

Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
Свердловской области
«Талицкий лесотехнический колледж им. Н. И. Кузнецова»

ТЯГОВЫЕ И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности 08.02.09 «Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования промышленных и гражданских зданий»

Талица

1. ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

1.1. Содержание курсового проекта и исходные данные

Целью курсового проекта является углубление и закрепление студентами знаний по дисциплине «Тяговые и трансформаторные подстанции».

Курсовой проект включает следующие разделы:

1.1.1 Составление схемы главных электрических соединений подстанции.

1.1.2 Определение мощности тяговых агрегатов и трансформаторов.

1.1.3 Расчёт токов короткого замыкания (т.к.з.) в характерных точках электрической схемы подстанции.

1.1.4 Выбор и проверка основной высоковольтной аппаратуры.

1.1.5 Выбор сглаживающего устройства для подстанций постоянного тока или расчет и выбор компенсирующего устройства для подстанции переменного тока.

1.1.6 Выбор аккумуляторной батареи, зарядного и подзарядного агрегатов.

1.1.7 Расчёт заземляющего устройства.

1.1.8 Расчёт себестоимости переработки электроэнергии.

Исходные данные для выполнения курсового проекта выбираются в зависимости от комбинации всех цифр шифра студента.

Род тока тяговой подстанции и способ выражения сопротивлений при расчёте т.к.з. выбираются по табл.1.1.

Таблица 1.1

Исходные данные для расчёта

Последняя цифра числа, полученная суммированием всех цифр шифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Род тока тяговой подстанции	Переменный			Постоянный				Переменный		
Представление сопротивлений при расчёте токов к.з.	В именованных единицах					В относительных единицах				

Тип тяговой подстанции и её номер на рисунке 1.1, а также данные, необходимые для расчёта мощности агрегатов и трансформаторов, а также т.к.з. на шинах подстанции, выбираются по табл. 1.2 для подстанций переменного тока и по табл. 1.3 для подстанций постоянного тока.

Выдержки времени релейных защит, данные для выбора аккумуляторной батареи и расчёта заземляющего устройства приведены в табл. 1.4.

1.2. Порядок оформления курсового проекта

Пояснительная записка проекта должна содержать: оглавление, исходные данные, расчётно-текстовую и графическую части, перечень использованных источников.

Рисунки следует приводить на листах стандартных размеров, и на них обязательно должны быть ссылки в тексте. Однолинейная схема главных электрических соединений

подстанции выполняется на листе чертёжной бумаги А1.

Пояснительная записка и графический материал должны быть оформлены в соответствии с требованиями /1/.

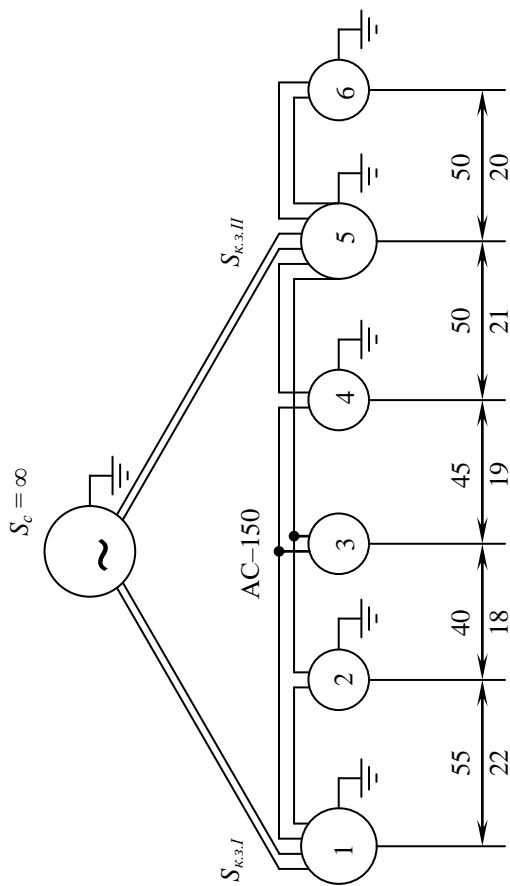


Рисунок 1.1. Схема присоединения подстанций к системе внешнего электроснабжения

Примечания :

1. Расстояния между подстанциями даны в километрах и соответствуют: в числителе – системе переменного тока, а в знаменателе – постоянного тока.
2. Индуктивные сопротивления ЛЭП 110 кВ принять равными 0,4 Ом/км. Активное сопротивление провода AC-150 принять равным 0,21 Ом/км.
3. На всех тяговых подстанциях, за исключением отпаечной подстанции № 3, нейтрали понижающих трансформаторов заземлены.

Таблица 1.2

Переменный ток

Исходные данные	Последняя цифра шифра									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тип тяговой подстанции и её номер на рис.1.1	Опорная № 1	Транзитная № 2	Отпаячая № 3	Транзитная № 4	Опорная № 5	Тупиковая № 6	Опорная № 1	Транзитная № 2	Отпаячая № 3	Тупиковая № 6
Мощность к.з. на вводах опорных подстанций № 1 и 5, связывающих их с энергосистемой (в числителе – $S_{кз1}$, в знаменателе – $S_{кзII}$), МВ·А	$\frac{1600}{1400}$	$\frac{1600}{1400}$	$\frac{1600}{1400}$	$\frac{1600}{1400}$	$\frac{1600}{1400}$	$\frac{1600}{1400}$	$\frac{1600}{1400}$	$\frac{1600}{1400}$	$\frac{1600}{1400}$	$\frac{1600}{1400}$
Число фидеров, питающих контактную сеть	5	5	4	5	5	4	5	4	5	4
Число фидеров районных потребителей (числитель) и наибольшая мощность, передаваемая по одному фидеру (знаменатель), кВ·А	$\frac{8}{1200}$	$\frac{4}{1700}$	$\frac{6}{900}$	$\frac{4}{1500}$	$\frac{6}{1900}$	$\frac{4}{850}$	$\frac{8}{1150}$	$\frac{4}{1650}$	$\frac{6}{750}$	$\frac{4}{900}$
Номинальная мощность установок поперечной ёмкостной компенсации, кВар	4150	3550	2900	3700	3900	1950	4100	3740	2900	1700
Количество энергии, отпускаемой за год на тягу поездов, кВт·ч	$170 \cdot 10^6$	$120 \cdot 10^6$	$110 \cdot 10^6$	$125 \cdot 10^6$	$190 \cdot 10^6$	$70 \cdot 10^6$	$170 \cdot 10^6$	$130 \cdot 10^6$	$100 \cdot 10^6$	$90 \cdot 10^6$

Таблица 1.3

Постоянный ток

Исходные данные	Последняя цифра шифра									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тип тяговой подстанции и её номер на рис.1.1	Опорная № 1	Транзитная № 2	Отпаечная № 3	Транзитная № 4	Опорная № 5	Тупиковая № 6	Опорная № 1	Транзитная № 2	Отпаечная № 3	Тупиковая № 6
Мощность к.з. на вводах опорных подстанций № 1 и 5, связывающих их с энергосистемой (в числителе – $S_{кз1}$, в знаменателе – $S_{кзП}$), МВ·А	$\frac{850.}{1100}$	$\frac{940}{800}$	$\frac{650}{850}$	$\frac{750}{650}$	$\frac{1000}{900}$	$\frac{840}{600}$	$\frac{900.}{1100}$	$\frac{950}{600}$	$\frac{700}{900}$	$\frac{900}{800}$
Число фидеров, питающих контактную сеть	5	4	4	4	5	4	5	4	4	4
Число фидеров районных потребителей (числитель) и наибольшая мощность, передаваемая по одному фидеру (знаменатель), кВ·А	$\frac{6.}{2700}$	$\frac{4.}{1900}$	$\frac{4.}{1300}$	$\frac{4.}{1700}$	$\frac{6.}{2100}$	$\frac{4.}{1300}$	$\frac{6.}{2400}$	$\frac{4.}{1900}$	$\frac{4.}{1500}$	$\frac{4.}{1300}$
Количество энергии, отпускаемой за год на тягу поездов, кВт·ч	$110 \cdot 10^6$	$90 \cdot 10^6$	$65 \cdot 10^6$	$75 \cdot 10^6$	$115 \cdot 10^6$	$65 \cdot 10^6$	$110 \cdot 10^6$	$90 \cdot 10^6$	$65 \cdot 10^6$	$75 \cdot 10^6$

Таблица 1.4

Данные для подстанций переменного и постоянного тока

Исходные данные		Предпоследняя цифра шифра									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Время действия релейных защит t_3 , с	На вводах 110 кВ	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0					
	На вводах 35 кВ	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4					
	На вводах 27,5 кВ	0,9	1,0	1,1	1,2	1,1					
	На вводах 6-10 кВ	0,8	0,9	1,0	1,1	0,9					
	На вводах 0,4 кВ	0,5	0,6	0,4	0,5	0,4					
Данные для выбора аккумуляторной батареи напряжением 220 В (в числителе – для промежуточных подстанций постоянного тока, в знаменателе – для переменного). Для опорных подстанций нагрузки принять в 1,5 раза больше	Постоянный ток нагрузки, А Временный ток нагрузки, А	10	12	9	11	12	11	12	11	12	
		4	5	6	7	6	7	6	7	6	
Данные для расчёта заземляющего устройства (для опорных подстанций площадь больше указанной в 1,5 раза)	Площадь, занимаемая территорией тяговой подстанции S , м ² Удельное сопротивление земли ρ , Ом·м	9000	10000	12000	13200	11000					
		135	130	150	145	140					

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

2.1. Составление однолинейной схемы главных электрических соединений тяговой подстанции

Схему главных электрических соединений следует составить на основе типовых проектных решений /2, с.7-14/, /3, с.200-226/, /4, п.4/ и с учетом требований Правил устройства электроустановок (ПУЭ) /5/.

Такая схема определяет состав необходимого высоковольтного оборудования, а дальнейшие расчёты позволят выбрать тип этого оборудования.

На рис.1.1 приведена схема электрифицированного участка, где подстанции 1 и 5 – опорные, подстанции 2 и 4 – транзитные, подстанция 3 – отпаечная, подстанция 6 – тупиковая.

Для опорных подстанций типовой является схема открытого распределительного устройства ОРУ-110 кВ с одинарной основной системой шин, секционированной масляным выключателем и обходной системой шин. Выводы питающих ЛЭП и понижающие трансформаторы подключаются к секциям шин через разъединители (QS), высоковольтные масляные выключатели (QF).

ОРУ-110 кВ транзитной подстанции выполняет по мостиковой схеме «Н» с рабочей и ремонтной перемычками. Выводы ЛЭП подключаются через разъединители с моторными приводами. В рабочей перемычке устанавливается высоковольтный выключатель. Подключение понижающих трансформаторов осуществляется через разъединители с моторными приводами и высоковольтные выключатели.

ОРУ-110 кВ отпаечных и тупиковых подстанций также выполняются по мостиковой схеме «Н», аналогично схемам транзитных подстанций. В отличие от последних, вместо выключателя в рабочей перемычке устанавливается два разъединителя, и, кроме того, отсутствует ремонтная перемычка. Отпаечные и тупиковые подстанции, как правило, нормально питаются от одной из двух ЛЭП.

ОРУ 35 кВ и РУ-6 и 10 кВ на тяговых подстанциях выполняют с одинарной системой шин, секционированной высоковольтным выключателем. Для их сооружений применяют блоки заводского изготовления /2, с.99-129/, /3, с.209-213/, /6, с.478-517/.

Электроснабжение устройств автоблокировки осуществляется от тяговых подстанций по линиям 6 – 10 кВ, 50 Гц, которые получают питание от шин собственных нужд через повышающий трансформатор 0,38/6-10 кВ.

Схемы главных электрических соединений тяговых подстанций переменного и постоянного тока имеют некоторые особенности.

Подстанции переменного тока. На тяговых подстанциях переменного тока устанавливаются трёхобмоточные трансформаторы. На каждой подстанции имеется по два таких трансформатора, причём в работе находится один из них, а другой – в резерве.

ОРУ 27,5 кВ выполняются с секционированной двумя разъединителями рабочей и запасной системами шин. Фидеры контактной сети одного плеча присоединяются к одной секции шин, а фидеры другого плеча – к другой.

От каждой секции шин 27,5 кВ питаются также трансформаторы собственных нужд (ТСН), причём один из них – рабочий, другой – резервный и фидера ДПР.

Для компенсации реактивной мощности на подстанциях переменного тока

предусматривается установка поперечной ёмкостной компенсации (КУ), которая устанавливается в «отстающую» фазу.

К каждой секции шин 27,5 кВ присоединяются трансформаторы напряжения (ТН), включаемые по схеме неполного треугольника, и ограничители перенапряжений (ОПН).

Подстанции постоянного тока. На тяговых подстанциях постоянного тока применяется схема с двойной трансформацией, с использованием трёхобмоточных понижающих и двухобмоточных преобразовательных трансформаторов.

РУ-3,3 кВ состоит из рабочей (плюсовой шины), минусовой и запасной шин. Плюсозная и запасная шины разделяются двумя разъединителями на три секции, а минусовая шина не секционируется.

Выпрямительные агрегаты присоединяют к шинам РУ-3,3 кВ через быстродействующие выключатели (БВ) и разъединители. На каждой подстанции устанавливаются два преобразовательных агрегата – один рабочий, другой – резервный.

К средней секции РУ-3,3 кВ присоединяется сглаживающее устройство. Для повышения отключающей способности БВ и снижения перенапряжений параллельно реакторам сглаживающего устройства подключается разрядное устройство /2, с. 316-322/.

Фидеры контактной сети через БВ и разъединители с одной секции питают пути одного направления, а с другой – другого направления.

К каждой секции шин РУ переменного тока, где подключены преобразовательные агрегаты, подключены также ТСН, ТН и ОПН.

На основе исходных данных, перечисленных указаний и типовых проектных решений можно составить предварительную однолинейную схему главных электрических соединений заданной тяговой подстанции, определить состав электрооборудования подстанции. В дальнейшем предстоит это оборудование выбрать по рабочим токам и напряжениям и проверить по т.к.з. на электродинамическую и термическую устойчивость.

На схеме главных электрических соединений следует указать типы выбранного оборудования и токоведущих частей тяговой подстанции.

2.2 Выбор числа, типа и мощности агрегатов и трансформаторов

Выбор и определение числа выпрямителей. Определение числа выпрямителей производится по величине среднего тока I_{cp} подстанции. Этот ток может быть определен через расход электрической энергии на тягу поездов:

$$I_{cp} = \frac{W_{cp}}{U_{cp} \cdot T \cdot \cos \varphi}, \quad (2.1)$$

где W_{cp} — количество энергии, отпускаемой за год на тягу поездов, $кВ \cdot А$; U_{cp} — среднее напряжение в контактной сети, 3 кВ; T — количество часов в году, 8760 ч.

Необходимое число выпрямителей определяется по формуле:

$$n = \frac{I_{cp}}{K_{пер} \cdot I_{дн}}, \quad (2.2)$$

где I_{cp} – средний ток нагрузки подстанции, А; $I_{дн}$ – номинальный ток выпрямителя, А; $K_{пер}$ – коэффициент перегрузки.

Для магистральных участков $K_{пер} = 1,0$, для пригородного движения $K_{пер} = 1,5$.

На тяговых подстанциях постоянного тока применяются полупроводниковые выпрямители ПВКЕ-3, ПВЭ-5АУ1, ТПЕД-3150-3,3-У1 и другие, имеющие номинальный ток $I_{дном} = 3000$ А (3150А для ТПЕД-3,3-У1) и выпрямительно-инверторные преобразователи ВИПЭ-2 с номинальными данными в режиме выпрямления /2, с.250-264/. Полученное по расчёту дробное число выпрямителей округляется до целого числа.

Принятое число выпрямителей проверяется по максимальному току нагрузки по условию:

$$n \cdot I_{1мин} > I_{наиб.}, \quad (2.3)$$

где $I_{1мин.}$ – допустимый одномоментный ток выпрямителя, принимается 5000 А; $I_{наиб.}$ – наибольший ток нагрузки подстанции, 6000 А.

На каждой тяговой подстанции постоянного тока предусматривается один резервный выпрямительный агрегат.

При применении инвертирования, как правило, используют три преобразовательных агрегата: два выпрямительно-инверторных и один выпрямительный.

Выбор тягового трансформатора. Для выбранного преобразователя подбирается тяговой трансформатор, например, ТМРУ-16000/10Ж, ТМПУ-16000/10ЖУ1, ТМПУ-6300/35Ж, ТДП-12500/10ЖУ1, ТРДП-12500/10ЖУ1, ТДП-12500/10И-У1 /7, с.73-75/, /8, с.25/.

Выбор трансформатора собственных нужд. На тяговых подстанциях всех типов устанавливается два ТСН с вторичным напряжением 380/220 В, каждый из которых рассчитывается на полную мощность собственных нужд (СН).

Питание ТСН на тяговых подстанциях постоянного тока осуществляется от шин РУ-10 кВ, а на подстанциях переменного тока – от шин ОРУ-27,5 кВ или 2х25 кВ.

На опорных тяговых подстанциях на подогрев приводов высоковольтных выключателей помимо двух ТСН дополнительно устанавливают два трансформатора подогрева, мощность которых при первичном напряжении 110 кВ принимается равной 250 кВ·А.

Мощность трансформаторов СН может быть определена по следующим формулам:

а) для опорных тяговых подстанций

$$S_{СН} = K_{СН} \cdot n_{ТП} \cdot S_{ТПП} + S_{аб} + S_{МХ} + S_{под}, \quad (2.4)$$

б) для остальных типов тяговых подстанций

$$S_{CH} = K_{CH} \cdot n_{ТП} \cdot S_{НТП} + S_{аб} + S_{МХ}, \quad (2.5)$$

где K_{CH} – коэффициент собственных нужд, равный 0,005 – 0,007 для подстанций переменного тока и 0,008 – 0,01 – для подстанций постоянного тока; $n_{ТП}$ – число понижающих трансформаторов на тяговой подстанции ($n_{ТП} = 2$); $S_{НТП}$ – номинальная мощность понижающего трансформатора; $S_{аб}$ – мощность устройств автоблокировки для опорных и транзитных подстанций равна 60 кВ·А, для отпаечной и тупиковой – 40 кВ·А; $S_{МХ}$ – мощность передвижной базы масляного хозяйства равна 20,0 кВ·А; $S_{под}$ – мощность трансформатора подогрева для опорных подстанций равна 250 кВ·А.

Далее по справочным данным /7, с.63-64/ выбираем тип ТСН.

На тяговых подстанциях переменного тока могут быть использованы трансформаторы: ТМ-400/35-75-У1; ТМ-250/35-74-У1; ТМ-160/35-74-У1.

На тяговых подстанциях постоянного тока – трансформаторы: ТМ-630/10; ТМ-400/10; ТМ-250/10.

Выбор понижающего трансформатора. Для тяговых подстанций постоянного тока типовым решением является схема с двойной трансформацией напряжения. Поэтому наибольшая расчётная мощность силового понизительного трансформатора определяется по формуле:

$$S_{расч.наиб.} = (S_T + S_{НП} + S_{CH} + S_p) \cdot K_p, \quad (2.6)$$

где S_T – мощность тяговой нагрузки, кВ·А; $S_{НП}$ – мощность нетяговой и посторонней нагрузки, кВ·А (задается преподавателем); S_{CH} – мощность трансформатора собственных нужд, кВ·А; S_p – мощность районной нагрузки на шинах 35 кВ, кВ·А; K_p – коэффициент, учитывающий разновременность наступления максимумов тяговой и нетяговой нагрузок, принимается в пределах 0,95 – 0,98.

Мощность тяговой нагрузки определяется по формуле:

$$S_T = \frac{W_{cp}}{T \cdot \cos \varphi}, \quad (2.7)$$

где W_{cp} — количество энергии, отпускаемой за год на тягу поездов, кВ·А; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Мощность районной нагрузки на шинах 35 кВ определяется по формуле:

$$S_p = n_{ф.р.} \cdot S_{ф.р.наиб.}, \quad (2.8)$$

где $n_{ф.р.}$ – число фидеров районных потребителей; $S_{ф.р.наиб.}$ – наибольшая мощность, передаваемая по одному фидеру.

По данным из /7, с.73-75/, и полученной величине $S_{расч.наиб.}$ выбирается понижающий трансформатор по условию:

$$S_{ном} \geq S_{расч.наиб.} \quad (2.9)$$

На тяговых подстанциях постоянного тока могут быть использованы понижающие трансформаторы типа: ТДТН-25000/110, ТДТН-16000/110; ТДТН-10000/10, ТМРУ-16000/10Ж, ТМПУ-6300/35Ж, ТМПУ-16000/10ЖУ1.

ТДП-12500/10ЖУ1, ТРДП-12500/10ЖУ1, ТДП-12500/10И-У1.

На тяговых подстанциях переменного тока устанавливают трёхобмоточные понижающие трансформаторы с первичным напряжением 220 или 110 кВ, имеющие обмотки для питания тяговой и районной нагрузки.

Расчётная мощность трёхобмоточного тягового трансформатора определяется по формуле:

$$S_{расч.наиб.} = (S_{27,5} + S_p) \cdot K_p, \quad (2.10)$$

где $S_{27,5}$ – наибольшая мощность на шинах 27,5 кВ, кВ·А и находится как сумма мощностей на тягу S_T , собственные нужды $S_{СН}$ и потребителей по системе два провода – рельс (ДПР) $S_{ДПР}$,

$$S_{27,5} = S_T + S_{СН} + S_{ДПР}, \quad (2.11)$$

S_p - мощность нагрузки всех районных потребителей, кВ·А (см. задание); $S_{ДПР}$ – мощность нагрузки потребителей ДПР задаёт преподаватель.

Далее по справочным данным /2, с.130-134/, /7, с.58-60/ подбирают трансформатор. На подстанциях переменного тока в качестве понизительных могут быть использованы трансформаторы типа ТДТНЭ-40000/110; ТДНЭ-25000/110; ОРДНЖ-16000/110.

Для подстанций с однофазными трансформаторами мощность трансформатора выбирается по условию:

$$S_{расч.наиб.} = S_T \cdot \quad (2.12)$$

В этом случае для питания районной нагрузки выбирают трансформатор по мощности S_p (см. задание) с учётом количества фидеров, питающих районную нагрузку.

На каждой подстанции предусматривается резервный трансформатор.

2.3. Выбор токоведущих частей и электрической аппаратуры

Общие указания. Токоведущие части и электрические аппараты (шины, разъединители, выключатели, ТТ, ТН, рубильники, автоматы, ОПНы, изоляторы) выбираются по напряжению электроустановки и наибольшему рабочему току длительного режима работы.

При выборе электрической аппаратуры учитываются род установки (наружная или внутренняя), габариты, нагрузка от силы тяжести, удобство размещения и эксплуатации.

Общие условия выбора аппаратуры по длительному режиму заключаются в сравнении рабочего напряжения и наибольшего рабочего тока с его номинальным напряжением и током.

$$U_p \leq U_{ном}, \quad (2.13)$$

$$I_{p.наиб.} \leq I_{ном.дл.}, \quad (2.14)$$

где U_p – рабочее напряжение установки; $U_{ном}$ – номинальное (каталожное) значение напряжения; $I_{p.наиб.}$ – наибольший рабочий ток; $I_{ном.дл.}$ – номинальный (каталожный) ток.

Определение наибольших рабочих токов. Наибольший рабочий ток для вводов опорной и транзитной подстанций и переключки между вводами может быть определён по выражению:

$$I_{p.макс} = (K_{пр} \cdot n_{ТП} \cdot S_{НТП} + S_{транз.}) \cdot \frac{K'_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.15)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент перспективы развития потребителей, равен 1,3; $n_{ТП}$ – число понижающих трансформаторов на подстанции, равно 2; $S_{НТП}$ – номинальная мощность понижающего трансформатора; $S_{транз.}$ – транзитная мощность, проходящая через шины данной подстанции для питания соседних; K'_p – коэффициенты одновременности максимальных нагрузок данной и соседних подстанций равны 0,7 – 0,8; U_n – номинальное напряжение $U_n = 110$ кВ.

Транзитную мощность $S_{транз.}$ для подстанции № 2 или 4 (см. рис.1.1) можно определить следующим образом:

$$S_{транз.} = n_{ТП} \cdot S_{НТП\text{отп}}, \quad (2.16)$$

для опорной подстанции № 1 (см. рис.1.1)

$$S_{транз.} = n_{ТП} \cdot S_{НТП\text{отп}} + n_{ТП} \cdot S_{НТП\text{транз.}}, \quad (2.17)$$

для опорной подстанции № 5 (см. рис.1.1)

$$S_{транз.} = n_{ТП} \cdot S_{НТП\text{отп}} + n_{ТП} \cdot S_{НТП\text{транз.}} + S_{НТП\text{туп.}}, \quad (2.18)$$

где $n_{ТП}$ – число трансформаторов на подстанции ($n_{ТП} = 2$);

$S_{НТП\text{отп}}$, $S_{НТП\text{транз.}}$, $S_{НТП\text{туп.}}$ – номинальные мощности понижающих трансформаторов соответственно отпаечной, транзитной и тупиковой подстанций, кВ·А.

Наибольший рабочий ток для вводов и шин отпаечной № 3 и тупиковой № 6 (рис.1.1) подстанций может быть определён по выражению:

$$I_{p.наиб.} = \frac{K_{пер} \cdot n_{ТП} \cdot S_{НТП}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.19)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, зависящий от

температуры окружающей среды и начальной нагрузки, в курсовом проекте можно принять $K_{пер} = 1,1-1,2$.

Наибольший рабочий ток сборных шин опорной и транзитной тяговой подстанции может быть определён по выражению:

$$I_{р.наиб.} = \frac{K_{пр} \cdot K_{рнI} \cdot (n_{ТП} \cdot S_{HTП} + S_{транз.})}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.20)$$

где $K_{рнI}$ – коэффициент распределения нагрузки по шинам первичного напряжения, равен 0,6 – 0,8.

Наибольший рабочий ток на выводах понижающих трансформаторов может быть определён по выражению:

$$I_{р.наиб.} = \frac{K_{пер} \cdot S_{HTП}}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (2.21)$$

Наибольший рабочий ток шин СН и НН понижающих трансформаторов и секционного выключателя может быть определён по выражению:

$$I_{р.наиб.} = \frac{K_{рнII} \cdot n_{ТП} \cdot S_{HTП}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.22)$$

где $K_{рнII}$ – коэффициент распределения нагрузки по шинам вторичного напряжения, равный 0,5 – 0,7 (0,5 – при числе присоединений пять и более, 0,7 – при меньшем числе присоединений).

Наибольший рабочий ток первичной обмотки преобразовательного трансформатора может быть определён по выражению:

$$I_{р.наиб.} = \frac{K_{пер} \cdot S_{НПРТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{нI}}, \quad (2.23)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент перегрузки, с учётом перегрузочной способности выпрямителя, принять $K_{пер} = 1,25$; $S_{НПРТР}$ – номинальная мощность преобразовательного трансформатора; $U_{нI}$ – номинальное напряжение первичной обмотки преобразовательного трансформатора.

Наибольший рабочий ток вторичной обмотки преобразовательного трансформатора может быть определён:

для трёхфазной мостовой и двенадцатипульсовой схемы выпрямления

$$I_{р.наиб.} = I_{дн} \cdot \frac{\sqrt{2}}{3}, \quad (2.24)$$

для схемы выпрямления «две обратные звезды»

$$I_{p.наиб.} = \frac{I_{дн}}{2 \cdot \sqrt{3}}, \quad (2.25)$$

где $I_{дн}$ номинальный выпрямленный ток полупроводникового преобразователя.

Наибольший рабочий ток главной и «плюсовой» шины РУ-3,3 кВ тяговой подстанции постоянного тока

$$I_{p.наиб.} = K_{рн} \cdot N \cdot I_{дн}, \quad (2.26)$$

где $K_{рн}$ – коэффициент распределения нагрузки на шинах (при $N = 2$ $K_{рн} = 0,8$); N – число преобразовательных агрегатов на подстанции.

Наибольший рабочий ток запасной шины РУ-3,3 кВ $I_{p.наиб.} = I_{ф.наиб.}$, где $I_{ф.наиб.}$ – наибольший рабочий ток фидера контактной сети; в курсовом проекте можно принять $I_{ф.наиб.} = 3000$ А.

Наибольший рабочий ток минусовой шины РУ-3,3 кВ $I_p = N \cdot I_{дн}$.

Наибольший рабочий ток фидера контактной сети подстанции переменного тока системы 25 кВ можно принять равным 500 А, а для системы 2х25 кВ – 400 А.

Наибольший рабочий ток на вводах нетяговых потребителей определяется по выражению

$$I_{p.наиб.} = \frac{K_{пр} \cdot \sum S_{ф.р.наиб.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (2.27)$$

По значениям максимальных рабочих токов, с учётом рабочего напряжения электроустановки могут быть выбраны высоковольтные коммутационные аппараты, трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части и изоляторы, ОПНы всех РУ заданной тяговой подстанции.

Представление результатов. Выбранное оборудование по каждому РУ следует свести в таблицу 2.1.

Таблица 2.1

Выбор и проверка коммутирующей аппаратуры

Тип выбираемого аппарата	Расчётные данные						Паспортные данные						Результат (годен, не годен)
	$U_{раб.}$, кВ	$I_{раб. max.}$, кА	$I_{ноб.}$, кА	i_y , кА	B_k , кА ² ·т	$q_{мин.}$, мм ²	$U_{ном.}$, кВ	$I_{ном.}$, кА	$I_{ном. откл.}$, кА	$i_{скв.}$, кА	$I^2 \cdot t_T$, кА ² ·т	$q_{ш.}$, мм ²	

2.4. Расчёт токов короткого замыкания

Общие указания. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) проверка на электродинамическую и термическую стойкость шин и агрегатов производится по току трёхфазного к.з. Так как на подстанциях токи трёхфазного к.з. больше токов однофазного к.з., то для проверки аппаратуры необходимо будет выполнять расчёты токов при трёхфазном к.з.

В сетях с изолированной или компенсированной нейтралью (т.е. сети напряжением 6 – 25 кВ) отключающая способность высоковольтных выключателей проверяется по току трёхфазного к.з., а в сетях с глухозаземлённой нейтралью (т.е. при напряжении 110 кВ и выше) – по токам трёхфазного и однофазного к.з.

При расчёте токов к.з. принимается ряд допущений: все ЭДС источников питания считаются совпадающими по фазе; не учитывается насыщение магнитных систем, имеющих в цепи к.з.; не учитываются ёмкостные проводимости цепи к.з. и токи намагничивания трансформаторов.

Расчёт токов симметричных к.з. простых схем электроснабжения. Расчёт токов к.з. производится на основании электрической схемы внешнего электроснабжения и подстанции. Для составления её необходимо к заданной схеме внешнего электроснабжения (рис.1.1) нарисовать упрощённую схему главных электрических соединений выбранной (заданной) подстанции, на которой достаточно указать только трансформаторы, преобразовательные агрегаты и шины всех распределительных устройств, включая шины низкого напряжения ТСН, а также их параметры.

При составлении электрической схемы следует исходить из получения максимальных токов к.з., т.е. надо учесть параллельную работу трансформаторов и преобразовательных агрегатов. На основании этой электрической схемы составляется схема замещения, на которой все элементы представляются в виде полных сопротивлений \underline{Z} (рис.2.1).


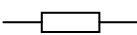
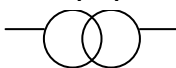
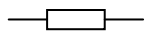
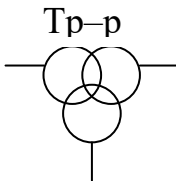
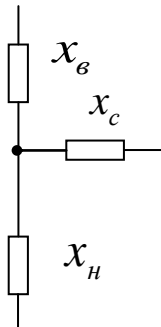
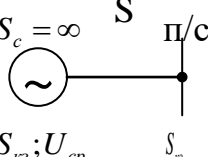
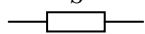
Расчёт токов к.з. в сети с небольшим количеством ветвей и узлов можно свести к расчёту сопротивления до точки к.з. путём последовательного преобразования и упрощения схемы замещения до каждой точки к.з. При этом сопротивления элементов цепи к.з. можно выражать в относительных или именованных единицах. Выражения для определения сопротивлений в именованных и относительных единицах для различных элементов цепи к.з. приведены в таблице 2.2.

При расчёте токов к.з. в случае выражения сопротивлений в именованных единицах лучше находить их сразу для напряжений, где определяются токи к.з. Если их сопротивления определены при другом напряжении, то они приводятся к напряжению точки к.з. по выражению:

$$\underline{Z}^{\circ} = \underline{Z} \cdot \frac{U_{cp1}^2}{U_{cp2}^2}, \quad (2.28)$$

где \underline{Z} – сопротивление рассматриваемого элемента в именованных единицах, вычисленное при напряжении той ступени, где находится элемент; U_{cp1} – среднее напряжение ступени приведения; U_{cp2} – среднее напряжение ступени, на которой находится элемент.

Схема замещения элементов и их сопротивления

Наименование элемента, его условное обозначение и основные параметры	Схема замещения элемента	Сопротивление элемента	
		В именованных единицах	В относительных единицах
<p>ЛЭП</p>  <p>$x_0; l; U_{cp}$</p>	<p>x_l</p> 	<p>$x_l = x_0 \cdot l$</p>	<p>$x_{*бл} = x_l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}$</p>
<p>Тр-р</p>  <p>$S_H; U_H; U_K \%$</p>	<p>x_m</p> 	<p>$\underline{Z} \approx x_m = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$</p>	<p>$\underline{Z}_{*бт} \approx x_{*бт} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_H}$</p>
<p>Тр-р</p>  <p>$S_H; U_H; \begin{cases} U_{KB-C} \\ U_{KB-H} \\ U_{KC-H} \end{cases}$</p>		<p>$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H})$ $U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H})$ $U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C})$</p> <p>$\underline{Z}_{\bar{o}} \approx x_{\bar{o}} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{U_{H\bar{o}}^2}{S_H}$ $\underline{Z}_{\bar{o}c} \approx x_{\bar{o}c} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{U_{H\bar{o}}^2}{S_H}$ $\underline{Z}_{\bar{o}H} \approx x_{\bar{o}H} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{U_{H\bar{o}}^2}{S_H}$</p>	<p>$\underline{Z}_{*бв} \approx x_{*бв} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_H}$ $\underline{Z}_{*бс} \approx x_{*бс} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_H}$ $\underline{Z}_{*бH} \approx x_{*бH} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_H}$</p>
<p>$S_c = \infty$ S П/с</p>  <p>$S_{кз}; U_{cp}$</p>	<p>x_S</p> 	<p>$\underline{Z}_S \approx x_S = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз}}$</p>	<p>$\underline{Z}_S \approx x_{*бS} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз}}$</p>

Средние напряжения ступеней выбирают из ряда величин: 0,23; 0,4; 3,15; 6,3; 10,5; 26,3; 37; 115; 230 кВ.

По известной величине результирующего сопротивления до точки к.з. определяется установившийся ток трёхфазного к.з.

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}. \quad (2.29)$$

При определении сопротивлений в относительных единицах все элементы приводятся к одним и тем же базовым условиям. В качестве таких условий выбирается произвольное значение базовой мощности и базовое напряжение, принимаемое равным среднему напряжению ступени, где находится ток к.з., т.е. $U_{\delta} = U_{cp}$. По известной величине суммарного относительного базового сопротивления $Z_{*\delta\Sigma}$ определяется установившийся ток трёхфазного к.з.

$$I_k^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{*\delta\Sigma}} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot Z_{*\delta\Sigma}}. \quad (2.30)$$

Таким образом, по формулам (2.26) и (2.27) определяются токи к.з. для всех мест к.з.

Расчет токов к.з. матричным методом с использованием ПЭВМ. Краткое описание метода. Для современных развитых электрических сетей это сложная задача, неразрешимая без применения ПЭВМ. Но использование ПЭВМ предполагает необходимость аналитического представления сложных схем. В связи с этим весьма продуктивным является матричный метод, основанный на использовании некоторых положений топологической теории графов и алгебры матриц. Основы метода применительно к расчётам системы тягового электроснабжения изложены в /9/.

Матрицей является таблица величин, обладающих каким-либо общим признаком и записанных в определенной последовательности. Для этого все входящие в эту таблицу величины предварительно должны быть соответственно пронумерованы. Алгебра матриц позволяет оперировать одновременно с целыми группами однотипных величин и записывать производимые над ними действия упрощённо символами.

Однако операции с матрицами требуют обычно значительно большей тщательности и осторожности при выполнении математических преобразований. Кроме того, не все правила, известные из элементарной алгебры, применимы в том же виде и при операциях с матрицами.

Большим преимуществом матричной формы записи являются её компактность, кратность, отсутствие излишней громоздкости. Решение задачи получается более изящным и доходчивым. Матричная запись решения определяет и рациональный порядок выполнения отдельных действий, т.е. алгоритм расчёта. Существенно облегчается и программирование решения задачи при использовании ПЭВМ. При этом возможным оказывается использование различных стандартных операций с матрицами. Это позволяет резко сократить время, потребное для программирования и отладки программы.

Если полученную ранее схему замещения (рис.2.1) рассматривать как направленный граф (рис.2.2), то удаётся воспользоваться её обобщённым аналитическим

представлением, пригодным для любой частной схемы. При этом аналитическое представление сложных схем получается с использованием наименьшего количества исходной информации.

В направленном графе пронумерованы все узлы и ветви, каждая ветвь имеет начальную вершину и конечную вершину, т.е. ей присвоено направление, показанное стрелкой. Нумерация узлов и ветвей принимается в общем случае такой, чтобы узел, где подключен источник питания, имел нулевой номер. Этот узел называется узлом баланса или базисным узлом. В каждом узле графа может быть приложена нагрузка в виде задающего тока или мощности, но могут быть и узлы без нагрузки.

Для схемы с выбранными положительными направлениями ветвей можно составить матрицу M , отражающую соединение ветвей в узлах. Эта матрица называется первой матрицей инцидентий. Каждая строка i этой матрицы соответствует определённому независимому узлу схемы, имеющему тот же номер i . Каждый столбец j этой матрицы соответствует ветви с тем же номером j . На пересечении строки i и столбца j этой матрицы помещается положительная единица, если ветвь j соединена с узлом i своей начальной вершиной, т.е. имеет направление от данного узла i . На пересечении строки i и столбца j помещается отрицательная единица, если ветвь j направлена к узлу i , т.е. соединена с ним своей конечной вершиной. Наконец, на пересечении строки i и столбца j помещается нуль, если ветвь j не соединена с узлом i непосредственно.

По матрице M можно восстановить схему соединений. Матрица M полностью заменяет схему и даёт возможность выполнять аналитическое решение задач в общем виде, не имея схемы в развёрнутом виде. В развёрнутом виде эта матрица нужна только для выполнения числового расчёта для конкретной схемы.

В каждой строке матрицы M должно быть не менее одной положительной или отрицательной единицы. В каждом столбце матрицы M может быть только одна положительная и одна отрицательная единицы. Если в данном столбце имеется только одна единица, то это значит, что второй вершиной данная ветвь соединена с базисным узлом.

Матрица M получается прямоугольной. Она должна иметь столько строк, сколько схема имеет независимых узлов, и столько столбцов, сколько в схеме ветвей.

Для приведённых схем (рис.2.1, 2.2) замещения и направленного графа матрица M имеет вид рис.2.3.

Наряду с рассмотренной матрицей M , отражающей соединение ветвей в узлах для более полной характеристики схемы иногда используют вторую матрицу инцидентий N , которая отражает соединение ветвей в независимые контуры.

Эти матрицы инцидентий – первая M и вторая N – отражают только электрические связи; наличие магнитных связей (через взаимную индуктивность или трансформацию) в них не отражается.

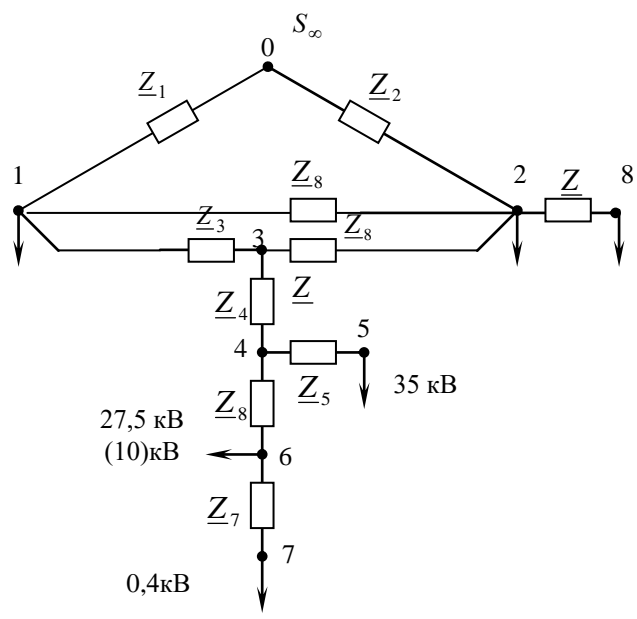


Рисунок 2.1 - Схема замещения системы внешнего электроснабжения и тяговой подстанции №3

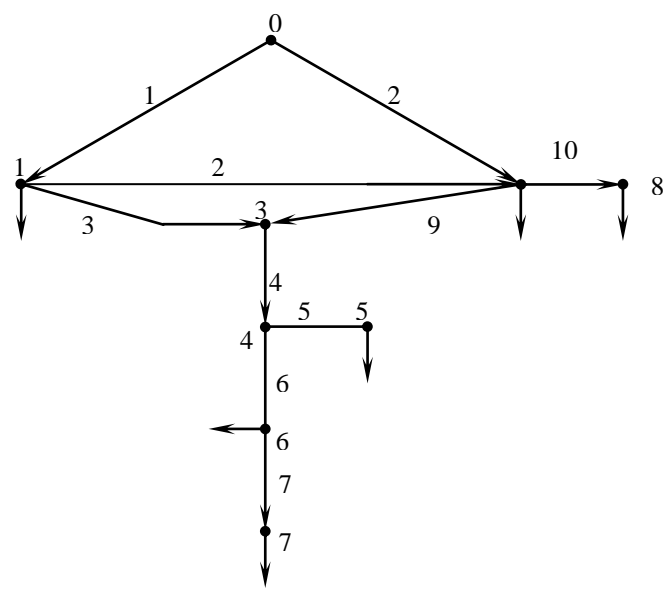


Рисунок 2.2 - Направленный граф

Матрица M позволяет записать уравнение первого закона Кирхгофа следующим образом:

$$M \cdot \mathcal{I} = \mathcal{I}_k, \quad (2.31)$$

где \mathcal{I} – комплексная матрица полных токов в ветвях; \mathcal{I}_k – комплексная матрица полных задающих токов в узлах.

Матрица N позволяет записать уравнение второго закона Кирхгофа следующим образом:

$$N \cdot \mathcal{E} = \mathcal{E}_k, \quad (2.32)$$

где \mathcal{E} – комплексная матрица полных э.д.с. ветвей схемы; \mathcal{E}_k – комплексная матрица суммарных полных э.д.с., действующих в контурах.

$$M = \begin{vmatrix} -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{vmatrix}$$

Рисунок 2.3. Матрица соединений ветвей в узлах

$$\underline{Z}_B = \begin{vmatrix} R+jx & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R+jx & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R+jx & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R+jx & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R+jx & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R+jx & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R+jx & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R+jx & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R+jx & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R+jx & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R+jx & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R+jx \end{vmatrix}$$

Рисунок 2.4. Матрица сопротивлений ветвей

Результаты расчёта токов к.з.

№ точки к.з.	Трёхфазное к.з.				Двухфазное к.з.	Однофазное к.з.
	$I^{(3)}_{к},$ кА	$S_{к},$ кВ·А	$i_{y},$ кА	$I_{y},$ кА	$I^{(2)}_{к},$ кА	$I^{(1)}_{к},$ кА

Для расчёта т.к.з. необходимо знать полные сопротивления от каждого узла схемы до базисного узла. Это сопротивление называется узловым. Записанные для каждого узла схемы, они являются диагональными элементами матрицы полных узловых сопротивлений \underline{Z} . Остальные элементы этой матрицы являются взаимными узловыми сопротивлениями, записанными на соответствующих местах этой матрицы. Матрица узловых сопротивлений схемы может быть получена следующим образом:

$$\underline{Z} = (M \cdot \underline{Z}_B^{-1} \cdot M_t)^{-1}, \quad (2.33)$$

где M – первая матрица инцидентий; M_t – транспонированная первая матрица инцидентий; \underline{Z}_B – комплексная матрица полных сопротивлений ветвей схемы, приведённых к напряжению источника питания. Эта матрица диагональная (рис.2.4). Численные значения её элементов, отличные от нуля, расположены на главной диагонали. Первому элементу соответствует численное значение полного сопротивления первой ветви схемы, второму элементу соответствует численное значение полного сопротивления второй ветви схемы и т.д. Нумерация сопротивлений ветвей схемы соответствует нумерации ветвей, принятой при составлении матрицы M .

По известным узловым сопротивлениям схемы может быть получена матрица т.к.з. для всех узлов схемы одновременно по формуле:

$$\underline{I}_{к.з.} = \underline{U}_{н0} \cdot \underline{Z}_0^{-1}, \quad (2.34)$$

где $\underline{I}_{к.з.}$ – матрица полных токов симметричного короткого замыкания для заданного режима напряжений в пункте питания; $\underline{U}_{н0}$ – матрица напряжений в узлах схемы, на первом этапе равные напряжению в пункте питания, в общем случае это комплексная матрица; \underline{Z}_0 – диагональные элементы матрицы узловых сопротивлений.

Перемножение матриц в формулах (2.31) – (2.34) следует производить справа налево. Перемножение и обращение матриц – это стандартные операции, легко реализуемые на ПЭВМ.

Действующее значение полного тока к.з.

$$I_k = |\underline{I}_{к.з.}| = \sqrt{I_{к.з.a}^2 + I_{к.з.p}^2}, \quad (2.35)$$

где $I_{к.з.a}$ – действительная часть полного тока к.з.; $I_{к.з.p}$ - мнимая часть полного тока к.з.

Эту операцию по определению действующих значений полных токов к.з. можно выполнить для всех элементов матрицы I к.з. одновременно.

Так как питание места к.з. осуществляется от системы бесконечной мощности, то найденные значения токов I_k будут равны начальному значению периодической составляющей тока к.з. ($I_{но}$) и установившемуся току к.з. (I_{∞}), и току к.з. для произвольного момента времени (I_t).

Как известно мощность трёхфазного симметричного к.з. в узле может быть определена по формуле:

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_k, \quad (2.36)$$

где U_{cp} - среднее напряжение источника питания.

Эта операция может быть выполнена для всех узлов схемы и записана матрица мощностей к.з.

Далее находится ударный ток к.з. по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_k, \quad (2.37)$$

где K_y – ударный коэффициент для высоковольтных цепей тяговой подстанции равен 1,8, а для низковольтных 1,3.

Действующее значение ударного тока

$$I_y = I_k \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}. \quad (2.38)$$

При известных ударных коэффициентах для всех узлов можно получить матрицы мгновенного и действующего значения ударного тока.

Расчёт токов несимметричных коротких замыканий. Наряду с определением симметричного к.з. (трёхфазного) при проверке оборудования тяговых подстанций переменного тока необходимо знать и токи несимметричного к.з. – двухфазного на шинах 27,5 кВ. Также, для проверки короткозамыкателя необходимо знать ток однофазного к.з. на шинах 110 кВ.

В общем случае расчёт токов несимметричных к.з. может быть выполнен методом симметричных составляющих путём использования изложенных выше матричных формул. При выполнении данного курсового проекта можно воспользоваться упрощенным подходом.

Ток двухфазного к.з. может быть найден через известное соотношение между током трёхфазного $I_k^{(3)}$ и двухфазного $I_k^{(2)}$ к.з.

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_k^{(3)}}{2}. \quad (2.39)$$

Для ОРУ 2x25 кВ ток к.з. между контактным проводом и средней точкой вторичной

обмотки понижающего трансформатора, соединённой с рельсами подъездного пути подстанции, может быть найден по выражению:

$$I_k = \frac{U_n}{2 \cdot \underline{Z}_S + Z_{ТП}}, \quad (2.40)$$

где U_n – номинальное напряжение – 25 кВ; \underline{Z}_S – сопротивление связи энергосистемы с шинами тяговой подстанции; $Z_{ТП}$ – сопротивление однофазного понижающего трансформатора вычисленное по формуле:

$$Z_{ТП} = \frac{2 \cdot U_k \cdot U_n^2}{100 \cdot S_n}, \quad (2.41)$$

где U_k – напряжение к.з. понижающего трансформатора, %; S_n – номинальная мощность понижающего трансформатора, МВ·А.

Ток к.з. между контактным и питающим проводом в ОРУ 2х25 кВ может быть определен по выражению (2.40), где U_n – номинальное напряжение – 50 кВ; \underline{Z}_S – сопротивление связи энергосистемы с шинами тяговой подстанции, вычисленное при $U_n = 50$ кВ; $Z_{ТП}$ – сопротивление однофазного понижающего трансформатора (при $U_n = 50$ кВ).

Ток однофазного к.з. $I_k^{(1)}$ на стороне 110 кВ может быть найден через соотношение между ним и трёхфазным к.з.:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot I_k^{(3)}}{2 + \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{1\Sigma}}} = 0,55 \cdot I_k^{(3)}, \quad (2.42)$$

где $Z_{1\Sigma}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности до точки к.з.; $Z_{0\Sigma}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности до точки к.з.

Тяговые подстанции обычно получают питание от системы внешнего электроснабжения по двум одноцепным ЛЭП со стальным грозозащитным тросом (с односторонним заземлением), для которых сопротивление нулевой последовательности в 3,5 раза больше сопротивления прямой последовательности.

Расчёт тока к.з. на шинах 3,3 кВ. Установившийся ток к.з. на шинах 3,3 кВ определяется по выражению:

$$I_{к.уст.} = \frac{1,1 \cdot I_{дн} \cdot N}{S_{НПР.ТР.} / S_{к.з.} + \frac{U_k}{100}}, \quad (2.43)$$

где $I_{дн}$ – номинальный выпрямленный ток выпрямительного агрегата; N – число выпрямительных агрегатов, нормально находящихся в работе № 1; $S_{НПР.ТР.}$ – мощность преобразовательных трансформаторов, питающих выпрямительный агрегат; $S_{к.з.}$ – мощность к.з. на шинах переменного тока, от которых питаются преобразовательные трансформаторы; U_k – напряжение к.з. преобразовательного трансформатора, %.

Представление результатов расчёта. Расчёты токов короткого замыкания могут

быть выполнены как на ПЭВМ, так и вручную. Для выполнения расчётов на ПЭВМ следует воспользоваться учебной программой *D:PAKULIN TK3 UP*, которая работает в диалоговом режиме и после запуска сама запрашивает необходимые данные, или выполнить расчеты в сфере *MATHCAD*. Результаты расчётов представляются в виде машинной распечатки. Результаты расчёта показателей режима к.з. вручную следует представить в итоговых таблицах (табл.2.3).

2.5. Проверка оборудования тяговой подстанции

Общие указания. Выбранное по условиям длительного режима оборудование тяговой подстанции следует проверить на электродинамическую и термическую стойкость.

Согласно ПУЭ /5/ на электродинамическую стойкость не проверяют аппараты и проводники, защищённые предохранителями с плавкими вставками на ток до

60 А, а также аппараты и шины цепей трансформаторов напряжения при условии их расположения в отдельной камере.

В общем случае, для проверки электродинамической стойкости оборудования необходимо находить механические напряжения в материале оборудования $\sigma_{расч}$ и сравнивать их с допустимым значением $\sigma_{дон}$ в соответствии с условием:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон} \cdot \quad (2.44)$$

Непосредственно такой подход реализуется только для проверки жёстких шин. Для остальной типовой электрической аппаратуры используется косвенный подход, при котором заводы-изготовители приводят гарантийный ток к.з., при котором обеспечивается электродинамическая стойкость, т.е. должно соблюдаться условие:

$$i_y \leq i_{дин(пред.скв)}, \quad (2.45)$$

где i_y – расчётное значение ударного тока к.з.; $i_{дин(пред.скв)}$ – каталожное нормируемое значение динамического (предельного сквозного) тока к.з.

При проверке на термическую стойкость оборудования также используется косвенный подход, при котором определяется не температура нагрева оборудования, а характеризующие её показатели.

Для шин проверка на термическую стойкость заключается в определении наименьшего сечения $q_{наим.}$, термически устойчивого при к.з.

$$q_{ш} \geq q_{наим.}, \quad (2.46)$$

где $q_{ш}$ - выбранное по $I_{р.наиб.}$ сечение шин.

Для остальной аппаратуры проверка на термическую стойкость заключается в сравнении расчётного теплового импульса тока к.з. B_K с нормируемым значением B_H :

$$B_K \leq B_H \cdot \quad (2.47)$$

Нормируемый тепловой импульс B_H задаётся либо непосредственно в каталогах, либо определяется через приводимые значения тока I_T и время t_T термической стойкости

$$B_H = I_T^2 \cdot t_T. \quad (2.48)$$

Расчётный тепловой импульс может быть определен по выражению

$$B_K = I_{I0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (2.49)$$

где I_{I0} – начальное значение периодической составляющей тока к.з.; T_a – постоянная времени аperiodической составляющей тока к.з. (принять $T_a = 0,05$ с).

Время, в течение которого проходит ток к.з., равно

$$t_{откл} = t_3 + t_6, \quad (2.50)$$

где t_3 – время действия защиты рассматриваемой цепи, (табл.1.4 задания); t_6 - полное время отключения выключателя до погасания дуги, /8, с.46-57/.

Токоведущие части и изоляторы. В РУ-10 кВ сборные шины и ошиновка выполняются жёсткими алюминиевыми проводниками, а при напряжении 27,5 кВ и выше – гибкими сталеалюминевыми проводами с площадью сечения не менее 70 мм² (по условиям механической прочности и коронобразования).

Гибкие провода ОРУ на электродинамическую стойкость не проверяют в виду большого расстояния между фазами.

Жесткие алюминиевые шины РУ-3,3 кВ на электродинамическую устойчивость не проверяют, так как полное время отключения к.з. в цепях постоянного тока очень мало (сотые доли секунды), и при этом ток к.з. не достигает установившегося значения.

В общем случае жёсткие шины на электродинамическую стойкость проверяют в соответствии с выражением (2.47). Определение $\sigma_{расч.}$ выполняется по известной методике /3, с.73-75; 11, с.52-56/.

Проверка шин на термическую устойчивость производится по выражению (2.46). При этом наименьшее сечение $q_{наим.}$, при котором протекание тока к.з. не вызывает нагрев проводника выше кратковременно допустимой температуры, определяется по выражению:

$$q_{наим.} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (2.51)$$

где B_K – тепловой импульс к.з., находится по выражению (2.49); C – константа, значение которой для алюминиевых шин равно 90, размерность C (А·с^{1,2}/мм²).

Для крепления шин в распределительных устройствах используются опорные, проходные и подвесные изоляторы. Для проходных изоляторов должно соблюдаться условие $I_n \geq I_{р.наиб.}$, а $F_{расч.} = 0,5 \cdot f \cdot l$,

где I_n – номинальный ток проходного изолятора; f – удельное усилие на изолятор; l – длина пролёта между опорными изоляторами.

Изоляторы, на которых крепятся токоведущие части в распределительных

устройствах, проверяются в соответствии с выражением:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (2.52)$$

где $F_{дон}$ – допустимая нагрузка на изолятор; $F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр.}$ ($F_{разр.}$ – разрушающее усилие приводится в каталогах); $F_{разр.}$ – сила, действующая на изолятор. Её расчёт ведётся обычным способом и приведён /3, с.73-75; 8, с.99/.

Изоляторы РУ-3,3 кВ на термическую стойкость не проверяются.

Высоковольтные выключатели переменного тока. Помимо проверки на электродинамическую и термическую стойкость в соответствии с выражениями (2.45) и (2.47) высоковольтные выключатели проверяются ещё на отключающую и включающую способность.

Отключающая способность выбранного выключателя проверяется для момента расхождения контактов τ на симметричный ток отключения $I_{нт}$ и возможность отключения апериодической составляющей $i_{ат}$, а также по параметрам напряжения восстановления на контактах выключателя после погасания дуги.

Время τ от начала к.з. до расхождения контактов выключателя определяют по выражению:

$$\tau = t_{з.наим.} + t_{св}, \quad (2.53)$$

где $t_{з.наим.}$ – наименьшее время действия релейной защиты, принимается 0,01 с; $t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, время от момента подачи импульса на электромагнит отключения выключателя до момента расхождения контактов, принимается по каталогу /7, с.193-206/.

В курсовом проекте источником питания является система бесконечной мощности ($S_c = \infty$), поэтому $I_{нт}$ равно действующему значению тока к.з., т.е. $I_{нт} = I_k$.

Тогда условие проверки на симметричный ток отключения имеет вид:

$$I_{н.откл} \geq I_k, \quad (2.54)$$

где $I_{н.откл}$ – номинальный ток отключения выключателя (берётся по каталогу).

Проверка на отключение апериодической составляющей тока к.з. производится по условию:

$$i_{ат} \leq i_{а.ном}, \quad (2.55)$$

где $i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока к.з. в момент расхождения контактов выключателя:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (2.56)$$

где $T_a = 0,05$ с; $i_{а.ном}$ – номинальное нормируемое значение апериодической составляющей тока к.з.

Значение $i_{a.ном}$ находится по выражению:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{н.откл}, \quad (2.57)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное содержание аperiодической составляющей. Может быть найдено по выражению:

$$\beta_{ном} = e^{-\tau/0,045}. \quad (2.58)$$

Для выключателей, имеющих $\tau \geq 0,09$ с, принимается $\beta_{ном} = 0$. В этом случае проверку выключателя можно производить только на симметричный ток отключения.

Проверку выключателя по параметрам восстанавливающего напряжения обычно не производят, так как в подавляющем большинстве случаев реальные условия восстановления напряжения на контактах выключателя соответствуют условиям испытания выключателя.

Проверка выключателя на включающую способность производится по условиям:

$$I_k \leq I_{вкл.ном}; \quad i_y \leq i_{вкл.ном}, \quad (2.59)$$

где $I_{вкл.ном}$ – действующее значение номинального тока включения (даётся в каталогах); $i_{вкл.ном}$ – амплитудное значение номинального тока включения (даётся в каталогах).

Разъединители. Проверка разъединителей производится по условиям (2.45) и (2.47).

Разъединители РУ-3,3 кВ на электродинамическую и термическую стойкость не проверяются.

Быстродействующие выключатели (БВ) постоянного тока. Проверяются на отключающую способность по условию

$$I_{к.наиб.} \leq I_{откл.мах}, \quad (2.60)$$

где $I_{к.наиб.}$ – установившийся ток к.з. на шинах 3,3 кВ, определяется по выражению (2.43); $I_{откл.наиб.}$ – наибольший ток отключения БВ /2, с. 213-242/.

На электродинамическую и термическую устойчивость БВ не проверяются.

Трансформаторы тока (ТА). Выбираются по общим условиям выбора (2.13) и (2.14) и проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

Дополнительно ТА проверяются на соответствие классу точности для номинальной нагрузки. Порядок и условие такой проверки приводятся, например, в /7, с.113-116; 10, с.108-116/. Необходимый класс точности определяется типом и назначением присоединённых приборов. Если к трансформатору тока будут подключены счётчики электроэнергии, то он должен иметь класс точности 0,5 и выше, а для подключения реле защит и щитовых приборов достаточно иметь класс точности 1 или 3.

Трансформаторы напряжения (ТН). Выбираются в зависимости от места установки по напряжению, классу точности (в соответствии с подключаемыми к ним измерительными приборами и реле) и проверяются по суммарной вторичной нагрузке на соответствие классу точности. Порядок такой проверки приведён в /7, с.94-97; 113-116; 10, с.93-97/.

2.6. Выбор типа, числа конденсаторов и реактора для компенсирующего устройства тяговых подстанций переменного тока

В соответствии с заданием на тяговых подстанциях переменного тока 27,5 кВ предусматривается установка (в «отстающую» фазу) поперечной ёмкостной компенсации (КУ) заданной мощности (табл.1.2).

По заданной мощности КУ по /2, табл.11.3/ выбирается число последовательно и параллельно соединённых конденсаторов соответствующего типа, а также реактор.

В проекте следует привести схему установки КУ и кратко описать принцип её работы, руководствуясь /3, с.264-273; 7, с.93/.

2.7. Выбор сглаживающего устройства тяговых подстанций постоянного тока

В соответствии с «Правилами защиты устройств связи от влияния тяговой сети электрических железных дорог постоянного тока» рекомендуется на тяговых подстанциях применять двухзвенные резонансно-апериодические сглаживающие устройства по схемам, предложенным ВНИИЖТом и Западно-Сибирской железной дорогой /2, с.264-272/ или однозвенные для 12-ти пульсовых выпрямителей /8, с. 52-53/.

В курсовом проекте для тяговой подстанции постоянного тока необходимо выбрать одно из этих сглаживающих устройств, привести его схему и параметры, а также кратко описать принцип его работы. Установить разрядное устройство /2, с. 316-322/.

2.8. Выбор аккумуляторной батареи и зарядно-подзарядного устройства

Выбор аккумуляторной батареи на напряжение 220 В заключается в определении типового номера батареи, состоящей из свинцово-кислотных аккумуляторов стационарного типа (СК), расчёте числа последовательно включённых элементов, выборе зарядно-подзарядного устройства (ЗПУ).

Полные рекомендации по выбору аккумуляторной батареи приведены в /2, с.283-298; 3, с.250-252; 7, с. 103-107; 10, с.502-506/.

2.9. Расчёт защитного заземляющего устройства

Защитное заземляющее устройство тяговой подстанции сооружается в соответствии с требованиями, предъявляемыми к электроустановкам выше 1 кВ в сетях с эффективно заземлённой нейтралью /11, с. 19-21; 5, с. 67-73/.

Заземляющее устройство должно состоять из горизонтальных и вертикальных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала на территории тяговой подстанции на глубине $t_T = 0,5 - 0,7$ м прокладывают продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединяют их между собой в заземляющую сетку.

По плану расположения электрооборудования в соответствии с нормативными требованиями по расположению продольных и поперечных горизонтальных

заземлителей определяют общую длину горизонтальных заземлителей L_{Γ} .

В условиях курсового проекта, когда план расположения электрооборудования не разрабатывается, L_{Γ} можно определить приближённо по выражению $L_{\Gamma} \approx 22 \cdot \sqrt{S}$, где S – площадь территории тяговой подстанции, м^2 .

Длина вертикального заземлителя может быть принята l_B не менее 7 м. Для снижения эффекта взаимного экранирования вертикальные заземлители следует размещать по периметру горизонтальной заземляющей сетки на расстоянии $a \geq 2 \cdot l_B$ друг от друга. Число вертикальных заземлителей определяется выражением

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (2.62)$$

Сопротивление заземляющего устройства R состоящего из горизонтальной сетки и вертикальных заземлителей, определяется выражением /12, с.388/:

$$R = \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_{\Gamma} + n_B \cdot l_B}, \quad (2.63)$$

где A – коэффициент, учитывающий влияние вертикальных электродов:

l_B/\sqrt{S}	0,03	0,08	0,12	0,24	0,5
A	0,42	0,39	0,36	0,32	0,26

$t_{\text{омн}}$ – относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{\text{омн}} = \frac{l_B + t_{\Gamma}}{\sqrt{S}} \quad (2.64)$$

Общее сопротивление заземляющего устройства R_3 следует определять с учётом естественных заземлителей R_e , сопротивление которых можно принять равными 2 - 3 Ом. Тогда значение R_3 будет равно:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} \quad (2.65)$$

После этого проверяется выполнение условия $R_3 \leq 0,5$ Ом.

Если оно не выполняется, то следует изменить конструктивные параметры заземляющего устройства (L_{Γ} , l_B , n_B) и повторить расчёт.

При выполнении условия $R_3 \leq 0,5$ Ом расчёт заземляющего устройства считается законченным.

В заключении определяется потенциал заземления в аварийном режиме и сравнивается с допустимым значением:

$$R_3 \cdot I_3^{(1)} \leq 10 \text{ кВ}, \quad (2.66)$$

где $I_3^{(1)}$ – ток однофазного короткого замыкания в РУ-110 кВ, кА.

Если $R_3 \cdot I_3^{(1)} > 5 \text{ кВ}$, то должны предусматриваться меры по защите отходящих кабелей связи и телеуправления.

Особенности защитного заземления РУ-3,3 кВ тяговых подстанций постоянного тока. При перекрытии изоляции в РУ-3,3 кВ ток к.з. достигает десятков килоампер. Ток к.з. стекает через заземляющее устройство в землю и через рельс по цепи отсоса возвращается на «минус» шину. Такой режим представляет опасность как для обслуживающего персонала, так и для подземных коммуникаций (кабели, трубы водоснабжения и канализации и др.). Иногда такое повреждение может длительно не устраняться со стороны данной или смежной подстанций, что особенно опасно. Поэтому с целью снижения капитальных затрат заземляющее устройство оборудуется специальной быстродействующей защитой, называемой земляной, отключающей подстанцию по постоянному току со всех сторон при перекрытии изоляции в РУ-3,3 кВ. При этом с мощностью короткозамыкателя контур заземления подстанции соединяется с рельсовым фидером, что приводит к увеличению тока к.з., так как из цепи к.з. исключается реактор.

2.10. Экономическая часть проекта

В экономической части проекта необходимо определить годовые эксплуатационные расходы и себестоимость переработки электроэнергии на тяговой подстанции, отпускаемой на тягу поездов.

Годовые внеэксплуатационные расходы C_{Σ} включают в себя стоимость потерь электроэнергии $C_{\Delta W}$, отчисления на амортизацию оборудования тяговой подстанции C_{α} , расходы на обслуживание и текущий ремонт $C_{рем}$ и годовой фонд зарплаты работников тяговой подстанции

$$C_{\Sigma} = C_{\Delta W} + C_{\alpha} + C_{рем} + C_{зарпл}. \quad (2.67)$$

Годовые потери электроэнергии в понизительном трансформаторе, подлежащие оплате можно определить по формуле:

$$\Delta W_T = \Delta P_x \cdot T + K_{\phi}^2 \cdot R_{TP} \cdot \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{cp}^2 \cdot T}, \quad (2.68)$$

где W_P – количество активной электроэнергии отпускаемой на тягу поездов в год, кВт·ч (см. табл.1.2 и 1.3); W_Q – количество реактивной электроэнергии, потребляемой на тягу поездов в год, квар·ч; U_{cp} – среднее напряжение на точке установки учёта, 10 кВ; K_{ϕ} – коэффициент формы графика нагрузки, можно принять равным 1,4; T – время работы понизительного трансформатора в году, 8760 ч; R_{TP} – активное сопротивление трансформатора, Ом; ΔP_x – потери холостого хода трансформатора (каталожные данные), кВт·ч.

При определении количества реактивной энергии, потребляемой на тягу, можно принять коэффициент реактивной мощности равным 0,25 и 0,5, соответственно для тяговых подстанций постоянного и переменного тока.

Стоимость 1 кВт часа электроэнергии β_{Σ} , оборудования подстанций, обслуживания и ремонта задаются преподавателем.

Годовой фонд заработной платы зависит от штата работников тяговой подстанции и

их должностных окладов. В связи с этим в проекте для заданной тяговой подстанции по /7, табл.31.6/ следует выбрать метод её оперативного обслуживания, а по /7, табл.31.7/ соответствующую численность персонала тяговой подстанции.

Усреднённые значения должностных месячных окладов работников подстанции задаются преподавателем.

В годовой фонд заработной платы необходимо включить средства материального поощрения в размере 40 % от заработной платы.

После определения годовых эксплуатационных расходов $C_{\text{э}}$ следует определить себестоимость переработки электроэнергии $\beta_{\text{пер}}$ коп/кВт·ч:

$$\beta_{\text{пер}} = \frac{C_{\text{э}}}{W_{\text{год}}}, \quad (2.69)$$

где $W_{\text{год}}$ – количество переработанной за год электроэнергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Григорьев В.Л., Гаранин М.А. Методическое руководство к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности 190401 - Электроснабжение железных дорог. - Самара.: СамГУПС, 2009. - 37 с.
2. Силовое оборудование тяговых подстанций железных дорог. ОАО РЖД . – М.: «Транпорт», 2004 г. – 384 с.
3. Бей Ю.М., Мамошин Р.Р., Пупынин В.Н., Шалимов М.Г. Тяговые подстанции/ Учебник для вузов железнодорожного транспорта.– М.: Транспорт, 1986.– 319 с.
4. Правила устройства системы тягового электроснабжения железных дорог Российской Федерации.– М.: МПС РФ, 1997.– 78 с.
5. Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Дополненное с исправлениями. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2000, - 608 с.
6. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.– М.: Энергоатомиздат, 1987.– 648 с.
7. Справочник по электроснабжению железных дорог.Т.2./ Под ред. К.Г. Марквардта.– М.: Транспорт, 1981.– 392 с.
8. Барковский Б.С., Магай Г.С., Маценко В.П. и др./Под ред. Шалимова. Двенадцатипульсовые полупроводниковые выпрямители тяговых подстанций.– М.: Транспорт, 1979.– 127 с.
9. Пакулин А.Г. Уменьшение потерь и повышение качества электрической энергии в системе тягового электроснабжения: Учебное пособие. – Самара: СамИИТ, 1991.– 59 с.
10. Почаевец А.Г. Электрические подстанции: Учеб. для техникумов и колледжей ж.д. транспорта.- М.: Желдориздат, 2001.-512 с.
11. Инструкция по заземлению устройств электроснабжения на электрифицированных железных дорогах,– М.: Транспорт, 1985,- 48 с.
12. Маньков В.Д., Забраничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустановок: Справочник. СПб.: Политехника, 2005. – 400с.