

Содержание

Введение.....	4
1 Исходные данные для расчета.....	5
2 Разработка схемы внешнего электроснабжения.....	6
3 Составление структурной схемы тяговой подстанции.....	11
4 Расчет трансформаторной мощности тяговой подстанции постоянного тока.....	12
5 Выбор силовых трансформаторов.....	13
6 Расчет трехфазных токов короткого замыкания на шинах РУ ТП.....	16
6.2 Составление расчетной схемы и схемы замещения.....	17
7 Составление схем главных электрических соединений.....	33
8 Расчет максимальных рабочих токов.....	34
9 Выбор оборудования для расчетной тяговой подстанции.....	37
9.1 Выбор токоведущих частей (проводников).....	37
9.2 Выбор изоляторов.....	38
9.3 Выбор разъединителей для ЗРУ.....	40
9.4 Выбор измерительных трансформаторов.....	40
Заключение.....	42
Список использованных источников.....	43
Приложение А – План проектируемой тяговой подстанции постоянного тока.....	44
Приложение Б – Однолинейная схема электроснабжения проектируемой тяговой подстанции.....	45

					Проектирование тяговой подстанции			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Селюков			Лит	Лист	Листов	
Провер.		Загорцев				3	45	
Реценз.					Пояснительная записка			
Н. Контр.					БелГУТ, кафедра «Локомотивы»			
Утверд.								

Введение

Одним из основных элементов системы электроснабжения электрифицированных железных дорог являются тяговые и трансформаторные подстанции. Они осуществляют преобразование одного уровня напряжения в другой. На тяговых подстанциях (ТП) постоянного тока переменный ток преобразуется в постоянный. Назначение тяговых подстанций – электроснабжение тяговых (электровозы, электропоезда), нетяговых железнодорожных (линии СЦБ, депо, вокзалы и т. д.), а также районных (заводы, фабрики, сельхозпредприятия, жилые здания и т. д.) потребителей.

Соответственно в курсовой работе будут решены следующие цели и задачи:

1) Составление схемы внешнего электроснабжения тяговых подстанций переменного тока, осуществление сравнения взаимного расположения электростанций и тяговых подстанций и выбор наиболее оптимального варианта.

2) Составление структурной схемы электроснабжения.

3) Расчет суммарных мощностей распределительных устройств расчетной тяговой подстанции, выбор по данным мощностям понизительных трансформаторов.

4) Расчет трехфазных токов короткого замыкания и максимальных рабочих токов во всех РУ ТП для выбора соответствующего оборудования.

5) Разработка схем главных электрических соединений (СГЭС) ТП.

6) Выбор жестких и гибких проводников в ОРУ и ЗРУ переменного тока, коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей), трансформаторов тока, а также приборов ограничения перенапряжения.

									Лист
									4
		№ докум.	Подпись						

1 Исходные данные для расчета

Таблица 1.1 – Параметры схемы внешнего электроснабжения

l_1 , км	l_A , км	l_{AB} , км	l_B , км	l_2 , км	L , км	$U_{ЛЭП}$, кВ	Тип ТП	Расчетное РУ	Тип ЛЭП
80	30	80	25	-	150	220	Транзитная	35	20

Таблица 1.2 – Мощности для питания тяги и нетяговых потребителей

Мощность на тягу, P , кВт	Трансформаторная мощность для питания нетяговой нагрузки по фидерам(ФНТП)								
	S_{35} , кВт			$S_{27,5}$, кВт			S_{10} , кВт		
	1ФНТП	2ФНТП	3ФНТП	1ФНТП	2ФНТП	3ФНТП	1ФНТП	2ФНТП	3ФНТП
8900	2900	1700	4300	-	-	-	3600	-	-

Таблица 1.3 – Параметры источников питания СВЭ

Источник А			Источник В		
$S_c(N_T \cdot P_T)$	$\cos \varphi_T$	X_{*d}	$S_c(N_T \cdot P_T)$	$\cos \varphi_T$	X_{*d}
1700 МВА	-	-	2x63 МВт	0,84	0,14

Таблица 1.4 – Количество промежуточных ТП между двумя опорными ТП

Род тока	Тип ЛЭП	$U_{ЛЭП}$, кВ	Число ТП между двумя опорными			$L_{МАХ}$, км
			Всего	Транзитных	Отпаечных	
Постоянный	Двухцепная на общих опорах	220	5	5	0	90

Таблица 1.5 – Электрические параметры выпрямителя

Тип преобразователь	$U_{дн}$	$I_{дн}$	Охлаждение	Установка	Тип вентиля	Схема выпрямителя	Число вентиля
На блоках ВСЕ1-4В	4	3150	Естественное воздушное на тепловых трубах	Наружная или внутренняя	ДЛ-173-2500-24	12ППС	48

2 Разработка схемы внешнего электроснабжения

Согласно правилам, схема внешнего электроснабжения (СВЭ) электрифицированной железной дороги должна обеспечивать питание ТП от энергосистемы потребителей с электроприемниками I категории. Это означает, что каждая ТП должна иметь двухстороннее питание. При этом выход из работы любой из подстанций (секции шин) энергосистемы или любого участка ЛЭП не должен приводить к отключению ТП. Среднее расстояние между ТП не должно превышать при системе электроснабжения постоянного тока – 15 км. Число и типы ТП между двумя опорными зависят от типа и уровня напряжения питающей ЛЭП, а также рода тока, на котором электрифицируется участок. Составление СВЭ заданного варианта необходимо привести в соответствии с таблицей 1.4.

Составление СВЭ производится в следующем порядке:

1) на участке заданной длины следует расположить наименее возможное количество тяговых подстанций с учетом вида тяги и соответственно, расстояния между ТП. Принимается, что на концах участка устанавливаются ТП.

2) из всех подстанционных участков выбираются опорные тяговые подстанции с учетом типовых схем внешнего электроснабжения таблицы 1.1.

Опорные ТП соединяются с помощью ЛЭП с источниками питания. В результате будет получено несколько вариантов СВЭ, из которых необходимо выбрать оптимальный.

Для определения общего количества ТП на электрифицируемом участке длиной L воспользуемся формулой (1.1)

$$N_{ТП} = \int \left(\frac{L}{l_{max}} \right) + 1, \quad (1.1)$$

где $\int ()$ – функция, определяющая количество промежутков между ТП, значение в функции округляется в большую сторону;

l_{max} – максимальное расстояние между ТП (для постоянного тока составляет не более 15 км).

Составим план схемы внешнего электроснабжения (рисунок 2.1). Изобразим длину линии по заданию, а также расположение источников питания.

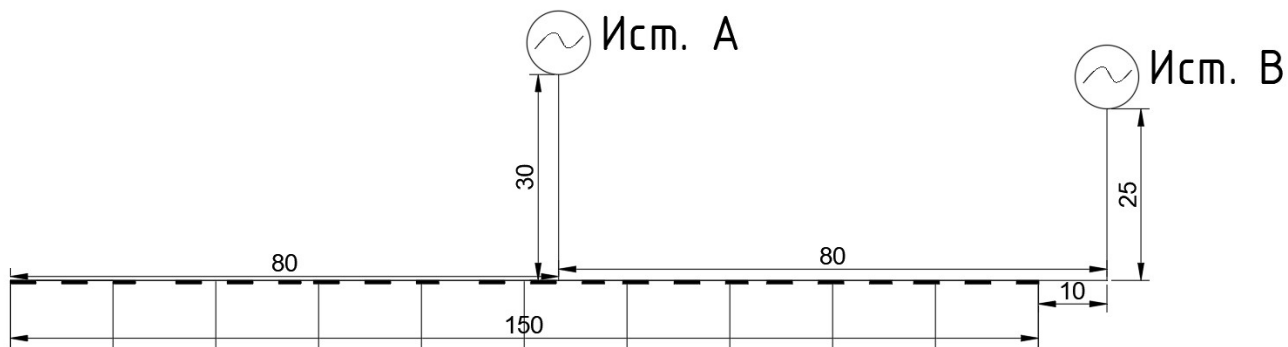


Рисунок 2.1 – План схемы внешнего электроснабжения

Если максимальное расстояние между ТП при электрической тяге на постоянном токе составляет 15 км, то общее количество ТП участка длиной 145 км составит:

$$N_{ТП} = \int \left(\frac{150}{15} \right) + 1 = 11.$$

Для наиболее выгодного расположения источников питания СВЭ, а также для обоснованных затрат высоковольтных ЛЭП, необходимо оптимально близко расположить опорные подстанции к источникам питания. Рассмотрим несколько вариантов расположения.

Первый вариант – ТП расположены на одинаковом расстоянии друг от друга.

$$L_{cp} = \frac{150}{10} = 15 \text{ км.}$$

Второй вариант – 5 подстанций, начиная с левого края, расположены через 16 км, а остальные через 14 км.

Третий вариант – 5 подстанций, начиная с левого края, расположены через 13 км, а остальные на расстоянии 17 км.

Три варианта расположения подстанций приведены на рисунке 2.2.

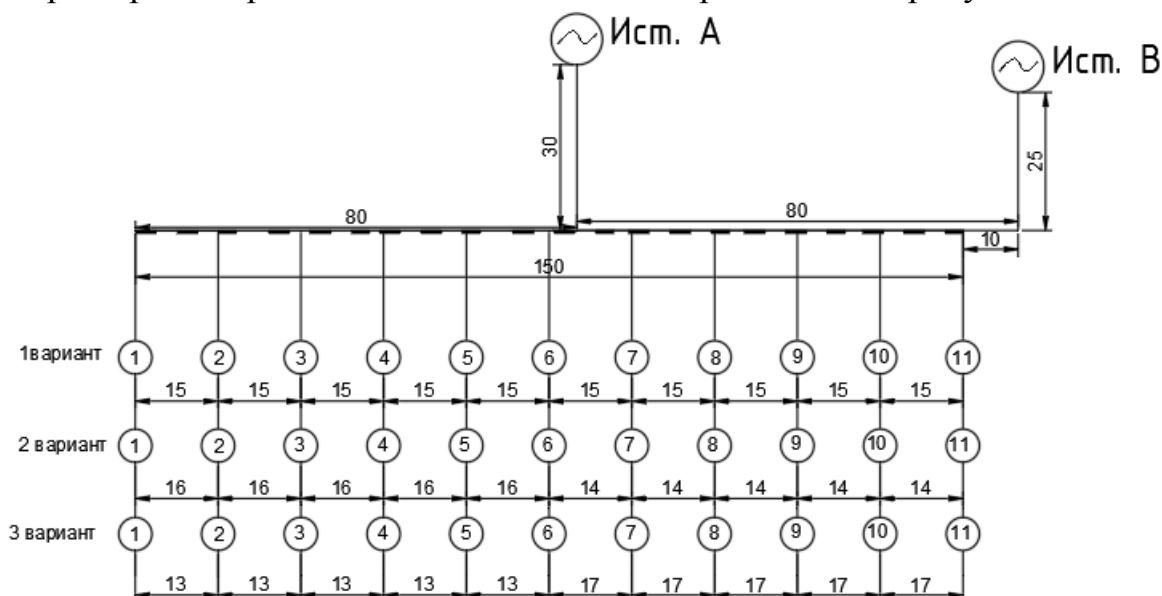


Рисунок 2.2 – Варианты расположения тяговых подстанций

Варианты расположений подстанций представлены на рисунках 2.3 – 2.5.

При составлении СВЭ по таблице 1.4 определим число и тип ТП между двумя опорными ТП и максимальное расстояние между двумя опорными ТП L_{MAX} .

При составлении СВЭ нам необходимо с минимальными затратами на ЛЭП расположить опорные ТП от источников питания.

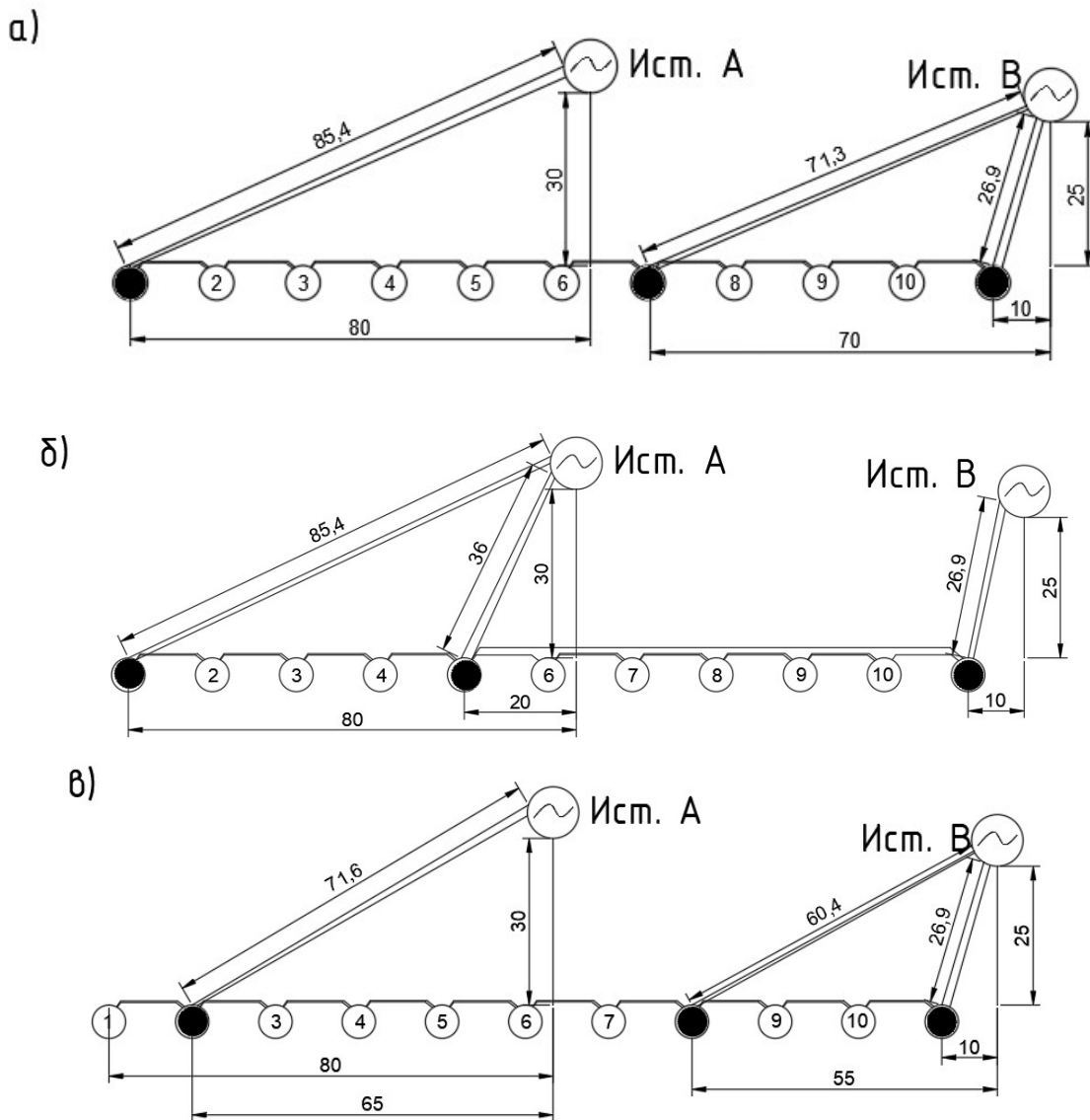


Рисунок 2.3 – Варианты составления СВЭ для первого варианта расположения тяговых подстанций

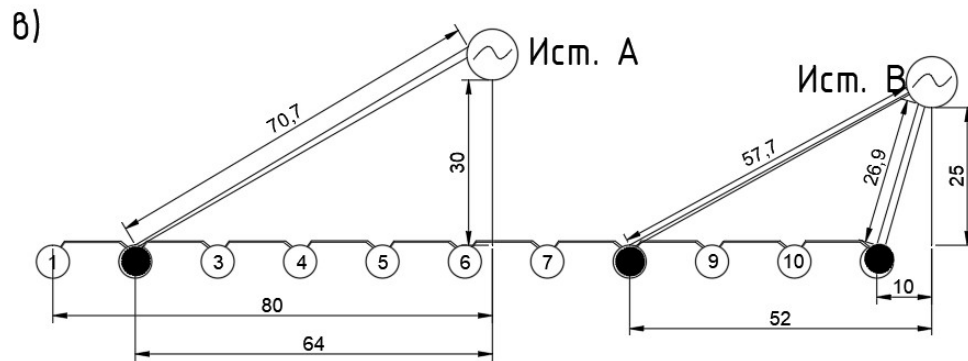
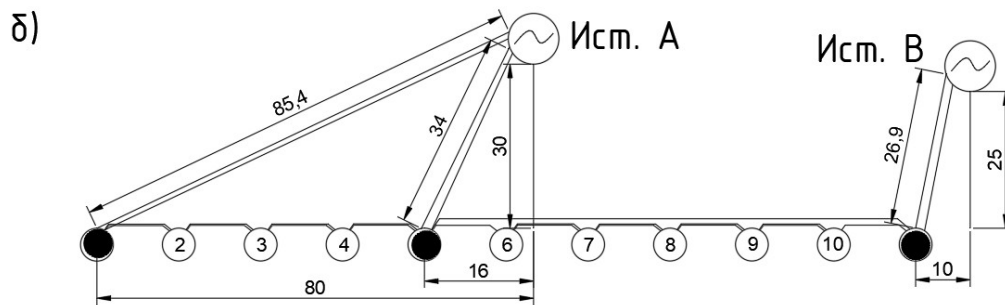
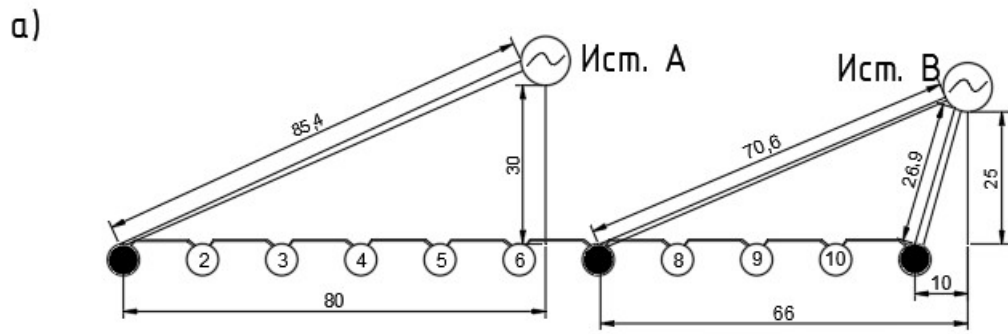
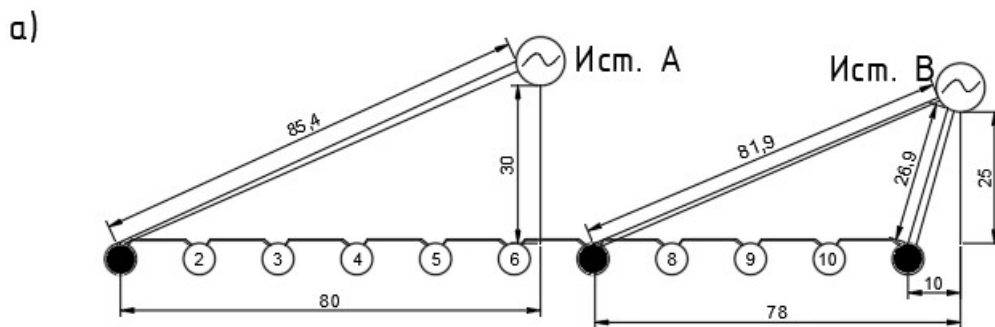


Рисунок 2.4 – Варианты составления СВЭ для второго варианта расположения тяговых подстанций



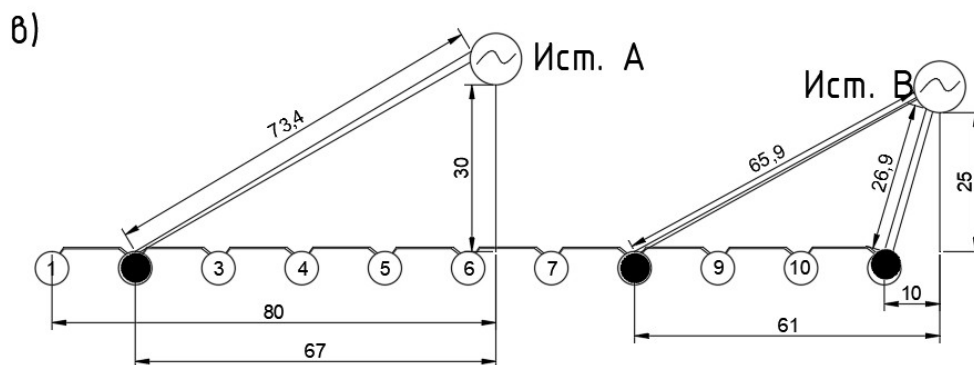
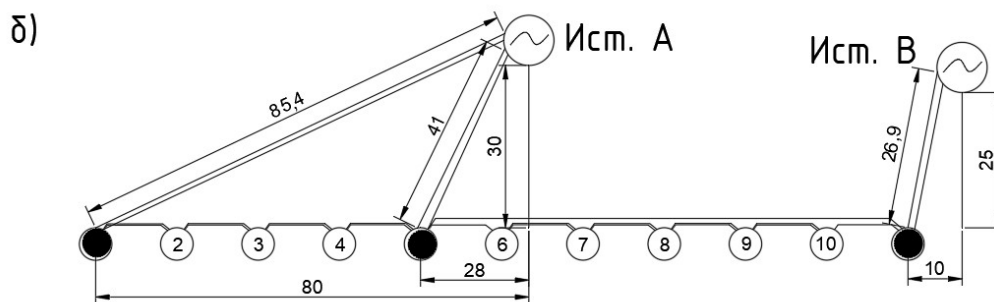


Рисунок 2.5 – Варианты составления СВЭ для третьего варианта расположения тяговых подстанций

Таблица 2.1 – Количество промежуточных ТП между двумя опорными ТП

Вариант расположения	Вариант СВЭ	Количество опорных ТП	Суммарная длина ЛЭП от источников питания до опорных ТП, км
1	а	3	$85,4 + 71,3 + 26,9 = 183,6$
	б	3	$85,4 + 36 + 26,9 = 148,3$
	в	3	$71,6 + 60,4 + 26,9 = 158,9$
2	а	3	$85,4 + 70,6 + 26,9 = 182,9$
	б	3	$85,4 + 34 + 26,9 = 146,3$
	в	3	$70,7 + 57,7 + 26,9 = 155,3$
3	а	3	$85,4 + 81,9 + 26,9 = 194,2$
	б	3	$85,4 + 41 + 26,9 = 153,3$
	в	3	$73,4 + 65,9 + 26,9 = 166,2$

Исходя из суммарных длин ЛЭП, выберем 2б вариант расположения тяговых подстанций с 3 опорными подстанциями. В этом случае общая длина ЛЭП составляет 154,1 км.

3 Составление структурной схемы тяговой подстанции

После составления СВЭ, в соответствии с заданным типом подстанции представленном в таблице 1, выберем одну расчетную тяговую подстанцию.

Исходя из данных варианта, составим структурную схему ТП, укажем наличие РУ всех напряжений, трансформаторов и фидеров.

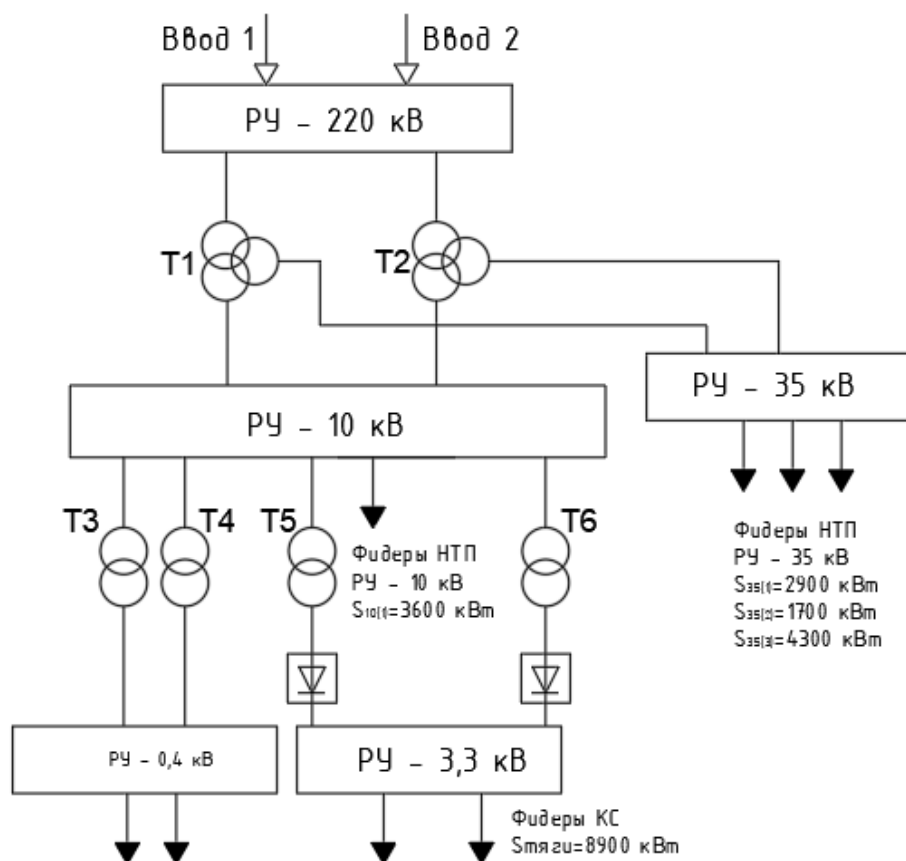


Рисунок 3.1 – Структурная схема расчетной ТП 8

В начале структурной схемы находится распределительное устройство 220 кВ к которому присоединены два трехобмоточных трансформатора (Т1, Т2). Они понижают напряжение до 35 кВ и 10 кВ.

От распределительного устройства 10 кВ при помощи трансформаторов Т5 и Т6 происходит понижение напряжения до 3,3 кВ. И при помощи одного фидеров питаются нетяговых потребителей (НТП). Так же Т3 и Т4 происходит понижение до 0,4 кВ для собственных нужд подстанции.

4 Расчет трансформаторной мощности тяговой подстанции постоянного тока

Расчётная трансформаторная мощность ТП постоянного тока для совместного питания тяговой нагрузки и нетяговых потребителей S определяется по формуле:

$$S=(S_{\Sigma 35}+S_{\Sigma 10})k_p; \quad (4.1)$$

$$S_{\Sigma 10}=(S_T+n_{TCH} \cdot S_{TCH}+S_{НТП})k_p; \quad (4.2)$$

$$S_T=\frac{P_T}{\cos\varphi}, \quad (4.3)$$

где $S_{\Sigma T}$ – мощность тяговой нагрузки, кВА;

$S_{\Phi 10}$ – мощность нетяговых потребителей в РУ-10 кВ, кВА;

$S_{\Sigma 35}$ – суммарная мощность фидеров НТП, потребляемой РУ-35;

n_{TCH} – количество трансформаторов на собственные нужды, для опорной ТП;

S_{TCH} – мощность одного трансформатора на собственные нужды;

k_p – коэффициент, учитывающий разновременность наступления максимумов нагрузок, $k_p = 0,97$ [1];

$\cos\varphi$ – величина косинуса угла сдвига первой гармоники сетевого тока ПА относительно питающего напряжения, $\cos\varphi = 0,98$ [1].

Суммарную мощность фидеров НТП, потребляемой РУ-35 кВ ТП переменного тока вычислим по формуле

$$S_{\Sigma 35}=(S_{1\Phi НТП}+S_{2\Phi НТП}+S_{3\Phi НТП})k_p, \quad (4.4)$$

где $S_{1\Phi НТП}$ – мощность первого фидера НТП, $S_{1\Phi НТП} = 2900$ кВА ; .

$S_{2\Phi НТП}$ – мощность второго фидера НТП, $S_{2\Phi НТП} = 1700$ кВА ;

$S_{3\Phi НТП}$ – мощность третьего фидера НТП, $S_{3\Phi НТП} = 4300$ кВА ;

Тогда по формуле (4.4) получим

$$S_{\Sigma T 35}=(2900+1700+4300) \cdot 0,97=8633 \text{ кВА};$$

Согласно формуле 4.3 мощность тяговой нагрузки составляет

$$S_T=\frac{8900}{0,98}=9081,6 \text{ кВА}.$$

Используя значения, полученные по формулам (4.3) и (4.4) вычислим суммарную мощность тяговой нагрузки

$$S_{\Sigma 10}=(9081,6+2 \cdot 400+3600) \cdot 0,97=13077,1 \text{ кВА}.$$

С учетом значений, полученных при расчете формул, расчетная трансформаторная мощность ТП постоянного тока для совместного питания тяговой нагрузки и нетяговых потребителей составит

$$S=(8633+13077,1) \cdot 0,97=21058,8 \text{ кВА}.$$

						Лист
						12
		№ докум.	Подпись			

5 Выбор силовых трансформаторов

5.1 Повышающие трансформаторы электростанций

Генераторы на электростанциях вырабатывают электроэнергию с напряжением 6, 10, 15 или 20 кВ. Чтобы передать эту энергию потребителям на достаточно большие расстояния, необходимо повысить напряжение до 110 кВ или выше. Для этого на электростанциях после генераторов устанавливают повышающие двухобмоточные трансформаторы. Число таких трансформаторов равно числу генераторов, а мощность одного трансформатора должна быть не ниже мощности одного генератора.

$$S_{ТТ} \geq S_{НГ} \quad (5.1)$$

где $S_{ТТ}$ – номинальная мощность повышающего трансформатора, установленного после генератора;

$S_{НГ}$ – номинальная мощность одного генератора.

Для заданных двух генераторов, мощностью $P = 63$ МВт, переведем активную мощность в полную:

$$S_{НГ} = \frac{P}{\cos\varphi}, \quad (5.2)$$

$$S_{НГ} = \frac{63}{0,84} = 75 \text{ МВА}.$$

Выбираем два повышающих трансформатора ТДЦ-80000/220.

Таблица 5.1– Характеристики силового трехфазного масляного трансформатора

Тип трансформатора	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$\Delta P_{ХХ}$, кВт	$\Delta P_{КЗ}$, кВт	U_K , %	i_0 , %	Схема соединения
ТДЦ-80000/220	230	6,3;10,5	85	310	10,5	0,6	Y _н /Δ-11

5.2 Головные понижающие трансформаторы подстанций

На ТП устанавливают два головных понижающих трансформатора. При этом должна быть обеспечена возможность как параллельной, так и отдельной работы трансформаторов. В последнем случае работающий трансформатор должен обеспечивать питание тяговой нагрузки при заданных размерах движения поездов, а также питание нетяговых потребителей I-й и II-й категории.

Однако экономически невыгодно принимать мощность каждого трансформатора из обеспечения всей расчетной трансформаторной мощности подстанции. Допустимая перегрузка масляных трансформаторов может достигать 40% сверх номинальной не более шести часов в сутки в течение пяти суток подряд. Следовательно, стандартная номинальная мощность одного головного понижающего трансформатора $S_{ГТ}$ может быть найдена по следующей формуле:

								Лист
								13
		№ докум.	Подпись					

$$S_{ГТ} \geq \frac{S}{k_{ПЕР}}, \quad (5.3)$$

где S – расчетная трансформаторная мощность ТП;
 $k_{ПЕР}$ коэффициент допустимой перегрузки трансформатора по отношению к его номинальной мощности; для масляных трансформаторов $k_{ПЕР} = 1,4$.

$$S_{ГТ} \geq \frac{21058,8}{1,4} = 15042 \text{ МВА};$$

Выбираем трансформатор ТДТН-25000/220У1.

Таблица 5.2 – Характеристики силового трехобмоточного трансформатора

Тип трансформатора	$U_{ВН}$, кВ	$U_{СН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$\Delta P_{ХХ}$, кВт	$\Delta P_{КЗ}$, кВт	$U_{КВ-С}$, %	$U_{КВ-Н}$, %	$U_{КС-Н}$, %	i_0 , %
ТДТН-25000/220У1	230	38,5	6,6;10,5	50	135	12,5	22	9,5	1,1

5.3 Трансформаторы для питания собственных нужд подстанций

На ТП цепи собственных нужд переменного тока напряжение 380/220 В получают питание от трансформаторов собственных нужд. На подстанциях постоянного тока ТСН подключают к шинам питания преобразовательных трансформаторов (6, 10, 35 кВ), а на подстанциях переменного тока – к шинам питания тяговой нагрузки (27,5 кВ).

Таблица 5.3 – Характеристики силового трехфазного двухобмоточного масляного трансформатора

Тип трансформатора	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$\Delta P_{ХХ}$, кВт	$\Delta P_{КЗ}$, кВт	$U_{К}$, %	i_0 , %	Схема соединения
ТМ-400/10	10	0,4	1,35	5,5	4,5	2,1	Y/ Y _н -0

5.4 Преобразовательные трансформаторы

Преобразовательные трансформаторы устанавливаются на подстанциях постоянного тока и, кроме обеспечения гальванической развязки, служат для согласования напряжений питающей и контактной сети. Их число и тип определяются числом и типом преобразователей, которые должны быть установлены на подстанции.

Определяется число выпрямителей $N_{В}$. Для этого находят значение выпрямленного тока подстанции $I_{д\ ТП}$, исходя из заданного значения мощности для питания тяговой нагрузки $P_{ТЯГИ}$:

$$I_{д\ ТП} = \frac{P_{ТЯГИ}}{U_{дН}}, \quad (5.4)$$

где $U_{дН}$ – номинальное выпрямленное напряжение на шинах подстанции,

								Лист
								14
		№ докум.	Подпись					

равное 3,3 кВ.

$$I_{dHTI} = \frac{8900}{3,3} = 2696,9 \text{ кА.}$$

По заданному типу выпрямителей находят их число $N_{B \text{ РАСЧ}}$:

$$U_{B \text{ РАСЧ}} = \frac{I_{dHTI}}{I_{dH}}, \quad (5.4)$$

где I_{dH} – номинальный ток заданного выпрямителя.

$$N_{B \text{ РАСЧ}} = \frac{2696,9}{3150} = 0,856 ;$$

Полученное значение $N_{B \text{ РАСЧ}}$ необходимо округлить до большего целого и увеличить на единицу, то есть принять один резервный выпрямитель. Примем число преобразовательных трансформаторов равное двум. По рассчитанному числу и по заданному типу преобразователей [15, табл. А.3 и А.4] выбирают типы преобразовательных трансформаторов, параметры следует свести в таблицы и изобразить на СГЭС, указав на схеме типы и схемы соединения обмоток всех силовых трансформаторов.

Таблица 5.4 – Характеристики силового преобразовательного трансформатора

Тип трансформатора	U_{1H} , кВ	I_{1H} , А	S_{1H} , кВА	U_{dH} , кВ	I_{dH} , А	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт	U_K , %	i_0 , %	Схема соединения
ТМПУ -12500/ЖУ1 (12ПН)В	10,0	650	11400	3,3	3150	14,5	71,5	7,5	0,9	Y _н /Δ-11

6 Расчет трехфазных токов короткого замыкания на шинах РУ ТП

6.1 Порядок расчета токов короткого замыкания (КЗ)

Определение токов в КЗ является важнейшим этапом проектирования любого электротехнического сооружения. На основании результатов вычислений производят:

- выбор и проверка силового оборудования;
- расчет типов и уставок релейных защит;
- расчет заземляющих устройств;
- расчет устойчивости электрических систем.

Последовательность расчета токов КЗ на шинах РУ переменного тока можно разбить на шесть этапов.

Первый этап заключается в составлении расчетной схемы электрической цепи. На схеме должны быть указаны все источники питания, ЛЭП трансформаторы и прочие элементы, которые имеют достаточно большое сопротивление по отношению к токам КЗ. На расчетной схеме расставляются:

- 1) все ступени напряжений;
- 2) точки КЗ на сборных шинах РУ подстанции;
- 3) параметры элементов расчетной схемы, которые необходимы для определения сопротивлений элементов.

Второй этап заключается в составлении схемы замещения, на которой каждый элемент расчетной схемы заменяется индуктивным сопротивлением. Для расчета сопротивлений схемы замещения применим метод относительных единиц.

Третий этап заключается в преобразовании схемы замещения к простейшему виду (рисунок 6.1). Преобразование производится до тех пор, пока каждый источник не будет связан с точкой КЗ через отдельное результирующее сопротивление. При упрощении схемы необходимо пользоваться правилами последовательно и параллельно соединенных сопротивлений.

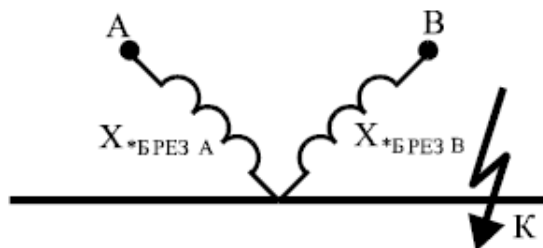


Рисунок 6.1 – Схема преобразования результирующего сопротивления до точки КЗ

Четвертый этап заключается в расчете тока, который будет протекать в точке К при трехфазном симметричном КЗ, равный сумме токов, протекающих в каждой ветви.

$$I_{\text{ПОС}} = I_{\text{ПОА}} + I_{\text{ПОВ}}. \quad (6.1)$$

Для расчета тока КЗ от источника-энергосистема воспользуемся методом относительных единиц, при источнике-генератор ток КЗ, рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{I_B}{X_{\dot{i}B_{\text{рез}}}}; \quad (6.2)$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{I_B E'_{\dot{i}}}{x_{\dot{i}B_{\text{рез}}}}; \quad (6.3)$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{\text{ср}}},$$

где I_B – базисный ток КЗ;

S_B – базисное значение мощности, принимаемое равным 1000 МВА;

$U_{\text{ср}}$ – среднее значение напряжение РУ, где рассчитывается ток КЗ;

$E'_{\dot{i}}$ – относительное значение ЭДС генераторов равной 1,8.

Таблица 6.1 – Величины на шинах РУ тяговых подстанций

U_n , кВ	220	110	35	27,5	10	6	3	0,38	0,22
$U_{\text{ср}}$, кВ	230	115	37	26,2	10,5	6,3	3,15	0,4	0,23

Пятый этап – расчет ударного тока КЗ по действующему значению тока КЗ:

$$i_y = 2,55 I_{\text{ПОС}}. \quad (6.4)$$

Шестой этап – расчет мощности короткого замыкания:

$$S_{\text{кз}} = \sqrt{3} U_{\text{ср}} I_{\text{ПОС}} \quad (6.5)$$

6.2 Составление расчетной схемы и схемы замещения

Для составления расчетной схемы выбираем один из вариантов СВЭ, в котором по заданию определяем расчетную ТП. Расчетной примем ТП2. Затем по исходным данным таблицы 1 и таблицы 3, а также структурной схеме, расставляем заданные ступени напряжения, параметры элементов расчетной схемы и точки КЗ.

Расчетная схема для опорной ТП4 переменного тока приведена на рисунке 6.2, согласно [1].

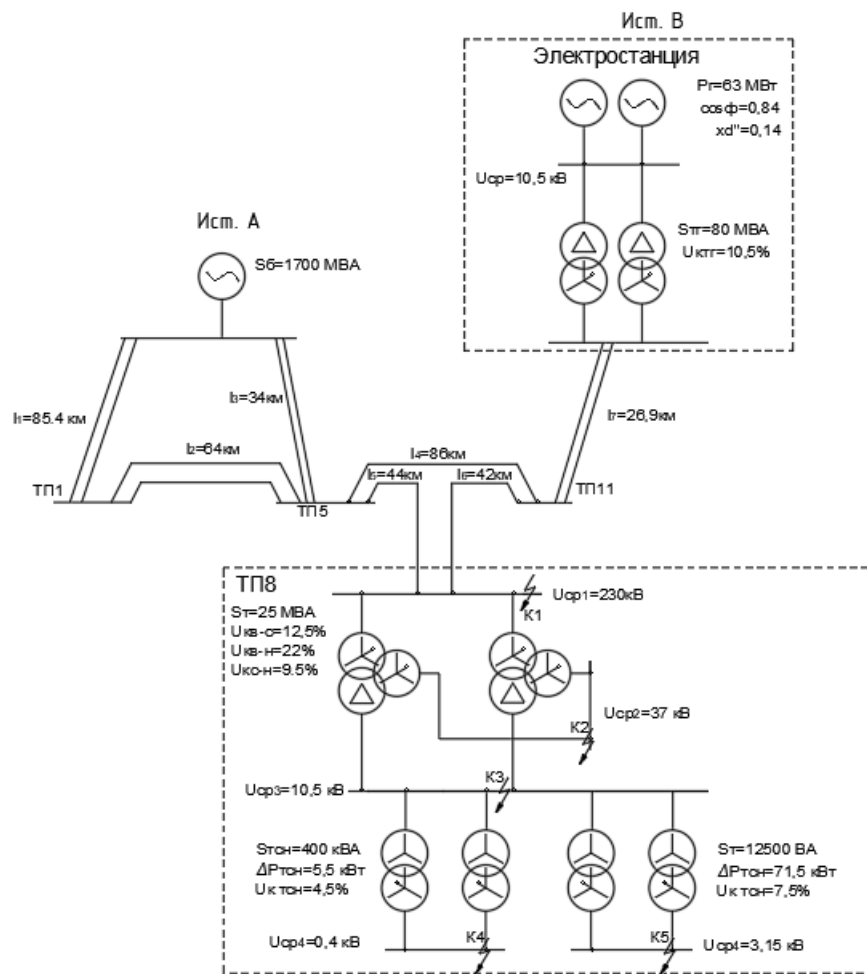


Рисунок 6.2 – Расчетная схема для транзитной ТП8

По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой элементы расчетной схемы заменяются индуктивными сопротивлениями при $S_{HT} \geq 1000$ кВА и индуктивно-активными сопротивлениями при $S_{HT} < 1000$ кВА.

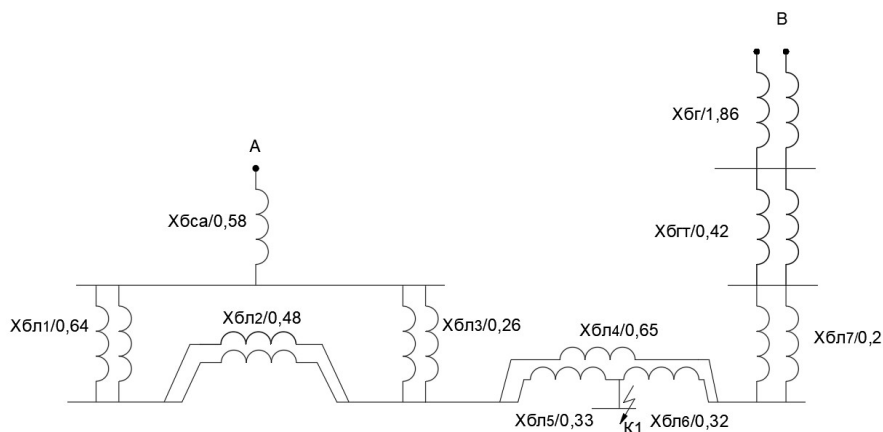


Рисунок 6.3 – Схема замещения электрической цепи ТП8

Определим сопротивления источников питания:

– для источника-система

$$X_{iBCA} = \frac{S_B}{S_A}; \quad (6.6)$$

где S_B – базисное значение мощности, $S_B = 1000$ МВА;
 S_A – мощность энергосистемы источника A , МВА.

$$X_{iBCA} = \frac{1000}{1700} = 0,58;$$

– для источника-генератор

$$X_{iBG} = X_{id} \cdot \frac{S_B}{S_G} \quad (6.7)$$

где S_G – полная мощность одного генератора, МВА;
 X_{id} – относительное сопротивление обмоток повышающего трансформатора.

$$X_{iBG} = 0,14 \cdot \frac{1000}{75} = 1,86;$$

Определим сопротивление повышающего трансформатора:

$$X_{BTG} = \frac{u_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{TG}} \quad (6.8)$$

где S_{TG} – мощность выбранного повышающего трансформатора, МВА;
 $u_{к, \%}$ – испытательное напряжение КЗ выбранного повышающего трансформатора.

$$X_{BTG} = \frac{u_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{TG}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 0,42.$$

Выполним расчет относительных базисных сопротивлений элементов цепи КЗ по рисунку 6.3.

Найдем сопротивление линии электропередачи (ЛЭП) от источника A до ТП2.

$$X_{iБЛ1} = x_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2} \quad (6.9)$$

где x_0 – удельное сопротивление одного километра длины линии (одной цепи) принимаем равным 0,4 Ом/км;

l – длина линии, км;

U_{cp} – среднее значение напряжения РУ тяговых подстанций, где рассчитывается ток КЗ, кВ.

$$X_{iБЛ1} = 0,4 \cdot 85,4 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,64.$$

По аналогии рассчитываем сопротивления линий $X_{iБЛ2} - X_{iБЛ7}$.

$X_{iБЛ2} = 0,48$; $X_{iБЛ3} = 0,26$; $X_{iБЛ4} = 0,65$; $X_{iБЛ5} = 0,33$; $X_{iБЛ6} = 0,32$; $X_{iБЛ7} = 0,2$.

Находим напряжение КЗ каждой обмотки силового трехобмоточного трансформатора ТДТН-25000/220У1.

$$u_{кв} = 0,5 (u_{кв-с} + u_{кв-н} - u_{кв-н}); \quad (6.10)$$

$$u_{кв} = 0,5(u_{кв-с} - u_{кв-н} + u_{кв-н}); \quad (6.11)$$

$$u_{кв} = 0,5(u_{кв-с} + u_{кв-н} - u_{кв-н}), \quad (6.12)$$

где $u_{кв-с}$, $u_{кв-н}$, $u_{кв-н}$

– напряжение КЗ для каждой пары обмоток трансформатора.

$$u_{кв} = 0,5(12,5 + 22 - 9,5) = 12,5\%;$$

$$u_{кв} = 0,5(12,5 - 22 + 9,5) = 0\%;$$

$$u_{кв} = 0,5(-12,5 + 22 + 9,5) = 9,5\%.$$

Так как $u_{кв}$ получилась меньше нуля, то принимаем $u_{кв} = 0$. Произведем расчет сопротивлений обмоток головного трансформатора:

$$X * i_{БТВ} = \frac{u_{кв, \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T}; i \quad (6.13)$$

$$X * i_{БТС} = \frac{u_{кв, \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T}; i \quad (6.14)$$

$$X * i_{БТН} = \frac{u_{кв, \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T}; i \quad (6.15)$$

где S_T – мощность выбранного головного трансформатора, МВА.

Произведем расчет сопротивлений всех сторон головного трансформатора:

$$X * i_{БТВ} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 5; i$$

$$X * i_{БТС} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0; i$$

$$X * i_{БТН} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 3,8; i$$

где S_T – мощность выбранного головного трансформатора, МВА.

Рассчитаем сопротивление трансформатора собственных нужд:

$$Z * i_{БТСН} = \frac{u_{квсн, \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ТСН}}; i \quad (6.16)$$

$$R * i_{БТСН} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ТСН}} \cdot \frac{S_B}{S_{ТСН}}; i \quad (6.17)$$

$$X * i_{БТСН} = \sqrt{Z * i_{БТСН}^2 + R * i_{БТСН}^2}; i \quad (6.18)$$

$$Z * i_{БТСН} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,4} = 112,5; i$$

$$R * i_{БТСН} = \frac{5,5}{400} \cdot \frac{1000}{0,4} = 34,4; i$$

$$X * i_{БТСН} = \sqrt{112,5^2 + 34,4^2} = 117,64; i$$

Выполним преобразование схемы до точки К1.

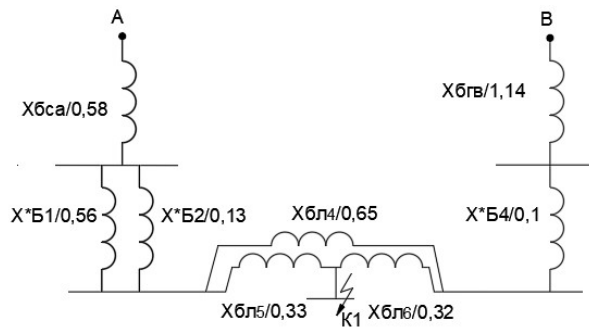


Рисунок 6.4 – Первый этап упрощения схемы ТП8 в точке К1

На рисунке 6.4 обозначено:

$$X * \dot{i}_{Б1} = \frac{X_{БЛ1}}{2} + \frac{X_{БЛ2}}{2}; \dot{i} \quad (6.19)$$

$$X * \dot{i}_{Б2} = \frac{X_{БЛ3}}{2}; \dot{i} \quad (6.20)$$

$$X * \dot{i}_{Б4} = \frac{X_{БЛ7}}{2}; \dot{i} \quad (6.21)$$

$$X * \dot{i}_{БГВ} = \frac{X_{БГ}}{2} + \frac{X_{БГТ}}{2}; \dot{i} \quad (6.22)$$

$$X * \dot{i}_{Б1} = \frac{0,64}{2} + \frac{0,48}{2} = 0,56; \dot{i}$$

$$X * \dot{i}_{Б2} = \frac{0,26}{2} = 0,13; \dot{i}$$

$$X * \dot{i}_{Б4} = \frac{0,2}{2} = 0,1; \dot{i}$$

$$X * \dot{i}_{БГВ} = \frac{1,86}{2} + \frac{0,42}{2} = 1,14; \dot{i}$$

Треугольники $X_{БЛ4}$, $X_{БЛ5}$, $X_{БЛ6}$ преобразуем в звезду представленную на рисунке 6.5.

$$X * \dot{i}_{Б5} = X * \dot{i}_{БЛ4} \cdot \frac{X * \dot{i}_{БЛ5}}{X * \dot{i}_{БЛ4} + X * \dot{i}_{БЛ5} + X * \dot{i}_{БЛ6}}; \dot{i} \quad (6.23)$$

$$X * \dot{i}_{Б6} = X * \dot{i}_{БЛ4} \cdot \frac{X * \dot{i}_{БЛ6}}{X * \dot{i}_{БЛ4} + X * \dot{i}_{БЛ5} + X * \dot{i}_{БЛ6}}; \dot{i} \quad (6.24)$$

$$X * \dot{i}_{Б7} = X * \dot{i}_{БЛ6} \cdot \frac{X * \dot{i}_{БЛ5}}{X * \dot{i}_{БЛ4} + X * \dot{i}_{БЛ5} + X * \dot{i}_{БЛ6}}; \dot{i} \quad (6.25)$$

$$X * \dot{i}_{Б8} = X * \dot{i}_{БЛ1} \cdot \frac{X * \dot{i}_{БЛ2}}{X * \dot{i}_{БЛ1} + X * \dot{i}_{БЛ2} + X * \dot{i}_{БСА}}; \dot{i} \quad (6.26)$$

$$X * \dot{i}_{Б9} = X * \dot{i}_{Б4} + X * \dot{i}_{БГВ}; \dot{i} \quad (6.27)$$

Произведем подстановку:

$$X * i_{B5} = \frac{0,65 \cdot 0,33}{0,65 + 0,33 + 0,32} = 0,165; i$$

$$X * i_{B6} = \frac{0,65 \cdot 0,32}{0,65 + 0,33 + 0,32} = 0,16; i$$

$$X * i_{B7} = \frac{0,32 \cdot 0,33}{0,65 + 0,33 + 0,32} = 0,08; i$$

$$X * i_{B8} = \frac{0,56 \cdot 0,13}{0,56 + 0,13} + 0,58 = 0,69; i$$

$$X * i_{B9} = 1,14 + 0,1 = 1,24; i$$

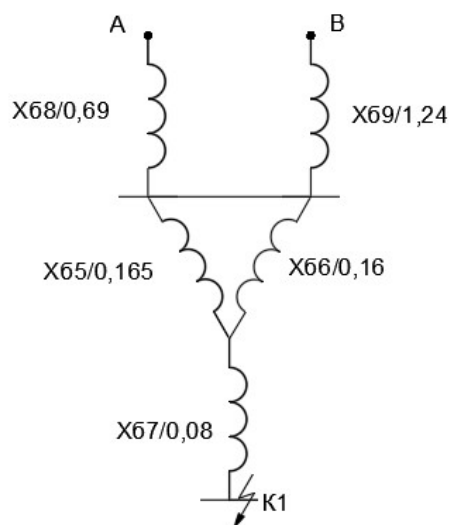


Рисунок 6.5 – Второй этап упрощения схемы замещения ТП8 в точке к.з. К1

Схемы по рисунку 6.5 нетрудно представить в виде трехлучевой звезды, показанной на рисунке 6.6.

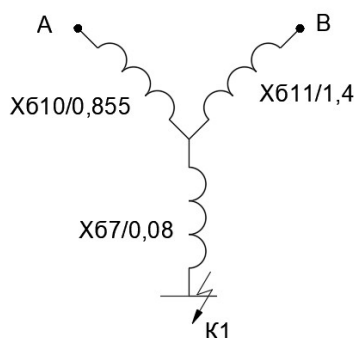


Рисунок 6.6 – Третий этап упрощения схемы замещения ТП8 в точке к.з. К1

$$X * i_{B10} = X * i_{B5} + X * i_{B8}; i \quad (6.28)$$

$$X * i_{B11} = X * i_{B6} + X * i_{B9}; i \quad (6.29)$$

$$X * i_{B10} = 0,165 + 0,69 = 0,855; i$$

$$X * i_{B11} = 0,16 + 1,24 = 1,4; i$$

Преобразовав эту звезду в треугольник, придем к конечной схеме до точки

К1. Отсутствие стороны треугольника от точки А до точки В объясняет тем, что принимаем напряжения источника питания равными по величине и совпадающими по фазе.

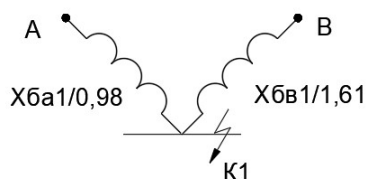


Рисунок 6.7 – Упрощенная схема замещения ТП8 в точке К1

$$X * i_{БА1} = X * i_{Б10} + X * i_{Б7} + X * i_{БЛ10} \cdot \frac{X * i_{БЛ7}}{X * i_{БЛ11}} \cdot i \cdot i \cdot i \cdot i \quad (6.30)$$

$$X * i_{БВ1} = X * i_{Б11} + X * i_{Б7} + X * i_{БЛ11} \cdot \frac{X * i_{БЛ7}}{X * i_{БЛ10}} \cdot i \cdot i \cdot i \cdot i \quad (6.31)$$

$$X * i_{БА1} = 0,855 + 0,08 + \frac{0,855 \cdot 0,08}{1,4} = 0,98; i$$

$$X * i_{БВ1} = 1,4 + 0,08 + \frac{1,4 \cdot 0,08}{0,855} = 1,61. i$$

Преобразуем схему до точки К2 с учетом рисунка 6.7. Схема замещения до точки К2 будет иметь вид, изображенный на рисунке 6.8.

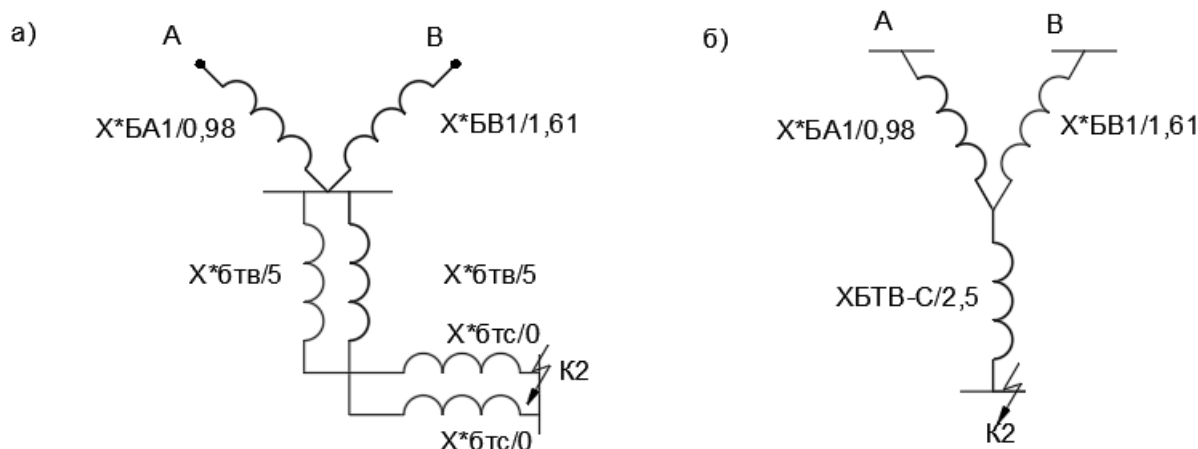


Рисунок 6.8 – Преобразование схемы замещения ТП8 до точки К2

Из схемы рисунка 6.8а получаем трёхлучевую звезд (рисунок 6.8 б):

$$X * i_{БТВ-С} = X * i_{БТВ} - \frac{X * i_{БТС}}{2}, i \cdot i \cdot i \quad (6.32)$$

$$X * i_{БТВ-С} = \frac{5-0}{2} = 2,5. i$$

Преобразовав «звезду» в «треугольник», получим окончательную схему до точки К2, показанную на рисунке 6.9 для РУ-35 кВ.

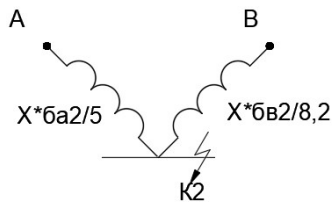


Рисунок 6.9 – Упрощенная схема замещения ТП8 в точке К2

На рисунке 6.9 обозначено:

$$X_{\dot{i}_{BA2}} = X_{\dot{i}_{BA1}} + X_{\dot{i}_{БТВ-C}} + \frac{X_{\dot{i}_{BA1}} \cdot X_{\dot{i}_{БТВ-C}}}{X_{\dot{i}_{BB1}}}; \quad (6.33)$$

$$X_{\dot{i}_{BB2}} = X_{\dot{i}_{BB1}} + X_{\dot{i}_{БТВ-C}} + X_{\dot{i}_{BB1}} \cdot \frac{X_{\dot{i}_{БТВ-C}}}{X_{\dot{i}_{BA1}}}, \dot{i} \quad (6.34)$$

$$X_{\dot{i}_{BA2}} = 0,98 + 2,5 + \frac{0,98 \cdot 2,5}{1,61} = 5,$$

$$X_{\dot{i}_{BB2}} = 1,61 + 2,5 + \frac{1,61 \cdot 2,5}{0,98} = 8,2.$$

Произведем преобразования относительно К3 на шинах РУ-10 кВ.

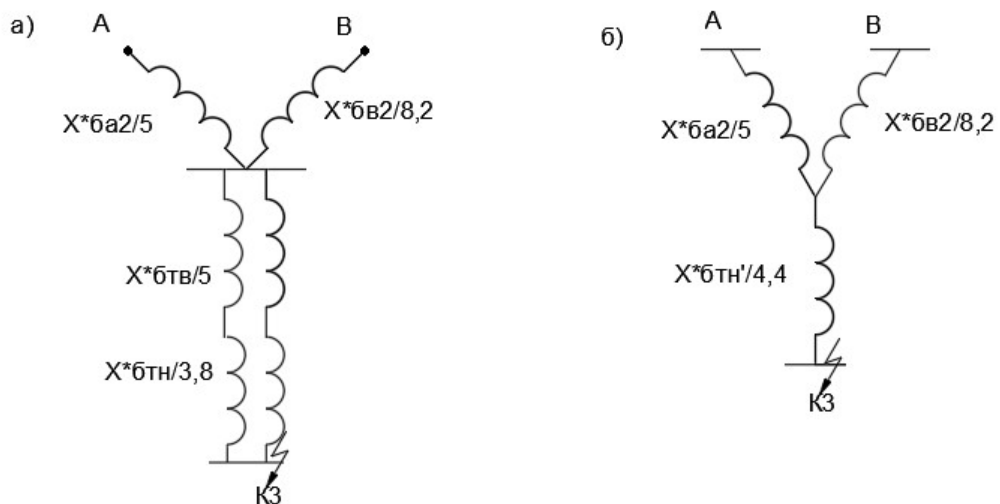


Рисунок 6.10 – Преобразование схемы замещения ТП8 до точки К3

На рисунке 6.10 обозначено:

$$X_{\dot{i}_{БТН'}} = X_{\dot{i}_{БТН}} + \frac{X_{\dot{i}_{БТВ}}}{2}, \dot{i} \quad (6.35)$$

$$X_{\dot{i}_{БТН'}} = \frac{5+3,8}{2} = 4,4.$$

Преобразовав «звезду» в «треугольник», получим окончательную схему до точки К3, показанную на рисунке 6.11 для РУ-10 кВ.

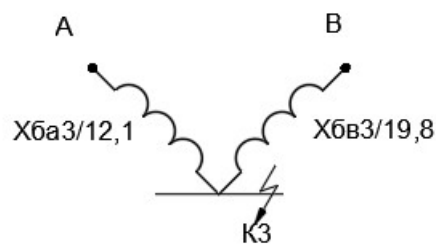


Рисунок 6.11 – Упрощенная схема замещения ТП8 в точке К3

$$X_{\dot{\iota}БA3} = X_{\dot{\iota}БA2} + X_{\dot{\iota}БТН'} + \frac{X_{\dot{\iota}БA2} \cdot X_{\dot{\iota}БТН'}}{X_{\dot{\iota}БВ2}}; \quad (6.36)$$

$$X_{\dot{\iota}БВ3} = X_{\dot{\iota}БВ2} + X_{\dot{\iota}БТН'} + \frac{X_{\dot{\iota}БВ2} \cdot X_{\dot{\iota}БТН'}}{X_{\dot{\iota}БA2}}; \quad (6.37)$$

$$X_{\dot{\iota}БA3} = 5 + 4,4 + \frac{5 \cdot 4,4}{8,2} = 12,1;$$

$$X_{\dot{\iota}БВ3} = 8,2 + 4,4 + \frac{8,2 \cdot 4,4}{5} = 19,8.$$

При преобразовании схемы до точки К4 необходимо учесть активную составляющую сопротивления трансформатора собственных нужд. Последовательность изменения схемы до точки К4 приведем на рисунках 6.12 и 6.13.

$$X_{\dot{\iota}БТН'} = \frac{X_{\dot{\iota}БТСН}}{2}; \quad (6.38)$$

$$R_{\dot{\iota}БТН'} = \frac{R_{\dot{\iota}БТСН}}{2}; \quad (6.39)$$

$$X_{\dot{\iota}БАВ4} = \frac{X_{\dot{\iota}БA3} \cdot X_{\dot{\iota}БВ3}}{X_{\dot{\iota}БA3} + X_{\dot{\iota}БВ3}}; \quad (6.40)$$

$$X_{\dot{\iota}БТН'} = \frac{117,64}{2} = 58,82;$$

$$R_{\dot{\iota}БТН'} = \frac{34,4}{2} = 17,2;$$

$$X_{\dot{\iota}БАВ4} = \frac{12,1 \cdot 19,8}{12,1 + 19,8} = 7,5.$$

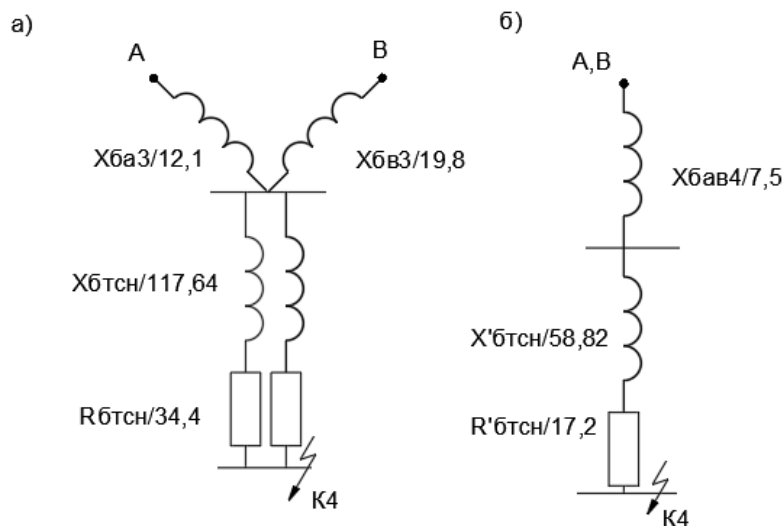


Рисунок 6.12 – Преобразование схемы замещения ТП8 до точки К4 РУ-0,4 кВ

Дальнейшие преобразование произведем в рисунке 6.13.

$$X_{\dot{i}_{БAБ5}} = X_{\dot{i}_{БAБ4}} + X'_{\dot{i}_{БТСН}}; \quad (6.41)$$

$$Z * \dot{i}_{БAБ5} = \sqrt{X_{\dot{i}_{БAБ5}}^2 + R'_{\dot{i}_{БТСН}}^2} \dot{i}; \quad (6.42)$$

$$X_{\dot{i}_{БAБ5}} = 7,5 + 58,82 = 66,32;$$

$$Z * \dot{i}_{БAБ5} = \sqrt{66,32^2 + 17,2^2} = 68,5 \dot{i}$$

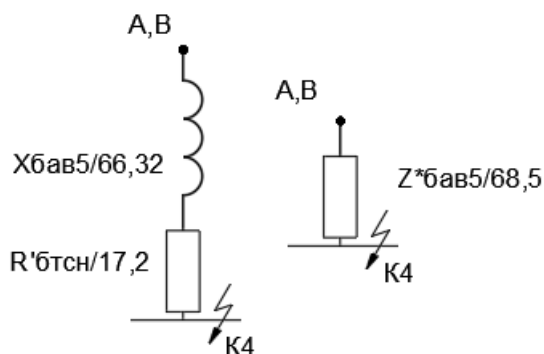


Рисунок 6.13 – Упрощенная схема замещения ТП8 в точке К4

По произведем преобразования до точки К5:

Рассчитаем сопротивление преобразовательного трансформатора:

$$Z * \dot{i}_{БТСН'} = \frac{u_{кмсн, \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ТСН}} \dot{i}; \quad (6.43)$$

$$R * \dot{i}_{БТСН'} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ТСН}} \cdot \frac{S_B}{S_{ТСН}} \dot{i}; \quad (6.44)$$

$$X * \dot{i}_{БТСН'} = \sqrt{Z * \dot{i}_{БТСН'}^2 + R * \dot{i}_{БТСН'}^2} \dot{i} \dot{i} \dot{i} \quad (6.45)$$

$$Z * i_{БТЧ}' = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{12,5} = 6; i$$

$$R * i_{БТЧ}' = \frac{71,5}{12500} \cdot \frac{1000}{12,5} = 0,45; i$$

$$X * i_{БТЧ}' = \sqrt{6^2 + 0,45^2} = 6; i$$

$$X_{i_{нпр}} = \frac{6}{2} = 3; i$$

$$R_{i_{нпр}} = \frac{0,45}{2} = 0,225; i$$

$$X_{i_{Б\Delta B5}} = \frac{12,1 \cdot 19,8}{12,1 + 19,8} = 7,5.$$

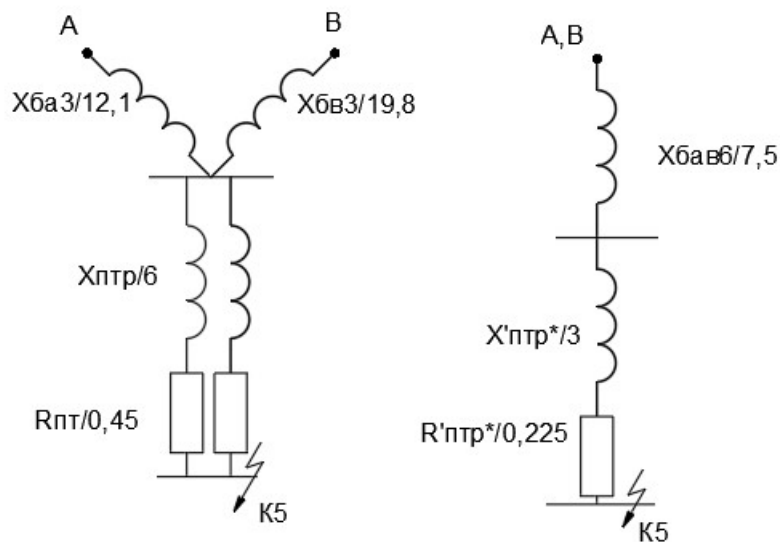


Рисунок 6.14 – Преобразование схемы замещения ТП8 до точки К5

$$X_{i_{Б\Delta B6}} = 7,5 + 3 = 10,5; i$$

$$Z * i_{Б\Delta B6} = \sqrt{10,5^2 + 0,225^2} = 10,5; i$$

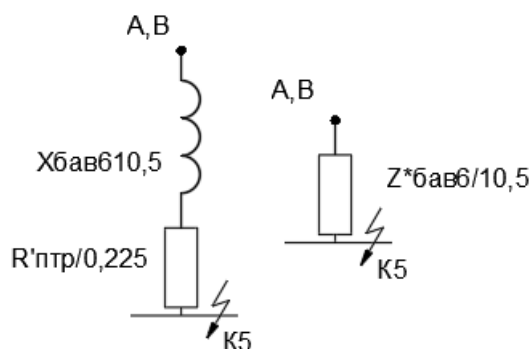


Рисунок 6.15 – Упрощенная схема замещения ТП8 в точке К5

6.3 Расчет токов короткого замыкания на шинах тяговой подстанции

Для всех шин, на которых рассчитываются токи короткого замыкания (КЗ), необходимо:

- определить базисный ток;
- найти токи КЗ от каждого источника питания по отдельности до рассчитываемых шин;
- определить суммарный ток КЗ в данной точке от всех источников;
- вычислить ударный ток КЗ и мощность КЗ;

Расчет токов КЗ в точке К1.

Найдем ток КЗ в точке К1. Базисный ток для шин с $U_{cp1} = 230$ кВ будет равен:

$$I_{B1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp1}}, \quad (6.46)$$

$$I_{B1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА}.$$

Определим ток КЗ от энергосистемы. Так как сопротивление энергосистемы учтено при расчете схемы замещения, то напряжение на ее шинах можно считать неизменным. Поэтому в данном случае применяется упрощенный метод расчета токов КЗ:

$$I_{по А1} = \frac{I_{B1}}{X_{B A1}}, \quad (6.47)$$

$$I_{по А1} = \frac{2,51}{0,98} = 2,56 \text{ кА}.$$

Чтобы определить, какой метод расчета применить при нахождении тока КЗ от электростанции (источник питания B), необходимо оценить удаленность точки КЗ от этого источника. Найдем периодический ток в начальный момент времени:

$$I_{по В1} = \frac{I_{B1} \cdot E_{\delta}}{X_{B B1}}, \quad (6.48)$$

$$I_{по В1} = \frac{2,51 \cdot 1,08}{1,61} = 1,68 \text{ кА}.$$

Суммарная мощность всех генераторов источника B равна:

$$S_{Гсум} = N_{Г} \cdot \frac{P_{Г}}{\cos \varphi_{\gamma}}, \quad (6.49)$$

$$S_{Гсум} = 2 \cdot \frac{63}{0,84} = 150 \text{ МВА}.$$

Определим номинальный ток генераторов источника B , приведенный к напряжению шин $U_{cp1} = 230$ кВ:

$$I'_{нз} = \frac{S_{Гсум}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp1}}, \quad (6.50)$$

$$I'_{нз} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,38 \text{ кА}.$$

										Лист
										28
		№ докум.	Подпись							

Для оценки удаленности точки К1 от источника найдем отношение:

$$\frac{I_{ПОВ1}}{I'_{нг}} = \frac{1,68}{0,38} = 4,4.$$

Так как это отношение больше единицы, то точка К1 является неудаленной, поэтому расчет токов КЗ следует проводить методом типовых кривых:

Определим ток КЗ от генераторов в момент времени $t = 0,1$.

В этот момент для величины $\frac{I_{Пог}}{I'_{нг}} = 4$ отношение $\frac{I_{ПтГ}}{I_{Пог}} = 0,86$, а для величины $\frac{I_{Пог}}{I'_{нг}} = 5$ отношение $\frac{I_{ПтГ}}{I_{Пог}} = 0,8$.

Поэтому для величины $\frac{I_{Пог}}{I'_{нг}} = 4,4$, отношение $\frac{I_{ПтГ}}{I_{Пог}}$ найдем методом линейной интерполяции.

Для решаемого примера:

$$\frac{I_{ПтГ}}{I_{Пог}} = 0,86 + \frac{0,8 - 0,86}{5 - 4} \cdot (4,4 - 4) = 0,836.$$

Найдем периодический ток КЗ в момент времени $t = 0,1$ с:

$$I_{ПтВ1} = \frac{I_{ПтГ}}{I_{Пог}} \cdot I_{ПОВ1}, \quad (6.51)$$

$$I_{ПтВ1} = 0,836 \cdot 1,68 = 1,4 \text{ кА}.$$

Определим суммарный ток КЗ в начальный момент времени и в момент времени $t = 0,1$:

$$I_{П0\Sigma1} = I_{П0А1} + I_{ПОВ1}, \quad (6.52)$$

$$I_{Пт\Sigma1} = I_{ПтА1} + I_{ПтВ1}, \quad (6.53)$$

$$I_{П0\Sigma1} = 2,56 + 1,68 = 4,24 \text{ кА};$$

$$I_{Пт\Sigma1} = 2,56 + 1,4 = 3,96 \text{ кА}.$$

Ударный ток i_{y1} и мощность КЗ $S_{КЗ}$ в точке К1 будут соответственно равны:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{П0\Sigma1}, \quad (6.54)$$

$$I_{Пт\Sigma1} = I_{ПтА1} + I_{ПтВ1}, \quad (6.55)$$

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{П0\Sigma1} = 2,55 \cdot 4,24 = 10,81 \text{ кА};$$

$$S_{КЗ1} = \sqrt{3} \cdot U_{ср1} \cdot I_{П0\Sigma1} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 4,24 = 1689,1 \text{ МВА}.$$

Теперь найдем ток КЗ в точке К2. Базисный ток для шин с $U_{ср2} = 37$ кВ будет равен:

$$I_{Б2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср2}}, \quad (6.56)$$

									Лист
									29
		№ докум.	Подпись						

$$I_{Б2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}.$$

Ток КЗ от энергосистемы определится упрощенным методом:

$$I_{ПО А2} = \frac{I_{Б2}}{X_{БВ2}}, \quad (6.57)$$

$$I_{ПО А2} = \frac{15,6}{5} = 3,12 \text{ кА}.$$

Оценим удаленность точки К2 от источника В. Определим периодический ток в начальный момент времени:

$$I_{ПОВ2} = \frac{I_{Б2} \cdot E_{\dot{c}}}{X_{БА2}}, \quad (6.58)$$

$$I_{ПОВ2} = \frac{15,6 \cdot 1,08}{8,2} = 2 \text{ кА}.$$

Найдем номинальный ток генераторов, приведенный к напряжению шин $U_{СР2} = 37$ кВ:

$$I'_{н2} = \frac{S_{Гсум}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср2}}, \quad (6.59)$$

$$I'_{н2} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 37} = 2,34 \text{ кА}.$$

Для оценки удаленности точки К3 от источника найдем отношение:

$$\frac{I_{ПОВ2}}{I'_{н2}} = \frac{2}{2,34} = 0,85.$$

Так как это отношение меньше единицы, то точка К2 является удаленной, и расчет тока КЗ от источника В следует проводить упрощенным методом.

Определим суммарный ток КЗ в точке К2:

$$I_{ПО\Sigma 2} = I_{П1\Sigma 2} = I_{ПОА2} + I_{ПОВ2}, \quad (6.60)$$

$$I_{ПО\Sigma 2} = 3,12 + 2 = 5,12 \text{ кА}.$$

Ударный ток и мощность КЗ:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{ПО\Sigma 2}, \quad (6.61)$$

$$S_{КЗ2} = \sqrt{3} \cdot U_{ср2} \cdot I_{ПО\Sigma 2}, \quad (6.62)$$

$$i_{y2} = 2,55 \cdot 5,12 = 13 \text{ кА};$$

$$S_{КЗ2} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 5,12 = 328,1 \text{ МВА}.$$

Аналогичным образом найдем КЗ в точке К3.

Найдем ток КЗ в точке К3. Базисный ток для шин с $U_{СР3} = 10,5$ кВ будет равен:

$$I_{Б3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Ток КЗ от энергосистемы определится упрощенным методом:

									Лист
									30
		№ докум.	Подпись						

$$I_{\Pi OA3} = \frac{I_{B3}}{X_{BA3}}, \quad (6.64)$$

$$I_{\Pi OA3} = \frac{55}{12,1} = 4,54 \text{ кА}.$$

Оценим удаленность точки КЗ от источника В. Определим периодический ток в начальный момент времени:

$$I_{\Pi OB3} = \frac{I_{B3} \cdot E_c}{X_{BA3}}, \quad (6.65)$$

$$I_{\Pi OB3} = \frac{55 \cdot 1,08}{19,8} = 3 \text{ кА}.$$

Ударный ток и мощность КЗ:

$$I_{\Pi O\Sigma 3} = I_{\Pi t\Sigma 3} = I_{\Pi OA3} + I_{\Pi OB3}, \quad (6.66)$$

$$I_{\Pi O\Sigma 3} = 4,54 + 3 = 7,54 \text{ кА}.$$

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{\Pi O\Sigma 3}, \quad (6.67)$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot U_{cp3} \cdot I_{\Pi O\Sigma 3}, \quad (6.68)$$

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{\Pi O\Sigma 3} = 2,55 \cdot 7,54 = 19,2 \text{ кА};$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot U_{cp3} \cdot I_{\Pi O\Sigma 3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,54 = 137,1 \text{ МВА}.$$

Аналогичным образом найдем КЗ в точке К4.

Найдем ток КЗ в точке К4. Базисный ток для шин с $U_{CP4} = 0,4$ кВ будет равен:

$$I_{B4} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp3}}, \quad (6.69)$$

$$I_{B4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,4 \text{ кА}.$$

$$I_{\Pi OA4} = \frac{I_{B4}}{X_{BA4}}, \quad (6.70)$$

$$I_{\Pi OAB4} = \frac{1443,4}{68,5} = 21 \text{ кА}.$$

Оценим удаленность точки КЗ от источника В. Определим периодический ток в начальный момент времени:

Ударный ток и мощность КЗ:

$$I_{\Pi O\Sigma 4} = I_{\Pi OAB4}, \quad (6.71)$$

$$I_{\Pi O\Sigma 4} = 21 \text{ кА}.$$

$$i_{y4} = 2,55 \cdot I_{\Pi O\Sigma 4}, \quad (6.72)$$

$$S_{K34} = \sqrt{3} \cdot U_{cp4} \cdot I_{\Pi O \Sigma 4}, \quad (6.73)$$

$$i_{y4} = 2,55 \cdot I_{\Pi O \Sigma 4} = 2,55 \cdot 21 = 53,55 \text{ кА};$$

$$S_{K34} = \sqrt{3} \cdot U_{cp4} \cdot I_{\Pi O \Sigma 4} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 21 = 14,5 \text{ МВА}.$$

По аналогичным формулам найдем значение тока К3 в точке К5.

$$I_{B5} = \frac{1000}{3,15} = 317,5 \text{ кА}.$$

Ток К3 от энергосистемы определится упрощенным методом:

$$I_{\Pi OAB5} = \frac{317,5}{10,5} = 30,2 \text{ кА}.$$

$$i_{y4} = 2,55 \cdot I_{\Pi O \Sigma 4} = 2,55 \cdot 30,2 = 77 \text{ кА};$$

$$S_{K34} = U_{cp4} \cdot I_{\Pi O \Sigma 4} = 3,15 \cdot 30,2 = 95,1 \text{ МВА}.$$

Таблица 6.2 – Результаты расчета токов К3 на ТП8

Точка К3 (U_{cp})	X_{BA}	X_{BB}	$I_{\Pi O A} / I_{\Pi A},$ кА	$I_{\Pi O B} / I_{\Pi A},$ кА	$I_{\Pi O \Sigma} / I_{\Pi \Sigma},$ кА	$I_y,$ кА	$S_{K3},$ МВА
К1 (230 кВ)	0,98	1,61	$\frac{2,56}{2,56}$	$\frac{1,68}{1,4}$	$\frac{4,24}{3,96}$	10,81	1689,1
К2 (37 кВ)	5	8,2	$\frac{3,12}{3,12}$	$\frac{2}{2}$	$\frac{5,12}{5,12}$	13	328,1
К3 (10,5 кВ)	12,1	19,8	$\frac{4,54}{4,54}$	$\frac{3}{3}$	$\frac{7,54}{7,54}$	19,2	137,1
К4 (0,4 кВ)	68,5		-	-	$\frac{21}{21}$	53,55	14,5
К5 (3,15 кВ)	10,5		-	-	$\frac{30,2}{30,2}$	77	95,1

7 Составление схем главных электрических соединений

Схема главных электрических соединений (СГЭС) подстанции определяется местом ТП в схеме внешнего электроснабжения (опорная, транзитная, отпаечная, тупиковая), типом ТП (постоянного тока, переменного тока, стыковая), назначением каждого РУ, количеством понижающих и преобразовательных трансформаторов.

СГЭС РУ 220 кВ транзитной ТП, ремонтная перемычка расположена со стороны понижающего трансформатора. При выводе в ремонт выключателя рабочей перемычки линия секционируется выключателями, установленными на

вводах к понижающим трансформаторам.

СГЭС РУ 35 кВ ТП с питающим напряжением 110(220) кВ. Она выполнена с одинарной системой шин, секционированным выключателем. Каждая секция должна иметь ввод, трансформатор напряжения с разрядниками или ОПН и фидер нетяговых потребителей.

СГЭС РУ 6(10) кВ ТП постоянного тока с питающим напряжением 110кВ. Выполнена на комплектных ячейках внутренней установки. Распред устройство 6(10) кВ имеет одинарную систему шин, секционированную выключателем. Каждая секция должна иметь ввод, трансформатор напряжения с разрядниками или ОПН и фидер (фидеры) нетяговых потребителей, один или два присоединения для питания ТСН, фидер преобразовательного трансформатора и фидер продольного электроснабжения (ПЭ).

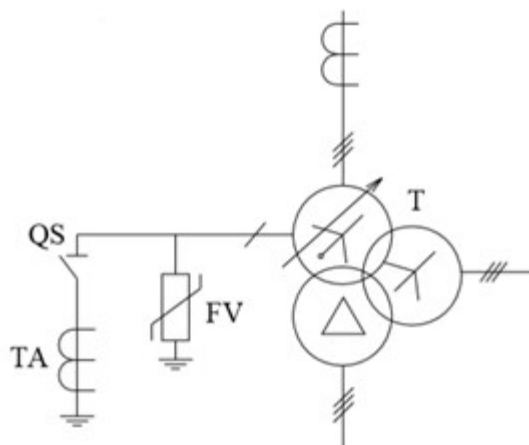


Рисунок 7.1 – Условные обозначения трехобмоточного силового трансформатора с первичным напряжением 220 кВ

8 Расчет максимальных рабочих токов

Для расчета максимальных рабочих токов в элементе распредел устройства (РУ) требуется рассчитать максимальные мощности всех элементов.

Расчет мощностей РУ питающего напряжения подстанции.

Мощность тяговой подстанции:

$$S_{ТП} = \text{MAX}(S_{ГТ}; S), \quad (8.1)$$

где $S_{ГТ}$ – номинальная мощность одного понижающего трансформатора;

S – расчетная трансформаторная мощность.

$$S_{ТП} = 15042 \text{ кВА}.$$

Мощность опорной подстанции, расходуемую на питание транзитных подстанций, расположенных слева от нашей опорной подстанции, найдем как:

$$S_{ТРАНЗ}^{Л(П)} = N_{ТП}^{Л(П)} S_{ТП} k_{П}, \quad (8.2)$$

где $N_{ТП}^{Л(П)}$ – наибольшее число промежуточных тяговых подстанций, расположенных слева или справа до следующей опорной, включенных в данную ЛЭП;

$k_{П}$ – коэффициент, учитывающий число подстанций, $k_{П} = 0,9$.

$$S_{ТРАНЗ}^I = 2 \cdot 15042 \cdot 0,9 = 27075,6 \text{ кВА}.$$

$$S_{ТРАНЗ}^{II} = 2 \cdot 15042 \cdot 0,9 = 27075,6 \text{ кВА}.$$

$$S_{ТРАНЗ}^{общ} = (15042 + 27075,6 + 27075,6) \cdot 0,9 = 62273,9 \text{ кВА};$$

$$I_{P \text{ MAX}} = \frac{S_{MAX}}{\sqrt{3} U_H}, \quad (8.3)$$

где S_{MAX} – максимальная мощность, передаваемая по данному элементу РУ,
 U_H – номинальное напряжения РУ, кВ.

$$I_{P \text{ MAX}} = \frac{62273,9}{\sqrt{3} \cdot 220} = 163,4 \text{ А}.$$

Ввод, по которому питаются промежуточные подстанции, расположенные справа и слева от опорной:

$$I_{P \text{ MAX}} = \frac{27075,6}{\sqrt{3} \cdot 220} = 71 \text{ А}.$$

Сборные шины, секционный выключатель, обходной выключатель:

$$\text{MAX} [((15042 + 27075,6) \cdot 0,9); ((15042 + 27075,6) \cdot 0,9)] = 37905,8 \text{ кВА};$$

$$I_{P \text{ MAX}} = \frac{37905,8}{\sqrt{3} \cdot 220} = 99,5 \text{ А}.$$

Участок присоединения понизительного трансформатора:

$$I_{P \text{ MAX}} = \frac{15042}{\sqrt{3} \cdot 220} = 39,5 \text{ А}.$$

Расчёт РУ – 35 кВ подстанций с питающим напряжением 220 кВ, используя

									Лист
									34
		№ докум.	Подпись						

формулу (8.3):

1) Ввод и сборные шины:

$$S_{\phi 1} = 2900 \text{ кВА};$$

$$S_{\phi 2} = 1700 \text{ кВА};$$

$$S_{\phi 3} = 4300 \text{ кВА};$$

$$S_{\Sigma 35} = (S_{\phi 1} + S_{\phi 2} + S_{\phi 3}) k_p = (2900 + 1700 + 4300) \cdot 0,97 = 8633 \text{ кВА};$$

$$I_{P \text{ MAX}} = \frac{8633}{\sqrt{3} \cdot 35} = 142,4 \text{ А}.$$

2) 1 – й - 3 – й НТП:

$$I_{P \text{ MAX1}} = \frac{2900}{\sqrt{3} \cdot 35} = 47,8 \text{ А},$$

$$I_{P \text{ MAX2}} = \frac{1700}{\sqrt{3} \cdot 35} = 28 \text{ А}.$$

$$I_{P \text{ MAX3}} = \frac{4300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 70,9 \text{ А}.$$

Расчёт РУ – 10 кВ подстанций с питающим напряжением 220 кВ, используя формулу 8.3:

$$S_{\Sigma 10} = S_{\phi 1} = 3600 \text{ кВА};$$

$$I_{P \text{ MAX}} = \frac{3600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 207,8 \text{ А}.$$

Участок присоединения ТСН

$$I_{P \text{ MAX}} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 10} = 46,2 \text{ А}.$$

$$S_{\text{ОТС. ПР}} = S_T = 8900 \text{ кВА};$$

$$S_{\phi} = \frac{2}{3} S_T = \frac{2}{3} \cdot 8900 = 5933,3 \text{ кВА}.$$

Результаты вычислений сведем в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Максимальные мощности и рабочие токи в элементах РУ

Элемент РУ	Мощность S_{MAX} , кВА	Ток $I_{P \text{ MAX}}$, А
РУ питающего напряжения опорной подстанции		
Ввод, по которому производится питание от энергосистем или электростанций	62273,9	163,4
<i>Продолжение таблицы 8.1</i>		
Элемент РУ	Мощность S_{MAX} , кВА	Ток $I_{P \text{ MAX}}$, А
Ввод, по которому питаются промежуточные подстанции, расположенные слева от опорной	27075,6	71
Ввод, по которому питаются промежуточные подстанции, расположенные справа от опорной	27075,6	71

9 Выбор оборудования для расчетной тяговой подстанции

Выбор оборудования производится согласно заданного РУ расчетной тяговой подстанции, а не для всех РУ. Результаты выбора необходимо показать на СГЭС.

9.1 Выбор токоведущих частей (проводников)

На тяговых подстанциях электрифицированных железных дорог распреустройства 10 кВ и 6 кВ, как правило, выполняют закрытыми (ЗРУ). В качестве токоведущих частей в них обычно используют однополосные или двухполосные жесткие алюминиевые проводники прямоугольного сечения (шины) марки АДО. Сечение алюминиевых проводников прямоугольного сечения для ЗРУ выбирается по условию (8.1). Расположение проводников – «плашмя».

Сечение проводов для ЗРУ выбирается по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{рмах}}, \quad (9.1)$$

где $I_{\text{доп}}$ – максимально допустимый ток проводника выбранного сечения;

$I_{\text{рмах}}$ – максимальный рабочий ток данного элемента РУ.

Если проводники расположены «плашмя», то их допустимый ток уменьшается. При $h \leq 60$ мм:

$$I_{\text{доп}}' \geq 0,95 \cdot I_{\text{доп}}; \quad (9.2)$$

Таблица 9.1– Выбранные проводники, рабочие и допустимые токи в элементах ЗРУ

Элемент РУ	Ток $I_{\text{рмах}}$, А	Ток $I_{\text{доп}}$, А	Выбранный проводник
РУ - 35 кВ питающего напряжения транзитной ТП8			
Ввод и сборные шины	142,4	135,3	АДО-20х3

Жесткие токоведущие части ЗРУ переменного тока проверяются на электродинамическую и электротермическую стойкости.

9.1.1 Проверка жестких проводников на электродинамическую стойкость

Рассмотрим методику проверки на электродинамическую стойкость трехфазных однополосных жестких проводников:

Находим наибольший изгибающий момент M , действующий на проводник:

$$M = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l_{\square}^2}{100 \cdot a}, \quad (9.3)$$

где i_y – ударный ток КЗ в данном РУ, кА;

l – расстояние между осями изоляторов, $l = 1 \dots 1,3$;

a – расстояние между осями проводников разных фаз, $a = 0,25 \dots 0,3$ м.

$$M = \frac{\sqrt{3} \cdot 13_{\square}^2 \cdot 1,3_{\square}^2}{100 \cdot 0,3} = 16,5 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

После этого рассчитывается момент сопротивления сечения проводника W относительно оси инерции, перпендикулярной плоскости их расположения.

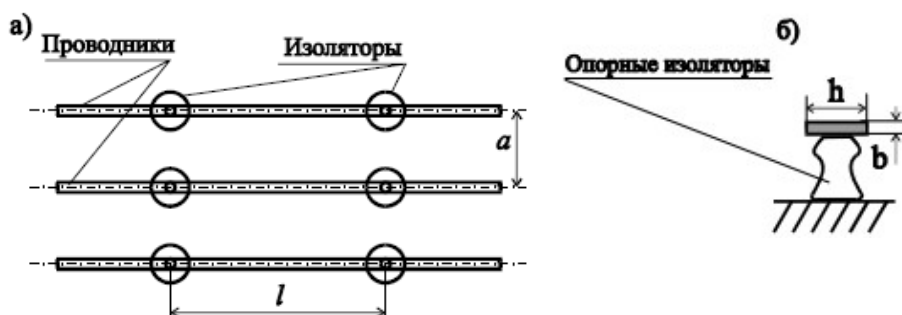


Рисунок 9.1 – Расположение однополюсных жестких проводников: вид сверху (а) и вид с торца (б)

При расположении проводников “плашмя”:

$$W = \frac{b \cdot h_{\square}^2}{6}, \quad (9.4)$$

где b , – соответственно толщина и высота прямоугольного проводника, мм.
 h

$$W = \frac{5 \cdot 40_{\square}^2}{6} = 1333,33 \text{ мм}^3.$$

После этого определяется наибольшее расчетное механическое напряжение в материале $\sigma_{\text{расч}}$ по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \cdot 10^3; \quad (9.5)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{16,5}{1333,33} \cdot 10^3 = 12,4 \text{ МПа};$$

Проверка жестких проводников на электродинамическую устойчивость заключается в том, чтобы соблюдалось неравенство:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq [\sigma], \quad (9.6)$$

где $[\sigma]$ – допустимое механическое напряжение материала проводника.

Для алюминия $[\sigma] = 65$ Мпа.

9.2 Выбор изоляторов

9.2.1 Опорные изоляторы в ЗРУ

Токоведущие части ЗРУ (жесткие алюминиевые проводники прямоугольного сечения) крепятся на опорных изоляторах типа ИО. Выбор опорных изоляторов производится по условию:

						Лист
						38
		№ докум.	Подпись			

$$U_{уст} \leq U_n, \quad (9.7)$$

где $U_{уст}$ – номинальное напряжение установки или РУ, кВ;

Таблица 9.2– Выбранные опорные изоляторы

Элемент РУ	$U_{уст}$, кВ	U_n , кВ	$F_{разр}$, кН	Выбранный изолятор
РУ-35 кВ				
Ввод и сборные шины	35	35	3,75	ИО-35-3,75 УЗ

Опорные изоляторы ЗРУ переменного тока проверяются на электродинамическую стойкость, то есть на механическую прочность при протекании по проводникам ударного тока КЗ. Условие проверки:

$$F_{расч} \leq 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (9.8)$$

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_y^2 \cdot l}{10 \cdot a} \cdot k_n \quad (9.9)$$

где l – расстояние между осями изоляторов, $l = 1,3$ м;

a – расстояние между осями проводников разных фаз, $a = 0,3$ м;

k_n – поправочный коэффициент. Для проводников, расположенных «плашмя», $k_n = 1$;

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 13^2 \cdot 1,3}{10 \cdot 0,3} \cdot 1 = 126,8 \text{ Н}.$$

Проверим выполнение условия (9.8):

$$0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

$$126,8 \leq 2250 \text{ Н}.$$

9.2.2 Проходные изоляторы в ЗРУ

Для проведения токоведущих частей сквозь стены и перекрытия зданий служат проходные изоляторы типа ИП.

Выбор проходных изоляторов производится по условиям:

$$U_{уст} \leq U_n, I_{рmax} \leq I_n, \quad (9.10)$$

Таблица 9.3– Выбранные проводники, рабочие и допустимые токи в элементах ЗРУ

Элемент РУ	Ток $I_{рmax}$, А	$U_{уст}$, кВ	I_n , кА	U_n , кВ	$F_{разр}$, кН	Выбранный изолятор
РУ-10 кВ						
Ввод и сборные шины	142,4	35	630	35	7,5	ИП-10/630-750УХЛ1

Проходные изоляторы ЗРУ постоянного тока проверяются на электродинамическую стойкость, то есть на механическую прочность

при протекании по проводникам ударного тока КЗ. Условие проверки:

$$F_{расч} \leq 1,2 \cdot F_{разр}, \quad (9.11)$$

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 13^2 \cdot 1,3}{10 \cdot 0,3} = 126,8 \text{ Н}.$$

Проверим выполнение условия (9.11):

$$1,2 \cdot F_{разр} = 1,2 \cdot 7500 = 9000 \text{ Н};$$

9.3 Выбор разъединителей для ЗРУ

Закрытые РУ переменного тока обычно выполняются комплектными ячейками и поэтому не требуют применения разъединителей.

Исключение составляют только вводы ЗРУ, в которых на открытой части подстанции устанавливают разъединители наружной установки типов РЛНД.2 или РНДЗ.2. Кроме этого, иногда рядом с ячейкой секционного выключателя устанавливают ячейку с разъединителем типов РВЗ или РВРЗ.

Таблица 9.4 – Результаты выбора разъединителей для РУ-35 кВ

Место установки	РУ – 35 кВ	
Тип выключателя и его привод	РЛНД.2-35/100У1, тип привода ПРНЗ-2-10У1	
По напряжению	Условие выбора	Решение
	$U_{уст} \leq U_n$	35 кВ = 35 кВ
По току	$I_{р.маx} \leq I_n$	142,4 А < 1000 А
На электродинамическую стойкость	$i_y \leq i_{маx}$	13 кА < 63 кА

9.4 Выбор измерительных трансформаторов

9.4.1 Трансформаторы тока

Для измерения переменного тока на тяговых подстанциях применяют трансформаторы тока. Их назначение – уменьшить первичный ток до величин, удобных для измерительных приборов и реле. Кроме этого, они также служат для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока бывают наружной и внутренней установки.

Выбор трансформаторов тока производится по условию, проверка – на электродинамическую стойкости.

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока следует свести в таблицу 9.5.

										Лист
										40
		№ докум.	Подпись							

Таблица 9.5 – Результаты выбора трансформаторов тока для РУ-35 кВ

Место установки	РУ – 35 кВ	
Тип трансформатора тока	ТОЛ-35-1 УЗ	
По напряжению	Условие выбора	Решение
	$U_{уст} \leq U_n$	35 кВ = 35 кВ
По току	$I_{р.мах} \leq I_n$	142,4 А < 200 А
На электродинамическую стойкость	$i_y \leq i_{мах}$	13 кА < 36 кА

9.5.2 Трансформаторы напряжения

Для измерения напряжения в РУ переменного тока применяют трансформаторы напряжения, назначение которых – снизить высокое напряжение до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$, а также отделить цепи измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

На тяговых подстанциях в основном устанавливаются трансформаторы напряжения типа НКФ, типов ЗНОМ или ЗНОЛ.

Выбор трансформаторов напряжения производится по условию. Так как по трансформаторам напряжения не протекает ток силовой цепи, то проверки на электродинамическую и термическую стойкости для них не производятся

Результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения сведем в таблицу 9.6.

Таблица 9.6 – Результаты выбора трансформатора напряжения для РУ- 35 кВ

Место установки	РУ – 35 кВ	
Тип трансформатора напряжения	Три однофазных трехобмоточных трансформатора ЗНОЛП-35УЗ	
По напряжению	Условие выбора	Решение
	$U_{уст} \leq U_n$	35 кВ = 35 кВ

9.6 Разрядники и ограничители перенапряжений

Разрядники и ограничители перенапряжения (ОПН) предназначены для защиты оборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений. Места установки на тяговых подстанциях различных типов разрядников и ОПН приведены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Места установки и типы разрядников и ограничителей перенапряжений (ОПН) на тяговых подстанциях

РУ	Место установки	Тип разрядника	Тип ОПН
35 кВ	Вводы	РВО-35 У1	ОПН-35А УХЛ1
	Шины	РВО-35 У1	ОПН-35А УХЛ1

Заключение

В результате выполнения курсовой работы спроектировали транзитную тяговую подстанцию постоянного тока для питания фидеров контактной сети, нетяговых потребителей. Разработали схему главных электрических соединений, разработали схему внешнего электроснабжения, самым оптимальным оказался вариант 2 б). Составили структурную схему тяговой подстанции №8 постоянного тока. Рассчитали трансформаторные мощности и в соответствии с ними выбрали трансформаторы марок ТДЦ-80000/220, ТДТН-25000/220У1, ТМ – 400/10. Рассчитали мощность и трехфазные токи короткого замыкания на шинах РУ ТП, а также выполнили расчёт максимальных рабочих токов опорной тяговой подстанции.

									Лист
									42
		№ докум.	Подпись						

Список использованных источников

1. Правила устройства системы тягового электроснабжения железных дорог Российской Федерации. ЦЭ-462. – М.: Транспорт, 1997. – 79 с.
2. Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации. – М.: Транспорт, 2000. – 190 с.
3. Правила устройства электроустановок / Главгосэнерго надзор РФ. – 6-е изд., с измен, и доп. – СПб.: Деан, 2000. – 928 с.
4. Правила эксплуатации электроустановок потребителей / Главгосэнергонадзор РФ. – 5-е изд., с измен, и доп. – СПб.: Деан, 2000. – 320 с.
5. **Бей, Ю.М.** Тяговые подстанции: Учеб. для вузов ж.-д. транспорта / Ю.М. Бей. – М.: Транспорт, 1986. – 319с.
6. **Почаевец, В.С.** Электрические подстанции: Учеб. для техникумов и колледжей ж.-д. транспорта / В.С. Почаевец. – М.: Желдориздат, 2001. – 512 с.
7. **Прохорский, А.А.** Тяговые и трансформаторные подстанции: Учеб. для техникумов ж.-д. транспорта / А.А. Прохорский. – М.: Транспорт, 1983. – 496 с.
8. **Рожкова, Л.Д.** Электрооборудование станций и подстанций: Учеб. для техникумов / Л.Д. Рожкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
9. **Неклепаев, Б.Н.** Электрическая часть электростанций и подстанций: Учеб. Пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев. И.П Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
10. **Кузнецова, Г.С.** Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций электрифицированных железных дорог: Методическое пособие для курсового и дипломного проектирования / Кузнецова Г.С. Штин А.Н. – Екатеринбург: УрГУПС, 2003. – 70с.
11. Силовое оборудование тяговых подстанций железных дорог ОАО «РЖД»: сборник справочных материалов / филиал «Проектно-конструкторное бюро по электрификации ж.д.». – М., ТРАНСИЗДАТ, 2004. – 384 с.

Приложение А
План проектируемой тяговой подстанции
постоянного тока

									Лист
									44
		№ докум.	Подпись						

Приложение Б
Однолинейная схема электроснабжения
проектируемой тяговой подстанции

										Лист
										45
		№ докум.	Подпись							