высокого напряжения.

ОПН-У/TEL предназначен для защиты от грозовых и

коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей напряжением от 27 до 220 кВ. Способ установки «фаза-земля» (минус 60...+40<sup>0</sup>С). В данном случае нам необходим ОПН-У/TEL класса напряжения 35кВ.

Для стороны низкого напряжения.

ОПН-РС/TEL предназначен для защиты воздушных электрических сетей 6-10 кВ от грозových перенапряжений. Способ установки «фаза-земля». Используется во всех точках сети, где ранее предусматривалось применение вентильных разрядников типа РВО.

### 10.3 Выбор ошиновки

#### Выбор ошиновки на сторону высокого напряжения

Ошиновка стороны высокого напряжения выполняется гибкой. Она проверяется по условию коронирования и термической стойкости.

#### Проверка проводника на термическую стойкость

Критерием термической стойкости проводника является допустимая температура его нагрева токами короткого замыкания. Поэтому проводник или аппарат следует считать термически стойким, если его температура в процессе КЗ не превышает допустимых величин.

В [2, таблица 3.12] приведены значения допустимых температур нагрева проводников разных типов. Они определены из соображений сохранения механической прочности металла для голых проводников  $v_{к.доп} = 200^0\text{С}$  для алюминиевой части сталеалюминиевых проводов.

Определение  $v_n$  проводят с использованием выражения:

$$v_n = v_o + (v_{доп} - v_{о.ном}) \left( \frac{I_{max}}{I_{доп}} \right)^2,$$

где  $v_o$  – температура окружающей среды;  $v_{доп}$  – длительно допустимая температура проводника;  $v_{о,ном}$  – номинальная температура окружающей среды (согласно ПУЭ  $v_{о,ном} = 25^0\text{С}$  для воздуха);  $I_{max}$  – максимальный ток нагрузки;  $I_{доп}$  – длительно допустимый ток проводника.

$$v_n = 30 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{350}{610} \right)^2 = 44,8 \text{ } ^\circ\text{С}.$$

Величину  $f_n$ , характеризующую тепловое состояние проводника к моменту начала короткого замыкания, можно

определить по кривой [2рис.3.45] по известной температуре проводника в режиме работы  $v_n$ .

$$f_n = 48^{\circ}\text{C}$$

$$f_k = f_n + \frac{k \cdot B_k}{q^2}.$$

Это уравнение является исходным для определения температуры проводника  $v_k$  к концу короткого замыкания  $k = 1,054 \text{ мм}^4 \cdot \text{C} / (\text{A} \cdot \text{с}) \cdot 10^{-2}$  коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника [4, табл. 3.13].;  $B_k$  – тепловой импульс тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепла, выделенного током короткого замыкания в проводнике, вычисляется по формуле:

$$B_k = (I_{к.з.}^{(3)})^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 4,0055^2 \cdot (3 + 0.0124) = 48,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Если к  $f_n$  прибавить величину  $k \cdot B_k / q^2$ , определяемую по известным значениям токов короткого замыкания, коэффициента  $k$  и сечения  $q$  исследуемого проводника, то получим значение  $f_k$ .

$$f_k = f_n + \frac{k \cdot B_k}{q^2} = 40 + \frac{1,054 \cdot 48,32 \cdot 10^5}{240^2} = 136,42^{\circ}\text{C}.$$

По кривой [4] используя  $f_k$ , определяем конечное значение температуры проводника в режиме КЗ  $v_k$ . Если  $v_k \leq v_{к.доп}$ , то проводник термически стоек.

$$v_k = 136,42^{\circ}\text{C} \leq v_{к.доп} = 200^{\circ}\text{C}$$

Провод АС-240/56 по условию термической стойкости проходит.

### **Ошиновка на сторону низкого напряжения**

Ошиновка стороны низкого напряжения выполняется жесткой. Она проверяется по условию термической и динамической стойкости.

Проверка проводника на термическую стойкость.

Рабочий ток, который течет на стороне низкого напряжения, определяется

$$I_{max 2} = I_{p2} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot 2} = \frac{63,53 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1834 \text{ А}.$$

Экономическая плотность тока осталась прежней

$$J_{эк} = 1,3 \text{ А/мм}^2$$

Экономическое сечение проводника вычисляется

$$F_{эк} = \frac{I_{max}}{j_{эк}} = \frac{1834}{1,3} = 1411 \text{ мм}^2.$$

Предварительно выбираем алюминиевые окрашенные шины

прямоугольного сечения по допустимому току [9], где выполняется условие

$$I_{\max 2} = 1834 \text{ A} \leq I_{\text{к.доп}} = 1900 \text{ A}.$$

Сечение выбранной шины имеет размеры  $120 \times 8$  и составляет сечение  $960 \text{ мм}^2$ . Проверим шину на термическую стойкость. Расчеты на термическую стойкость ошиновки стороны низкого напряжения производятся по тем же формулам, что и ошиновка стороны высокого напряжения.

Определение  $v_{\text{н}}$  проводят с использованием выражения:

$$\begin{aligned} v_{\text{н}} &= v_0 + (v_{\text{ном}} - v_{0.\text{ном}}) \cdot \left( \frac{I_{\max 2}}{I_{\text{доп}2}} \right)^2 = \\ &= 30 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{1834}{1900} \right)^2 = 71,9 \text{ }^\circ\text{C}. \\ f_{\text{н}} &= 63,333 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

$$B_{\text{к}} = (I_{\text{к.з.2}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{отк}2} + T_{a2}) = 4,763^2 \cdot (3 + 0,0144) = 67,612 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$f_{\text{к}} = f_{\text{н}} + \frac{k \cdot B_{\text{к}}}{q^2} = 63,33 + \frac{1,054 \cdot 67,612 \cdot 10^5}{960^2} = 71 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$v_{\text{к}} = 75 \text{ }^\circ\text{C} \leq v_{\text{к.доп}} = 200 \text{ }^\circ\text{C}$$

Алюминиевые однополосные окрашенные шины прямоугольного сечения  $960 \text{ мм}^2$  проходят по условию термической стойкости.

### Расчет однополосных шин на динамическую стойкость

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется [2]:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a},$$

где  $a$  – расстояние между фазами равное  $26 \text{ см}$ ;  $i_y^{(3)}$  – ударный ток трехфазного короткого замыкания.

Наибольшие динамические усилия возникают при трехфазном токе КЗ, поэтому в расчетах учитывается ударный ток трехфазного КЗ.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(10040,036)^2}{0,26} = 67,152 \text{ Н/м}.$$

Равномерно распределенная сила  $f^{(3)}$  создает изгибающий момент, Н/м (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах),

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10} = \frac{67,152 \cdot 0,7^2}{10} = 3,3 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

где  $l$  - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа,

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10 \cdot W}$$

где  $W$  - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия,  $\text{см}^3$ , определяется по формуле

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{120 \cdot 8^2}{6} = 1280 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10 \cdot W} = \frac{3,3}{1280} = 0,026 \text{ МПа}.$$

Шины динамически прочны, если

$$\sigma_{\text{расч}} = 0,0026 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

Шинная конструкция данного сечения проходит по условию динамической стойкости.

## 10.4 Выбор трансформаторов тока

Приборы, подключаемые к трансформатору тока. [4]

Таблица 7.4.1

Прибор	тип	Нагрузка фазы, В·А	
		А	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	0,5
Варметр	Д-335	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	И-680	2,5	2,5
Счетчик индуктивной энергии	И-673	2,5	2,5
Итого		6,5	6,5

Трансформатор тока на сторону высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираем по условию вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока,  $Z_{2\text{ном}}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в

выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}$$

### ТТ на стороне высокого напряжения

ТФЗМ 35-У1,  $S_{2\text{ном}}=30 \text{ В}\cdot\text{А}$ ,  $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$ . [4]

Таблица 7.4.2

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}}=35\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}}=1048\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{y}}= 3,4\text{кА}$	$i_{\text{y}} = 106 \text{ кА}$
$B_{\text{к}}= 8,4672 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$B_{\text{к}}= 5043\text{кА}^2\cdot\text{с}$

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{25} = 0,26 \text{ Ом},$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;  $I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух – трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}$$

Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ом}}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}$$

Допустимое сечение провода.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{0,84} = 2,53 \text{ мм}^2,$$

$l_{\text{расч}} = l = 75 \text{ м}$ , расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, в данном случае – включение в полную звезду. Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной в цепи РУ 35кВ – 75 м;  $\rho$  – удельное

сопротивление материала провода. Провода с медными жилами применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ( $\rho = 0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ).

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или полиэтиленовой изоляцией в свинцовой, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Отсюда выполняем обратную операцию и находим сопротивление провода

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом}.$$

Расчетная вторичная нагрузка:

$$r_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,53 + 0,26 + 0,1 = 0,89 \text{ Ом}.$$

Условие по вторичной нагрузке выполняется

$$Z_2 = 0,89 \leq Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом/}$$

Принимаем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Расчеты выбора трансформатора тока на сторону низкого напряжения выполняем аналогично.

### ТТ на стороне низкого напряжения

Данный расчет производится для выбранного трансформатора тока, предназначенного для вводной ячейки КРУ.

Приборы, подключаемые к трансформатору тока.

Таблица 7.4.3

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А	
		А	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	0,5
Варметр	Д-335	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	И-680	2,5	2,5
Счетчик индуктивной энергии	И-673	2,5	2,5
Итого		6,5	6,5

ТЛШ 10-У3,  $S_{2\text{ном}} 20 \text{ В}\cdot\text{А}$ ,  $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$ .

Таблица 7.4.4

Расчетные данные	Каталожные данные
------------------	-------------------

$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1834,007 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 10040,036 \text{ кА}$	$i_y = 81 \text{ кА}$
$B_k = 67,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности

$$r_{2ном} = Z_{2ном} = \frac{S_{2ом}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом,}$$

$r_k = 0,1 \text{ Ом}$ , так как количество принятых приборов – 5.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений линии 10 кВ к потребителям – 6 м.

$$l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,392 \text{ м,}$$

расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, в данном случае – включение в неполную звезду.

Допустимое сечение провода.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10,39}{0,44} = 0,67 \text{ мм}^2,$$

Принимаем контрольный кабель сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Отсюда выполняем обратную операцию и находим сопротивление провода:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 10,39}{4} = 0,073 \text{ Ом.}$$

Расчетная вторичная нагрузка:

$$r_2 = r_{пр} + r_{приб} + r_k = 0,0735 + 0,26 + 0,1 = 0,4335 \text{ Ом.}$$

Условие по вторичной нагрузке выполняется

$$Z_2 = 0,4335 \leq Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Данный расчет предназначен для выбора трансформатора тока в ячейку потребителя. Так как токи, текущие в линиях потребителей, расходятся в небольшом интервале 101...124 А, то данный тип трансформатора тока предназначен для всех пяти предприятий и расчет произведен только для предприятия цветной металлургии.

Приборы, подключаемые к трансформатору тока.

Таблица 7.4.5

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А	
		А	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	И-680	2,5	2,5
Итого		3	3

Предприятие цветной металлургии.

ТЛМ 10-У3,  $S_{2ном} 10 \text{ В} \cdot \text{А}$ ,  $t_T = 3 \text{ с}$ .

Таблица 7.4.6

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 115,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$i_y = 10040,036 \text{ кА}$	$i_y = 35,2 \text{ кА}$
$B_k = 67,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 306,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности

$$r_{2ном} = Z_{2ном} = \frac{S_{2ом}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом,}$$

$r_k = 0,05 \text{ Ом}$ , так как количество принятых приборов – 2.

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{\text{пр}} = Z_{2ном} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,4 - 0,12 - 0,05 = 0,23 \text{ Ом}$$

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений линии 10 кВ к потребителям – 6 м.

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,392 \text{ м,}$$

расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, в данном случае – включение в неполную звезду.

Допустимое сечение провода.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 10,39}{0,23} = 1,28 \text{ мм}^2,$$

По условию прочности сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$  для алюминиевых жил. Поэтому принимаем контрольный кабель сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Отсюда выполняем обратную операцию и находим сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 10,39}{4} = 0,073 \text{ Ом.}$$

Расчетная вторичная нагрузка:

$$r_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,0735 + 0,12 + 0,05 = 0,2435 \text{ Ом.}$$

Условие по вторичной нагрузке выполняется

$$Z_2 = 0,2435 \leq Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Принимаем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

## 10.5 Выбор трансформаторов напряжения

В данном случае выбираем трансформаторы напряжения по условию вторичной нагрузки [11].

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}},$$

где  $S_{2\Sigma}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;  $S_{2\text{ном}}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

Для упрощения расчетов нагрузки приборов можно не разделять по фазам

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\Sigma S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$$

Для упрощения расчетов принимаем сечение проводов по условию механической прочности 2,5 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил.

### Трансформатор напряжения на сторону высокого напряжения

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения.

Таблица 7.5.1

Прибор	тип	S обмотки, В·А	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	И-680	2	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Счетчик реактивной энергии	И-673	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Частотометр	Э352	3	1	1	0	1	3	-

р								
Итого							21	24,2

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{21^2 + 24^2} = 32 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Выбранный трансформатор ЗНОЛ - 35 имеет номинальную мощность 150 В·А в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков. Таким образом,  $S_{2\Sigma} = 32 \leq S_{2\text{ном}} = 150 \text{ В}\cdot\text{А}$ , трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

### **Трансформатор напряжения на сторону низкого напряжения**

Количество и тип приборов учета и контроля на стороне низкого напряжения будут аналогично высокой. Поэтому вторичная нагрузка трансформатора напряжения составляет также 32 В·А. Выбираем трансформатор НТМИ-10-66, номинальной мощностью 120 В·А в классе точности 0,5. Следовательно,  $S_{2\Sigma} = 32 \leq S_{2\text{ном}} = 120 \text{ В}\cdot\text{А}$ , трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель с сечением жил 2,5 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

## **10.6 Выбор трансформатора собственных нужд**

Трансформатор собственных нужд выбирается 5 % от максимальной мощности. В данном случае от 63,53 МВ·А.

$$S_{\text{с.н.}} = 0,05 \cdot S_{\text{MAX}} = 0,05 \cdot 63,53 = 3,1765 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

Принимаем трансформатор типа ТМ, мощностью 4000 кВ·А.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок . - 7-е изд. - М. : Омега-Л, 2008. - 268 с.
2. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/ Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
3. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов. – М.:Изд-во «Мастерство», 2001.
4. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, В.С Козулин. –М.:Энергоатомиздат, 1987.
5. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А Ульянов. –М.:Энергия, 1972.
6. Лисовский Г.С. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750кВ / Г.С. Лисовский, М.Э. Хейфиц.–М.:Энергия, 1977.
7. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова. – М.:Энергоатомиздат, 1990.
8. Неклепаев, Б.Н. Электрические станции / Б.Н. Неклепаев. – М.:Энергия, 1976.
9. Электрическая часть электростанций и подстанций/ справочные материалы под ред. Б.Н.Неклепаева.– М.:Энергия, 1978.
10. Мельников, Н.А. Электрические сети и системы / Н.А.Мельников.– М.: Энергия, 1975.
11. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения/Под ред. И.А.Баумштейна и М.В.Хомякова. –М.: Энергоиздат, 1981.
12. Ефанов, А.В. Мониторинг силовых трансформаторов: Монография / А.В. Ефанов. – Невинномысск: СевКавГТУ, 2007.
13. Ефанов А.В. Расчет и проектирование электрических подстанций: учебное пособие для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» / А.В. Ефанов. – Ставрополь: АГРУС, 2014. - 70 с.
14. Чебанов К.А., Карамян О.Ю., Ефанов А.В. Релейная защита, автоматика и телемеханизация электрических систем. Невинномысск: ГОУ ВПО НГГТИ, 2007.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1 ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ ПРОЕКТА .....	5
2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К ПРОЕКТУ .....	6
3 ПРИНЯТЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ .....	8
4 ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИИ .....	11
4.1 Суточные графики нагрузок потребителей.....	11
4.2 Суммарные графики нагрузок потребителей.....	14
4.3 Годовой график по продолжительности нагрузок .....	17
4.4 Техничко-экономические показатели установки .....	18
5 ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ.....	20
6 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПЕРЕГРУЗОЧНУЮ СПОСОБНОСТЬ .....	22
6.1 Построение эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки подстанции.....	23
7 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ.....	24
8 ВЫБОР МАРКИ И СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ЛИНИЙ ВН И НН (ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЯ ПО ДОПУСТИМОМУ ТОКУ НАГРУЗКИ).....	25
9 Расчет токов короткого замыкания.....	26
9.1 Расчет сопротивления линии и трансформатора.....	26
9.2 Расчет параметров линии и токов короткого замыкания .....	27
10 ВЫБОР, ПРОВЕРКА ОШИНОВКИ И АППАРАТУРЫ ПОДСТАНЦИИ.....	30
10.1 Выбор разъединителей и выключателей .....	30
10.2 Выбор ограничителей перенапряжения .....	35
10.3 Выбор ошиновки.....	36
10.4 Выбор трансформаторов тока.....	39
10.5 Выбор трансформаторов напряжения .....	44
10.6 Выбор трансформатора собственных нужд.....	45
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	46