

Введение

Трансформаторная подстанция – Трансформаторная подстанция это важный элемент в системе электроснабжения. Основная ее задача это понизить напряжение до «бытового» уровня 400/230 Вольт. Распределительные городские сети устроены так, что электричество выгоднее всего транспортировать на высоком напряжении, с целью уменьшения потерь. Но высокое напряжение нельзя привести в обычную квартиру или частный дом. Это очень опасно. Для этого устанавливаются трансформаторные подстанции.

По типу преобразования электрической энергии с применением силовых трансформаторов выделяют:

1. Повышающие трансформаторные подстанции - с их помощью увеличивается значение напряжения, вырабатываемое генератором электростанции. Такие подстанции чаще всего используют на электростанциях, они служат для передачи электроэнергии большой мощности на дальние расстояния с наименьшими потерями;
2. Понижающие (или понизительные) трансформаторные подстанции, наоборот, понижают первичное напряжение сети.

По месту и способу присоединения к электрической сети подстанции классифицируют на:

1. Ответвительные, присоединяющиеся к одной или двум проходящим линиям при помощи глухой отпайки;
2. Тупиковые, получающие энергию по одной или двум параллельным линиям (по радиальным схемам);
3. Проходные, присоединяющиеся в рассечку от воздушных линий электропередачи с запитыванием от резервных источников питания или без резервного питания;
4. Узловые, к которым присоединено несколько питающих линий от одной или двух питающих электроустановок. Такой тип электрической установки представляет собой центральную

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

подстанцию, получающую электроэнергию от энергосистемы напряжением 110-220кВ.

Проходные и узловые подстанции еще называют транзитными, а ответвительные и проходные – промежуточными.

Классификация по значению напряжения в сетях электроснабжения выделяет 4 основных вида подстанций:

1. Главные понижающие подстанции (ГПП), с помощью которых происходит преобразование высокого напряжения на более низкое значение. Такие подстанции получают электроэнергию напрямую от районной энергосистемы (значение входного напряжения от 35 до 220 кВ);
2. Подстанции глубокого ввода (ПГВ), применяются для исключения промежуточных элементов электросети и в наиболее значимых узлах потребления электроэнергии. Такие подстанции получают электрическую энергию напряжением от 35 до 220 кВ напрямую от энергосистемы или от центрального распределительного пункта предприятия, на котором она расположена, обеспечивая группу подстанций, либо крупные предприятия;
3. Трансформаторный пункт, представляющий собой небольшую подстанцию с первичным напряжением в 6, 10 или 35 кВ;
4. Тяговые электроустановки, используемые для питания контактных сетей железнодорожного и другого городского электротранспорта (троллейбусов, трамваев).

По конструктивному исполнению выделяют следующие типы трансформаторных подстанций:

1. Открытые (электрооборудование располагается на открытом воздухе);
2. Закрытые (электрооборудование располагается в закрытом помещении);

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

3. Комплектные, состоящие из полностью готовых узлов;
4. Столбовые (мачтовые).

Классификация трансформаторных подстанций по территориальному размещению:

1. Внутрицеховая подстанция, расположенная в производственном здании, при этом она может располагаться открыто или находиться в отдельном закрытом помещении;
2. Встроенная подстанция закрытого типа, располагается внутри производственного или иного сооружения;
3. Пристроенная подстанция, примыкает непосредственно к производственному или иному сооружению.

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

1 Эксплуатационная часть.

Исходные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1- Исходные данные.

Номер тяговой подстанции	10
Мощность К.З. на шинах РП №1 S_{k1} , МВА	500
Мощность К.З. на шинах РП №2 S_{k2} , МВА	850
Длина ВЛ 110 или 35 кВ,км	
l_3	30
l_4	19
l_5	20
l_6	22
l_7	25
l_{10}	26
l_{11}	20

Потребители, получающие питание от заданной подстанции указаны в таблице 2.

Таблица 2. Потребители получающие питание от заданной подстанции.

№ потребителя	Наименование потребителя	Установленная мощность $P_{уст}$, кВт	Категория потребителя	Коэффициент	
				Спроса K_c	Мощности $\cos \varphi$
1	2	3	4	5	6
1	Машиностроительный завод	10000	1	0,65	0,93
2	Локомотиворемонтный завод	14000	1	0,43	0,92
3	Вокзал	900	1	0,76	0,94
4	Водопровод и канализация	600	1	0,9	0,95
5	Пост электрической сигнализации	650	1	0,55	0,93

Тяговые потребители указаны в таблице 3

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Таблица 3. Тяговые потребители.

Мощность одного трансформатора S_3 , тыс. кВА	63
Расстояние до тяговой подстанции ТП-10 l_4 , км	10
Расстояние между тяговыми подстанциями l , км	5
№ проектируемой подстанции	10
Тип подстанции	отпаечная
Эффективный ток подстанции I_3 , а	4000
Номинальное напряжение на шинах подстанции	3300 в
Установленные мощности районных потребителей	1, 10, 11
Максимальные рабочие токи (числитель) и минимальные токи к.з. (знаменатель) питающих линий a	$\frac{2000}{2100}$ $\frac{1750}{2400}$
$\frac{I_{\text{раб макс}}}{I_{\text{к мин}}}$	

Структурная схема электрической подстанции изображена на рисунке 1

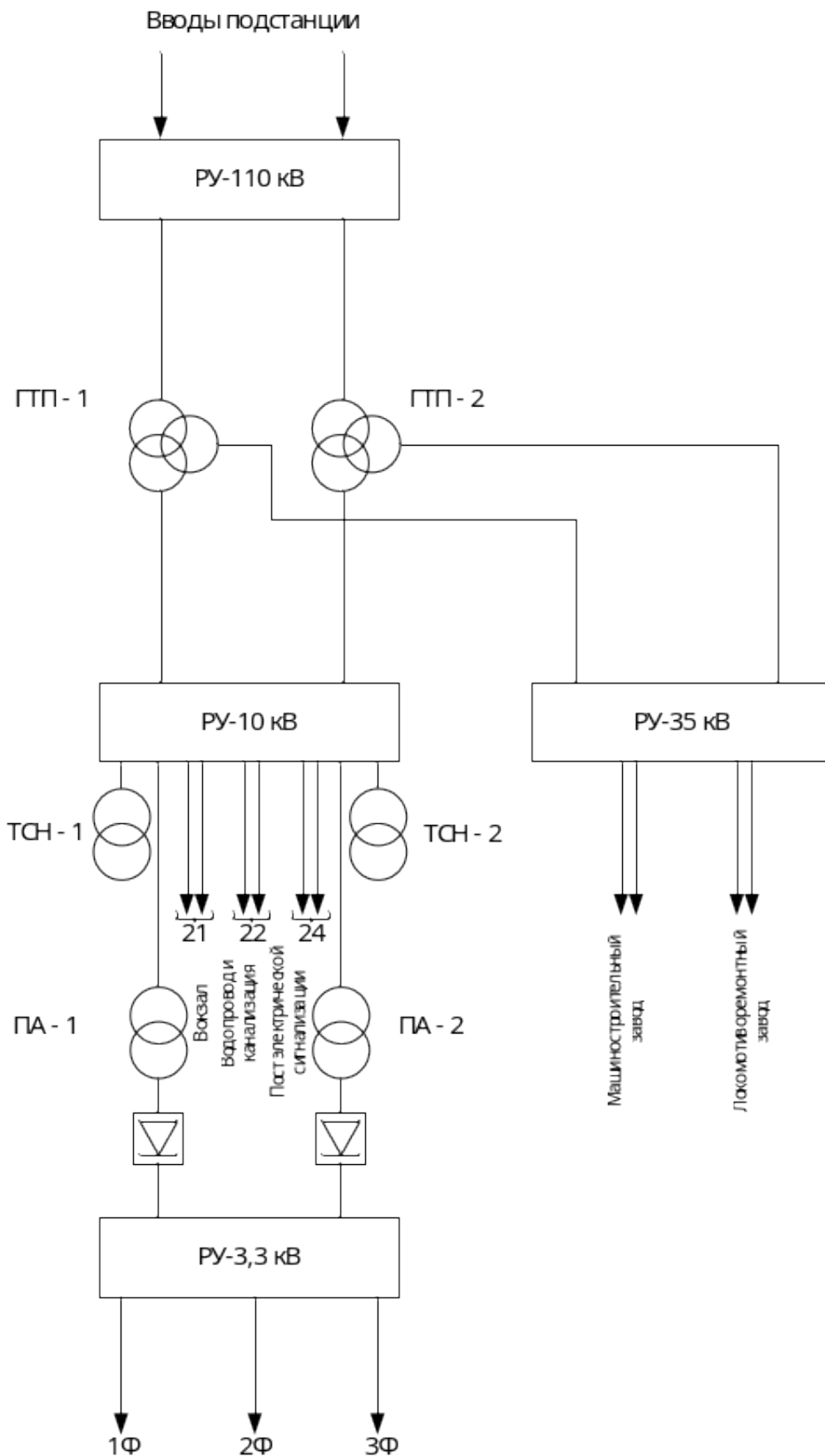


Рисунок 1 - Структурная схема электрической подстанции.

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

2 Техническая часть.

2.1. Определение полной мощности тяговых потребителей.

Наиболее простым методом является определение мощности на тягу по заданному действующему значению выпрямляющего тока подстанции, кВА:

$$S_{\text{тяги}} = 1,05 \cdot U_{dH} \cdot I_{d.m.n.}$$

Где U_{dH} - номинальное выпрямленное напряжение на шинах подстанции, кВ;

$I_{d.m.n.}$ - действующее значение выпрямленного тока подстанции, А;

$$S_{\text{тяги}} = 1,05 \cdot 3,3 \cdot 3150 = 10914,75 \text{ кВА}$$

Таблица 4. Технические характеристики полупроводниковых преобразователей.

Тип	Номинальное напряжение,	Допустимая перегрузка по току, % в течение			Тип и количество полупроводниковых диодов	Схема выпрямления	Вид охлаждения	Разрядник и		Вид установки
		15 мин	2 мин	10 с				тип	количество	
ТПЕД -3150- 3,3кВ- У1	3300	$I_H = 3150 \text{ А}$			ДЛ 133-500-14; 48 ×6	Двенадцатипульсовая последовательная; Двенадцатипульсовая параллельная	Воздушное естественно	РВКУ 3,3 1,65 А01	6	Наружная

После выбора схемы выпрямления и типа полупроводникового преобразователя определяется их количество:

$$N_{\text{расч}} = \frac{I_{d.mn}}{I_{dH}}$$

Где $I_{d.mn}$ - действующее значение выпрямленного тока, А;

I_{dH} номинальный выпрямленный ток выбранного типа полупроводникового преобразователя, А:

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
						40

$$N_{расч} = \frac{4000}{3000} = 1,3 \text{ Вт}$$

По условию полученное число округляется в большую сторону, т.к. дробная часть больше 10% от целой.

$$N_{расч} = 2$$

Преобразовательный агрегат тяговой подстанции постоянного тока состоит из выпрямителя, который выбран, и тягового трансформатора, который необходимо выбрать, рассчитав его мощность, кВА:

$$S_{н.тр} \geq \frac{S_{max}}{N}$$

Где N- принятое целое число выпрямителей.

$$15457,20 \leq 5457,37 \text{ кВА}$$

Таблица 5. Электрические параметры трансформаторов преобразовательных агрегатов.

Тип	Номинальное напряжение обмоток		Номинальная мощность	Номинальный ток преобразователя	Номинальные токи обмоток		Напряжение короткого замыкания	Потери			Схема соединения обмоток	
	сетевой	вентильной			сетевой	вентильной		холостого хода	короткого замыкания			
										$U_{1н},$ кВ		
ТРДП-12500/10 ЖУ1	10,5	2,51	11400	3200	658	1	260	8	1,1	16	Λ	Δ; Λ

2.2. Расчёт мощности нетяговых потребителей

Определяем наибольшую активную мощность каждого потребителя по формуле 1, кВт:

$$P_{max} = P_{уст} \cdot K_c \quad (1)$$

где: $P_{уст}$ – установленная мощность потребителя электроустановки, кВт;

K_c - коэффициент спроса, учитывающий режим работы, загрузку и КПД оборудования.

$$P_{max1} = 10000 \cdot 0,65 = 6500 \text{ кВт}$$

$$P_{max7} = 14000 \cdot 0,45 = 6300 \text{ кВт}$$

$$P_{max21} = 900 \cdot 0,76 = 684 \text{ кВт}$$

$$P_{max22} = 600 \cdot 0,9 = 540 \text{ кВт}$$

$$P_{max24} = 650 \cdot 0,55 = 357,5 \text{ кВт}$$

Суммарная активная мощность всех потребителей определяется по формуле 2, кВт:

$$\sum_1^n P_{max} = P_{max1} \cdot K_{ум} + P_{max2} \cdot K_{ум} + P_{max3} \cdot K_{ум} + P_{max4} \cdot K_{ум} + P_{max5} \cdot K_{ум} \quad (2)$$

где: $K_{ум}$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки:

- для потребителей с неравномерным графиком нагрузки $K_{ум}$ равен от 0,75 до 0,8;

- для предприятия с механическим оборудованием, насосными установками и другие потребители с равномерным технологическим процессом $K_{ум}$ равен от 0,9 до 0,95.

$$\sum P_{max35} = 6500 \cdot 0,75 + 6300 \cdot 0,75 = 9600 \text{ кВт}$$

$$\sum P_{max10} = 684 \cdot 0,9 + 540 \cdot 0,9 + 357,5 \cdot 0,9 = 1423,4 \text{ кВт}$$

Расчёт реактивной мощности потребителей определяют по формуле 3, квар:

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

$$Q_{max} = P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

где: $\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс угла φ , определяется для каждого потребителя по заданному коэффициенту мощности \cos определяем по формуле 4:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (4)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{\sqrt{1 - 0,93^2}}{0,93} = 0,4$$

$$\operatorname{tg} \varphi_7 = \frac{\sqrt{1 - 0,92^2}}{0,92} = 0,43$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{21} = \frac{\sqrt{1 - 0,94^2}}{0,94} = 0,36$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{22} = \frac{\sqrt{1 - 0,95^2}}{0,95} = 0,33$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{24} = \frac{\sqrt{1 - 0,93^2}}{0,93} = 0,4$$

$$Q_{max1} = 6500 \cdot 0,4 = 2600 \text{ квар}$$

$$Q_{max7} = 6300 \cdot 0,43 = 2709 \text{ квар}$$

$$Q_{max21} = 684 \cdot 0,36 = 246,24 \text{ квар}$$

$$Q_{max22} = 540 \cdot 0,33 = 178,2 \text{ квар}$$

$$Q_{max24} = 357,5 \cdot 0,4 = 143 \text{ квар}$$

Суммарную реактивную мощность всех потребителей, определяем по формуле 5, квар:

$$\sum_1^n Q_{max} = Q_{max1} \cdot K_{ум} + Q_{max2} \cdot K_{ум} + Q_{max3} \cdot K_{ум} + Q_{max4} \cdot K_{ум} + Q_{max5} \cdot K_{ум} \quad (5)$$

$$\sum_1^n Q_{max35} = 2600 \cdot 0,75 + 2709 \cdot 0,75 = 3981,75 \text{ квар}$$

$$\sum_1^n Q_{max10} = 246,24 \cdot 0,9 + 178,2 \cdot 0,9 + 143 \cdot 0,9 = 510,7 \text{ кВар}$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Полная мощность потребителей определяется по формуле 6, кВА:

$$S_{max} = \left(1 + \frac{P_{пост} + P_{пер}}{100}\right) \cdot \sqrt{\overline{P^2} + \overline{Q^2}} \quad (6)$$

где: $P_{пост}$ - постоянные потери в стали трансформатора, принимаются равными в пределах от 1 до 2% от полной мощности;

$P_{пер}$ - переменные потери в стали трансформатора, принимаются равными в пределах от 5 до 8%;

$\sum_1^n P_{max}$ - максимальное значение суммарной нагрузки, кВт;

$\sum_1^n Q_{max}$ - сумма реактивных мощностей всех потребителей в час максимума суммарной нагрузки, квар.

$$S_{max 35} = \left(1 + \frac{2+8}{100}\right) \cdot \sqrt{(9600)^2 + (3921,75)^2} = 11016,57 \text{ кВА}$$

$$S_{max 10} = \left(1 + \frac{2+8}{100}\right) \cdot \sqrt{(1423,4)^2 + (510,7)^2} = 1602,97 \text{ кВА}$$

2.3 Выбор трансформатор собственных нужд.

На электрической подстанции устанавливаются два ТСН со вторичным напряжением 0,4 кВ, каждый из которых рассчитан на полную мощность потребителей собственных нужд и подключается к секциям шин низшего напряжения.

Для электрических (трансформаторных) подстанций $S_{с.н}$ принимается равной от 0,3 до 0,5% от полной мощности потребителей определяем по формуле 7, кВА:

$$S_{с.н} = 0,3 \cdot S_n \quad (7)$$

$$S_{с.н} = 0,3 \cdot 1423,40 = 4,8 \text{ кВА}$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

По рассчитанной мощности на собственные нужды электрической подстанции выбирается ТСН из условия определяется по формуле 8, кВА,9-10, кВ:

$$S_{н.тр} \geq S_{с.н} \quad (8)$$

$$25 \text{ кВА} \geq 4,8 \text{ кВА}$$

$$U_{н1} \geq U_{1 \text{ раб}} \quad (9)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

$$U_{н2} \geq U_{2 \text{ раб}} \quad (10)$$

$$0,4 \text{ кВ} = 0,4 \text{ кВ}$$

Характеристики выбранного трансформатора указаны в таблице 6.

Таблица 6- трансформатор собственных нужд

Тип	Номинальная мощность	Номинальное напряжение обмоток		Потери		Ток холостого хода	Напряжение короткого замыкания
		Первичной	Вторичной	Холостого хода	Короткого замыкания		
	$S_{н.тр}, \text{кВА}$	$U_{н1}$	$U_{н2}$	$\Delta P_{х.х}, \text{кВт}$	$\Delta P_{к.з}, \text{кВт}$	$I_{х.х}, \%$	$U_{к}, \%$
ТМ-25/10	25	10	0,4	0,105	0,6	3,2	4,5

2.4 Выбор типа, количества понижающих трансформаторов.

Расчетная полная мощность для выбора главных понижающих трансформаторов определяется нагрузкой вторичных цепей, кВА;

- в случае двухобмоточного трансформатора определяется по формуле 11, кВА:

$$S_{max} = (S_{н10} + S_{с.н} + S_{н35} + S_{мяг}) \cdot K_p \quad (11)$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

$$S_{max} = i) \cdot 0,9 = 21478,473 \text{ кВА}$$

Мощность главных понижающих трансформаторов рекомендуется определять исходя из условий аварийного режима определяется по формуле 12, кВА:

$$S_{н.тр} = \frac{S_{max}}{K_{a.в} \cdot (n-1)} \quad (12)$$

где: S_{max} - суммарная полная нагрузка первичной обмотки трансформатора;

$K_{a.в}$ - коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформатора по отношению к его номинальной мощности, $K_{a.в} = 1,4$;

n - количество главных понижающих трансформаторов.

$$S_{н.тр} = \frac{21640,086}{1,4 \cdot (2-1)} = 15457,20 \text{ кВА}$$

Характеристики выбранных понижающих трансформаторов указаны в таблице 4.

Таблица 7- Характеристики понижающих трансформаторов.

Тип	Номинальная мощность	Напряжение обмотки			Потери		Ток холостого хода	Напряжение короткого замыкания			Схема и группа соединения обмоток
		Высшего напряжения	Среднего напряжения	Низшего напряжения	Холостого хода	Короткого замыкания		$U_{K,}$	$U_{K,}$	$U_{K,}$	
	$S_{н,}$ кВА	$U_{1н,}$ кВ	$U_{1н,}$ кВ	$U_{1н,}$ кВ	$\Delta P_{x.x}$, кВт	$\Delta P_{к.з}$, кВт	$I_{x.x}$, %	$U_{K,}$ %	$U_{K,}$ %	$U_{K,}$ %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТДТН-16000/110	16000	115	38,5	11	45	125	5	17	10,5	6	Y*-Y*-Δ-0-11

2.5 Определение полной мощности на шинах первичного напряжения электрической (трансформаторной) подстанции.

Полная мощность электрической подстанции зависит от схемы внешнего электроснабжения, определяющей её тип (транзитная, на отпайках, тупиковая, трансформаторная, получающая питание от шин другой электрической подстанции), и от количества и мощности главных понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторной подстанции, кВА:

-для промежуточной подстанции на отпайках:

$$S_{mn} = n_{mp} \cdot S_{н. mp};$$

$$S_{mn} = 2 \cdot 16000 = 32000 \text{ кВА}$$

2.6 Расчет максимальных рабочих токов на шинах и по присоединению к РУ.

Максимальные рабочие токи на вводах подстанций тупиковых и на отпайках по формуле 13, А:

$$I_{p. max} = \frac{K_{ав} \cdot \Sigma S_{н. mp}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}} \quad (13)$$

где: $K_{ав}$ - коэффициент аварийной перегрузки трансформатора, учитывающий его возможную перегрузку до 40%, равный 1,4;

$\Sigma S_{н. mp}$ - суммарная мощность главных понижающих трансформаторов проектируемой подстанции, кВА;

$U_{н1}$ - номинальное напряжение первичной обмотки главного понижающего трансформатора проектируемой подстанции, кВ.

$$I_{p. max} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 224,90 \text{ А}$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Максимальные рабочие токи на первичных обмотках высшего напряжения силовых трансформаторов определяется по формуле 14, А:

$$I_{p.max} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}} \quad (14)$$

$$I_{p.max} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,40 \text{ А}$$

Максимальные рабочие токи на вторичных обмотках среднего и низшего напряжения трехобмоточных силовых трансформаторов определяется по формуле 15, А:

$$I_{p.max} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2(3)}} \quad (15)$$

$$I_{p.max35} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 335,90 \text{ А}$$

$$I_{p.max10} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1175,60 \text{ А}$$

Максимальные рабочие токи на сборных шинах вторичного напряжения и главных понижающих трансформаторах, А, можно рассчитать по формулам 16, А:

$$I_{p.max} = \frac{K_{рн} \cdot \Sigma S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2(3)}} \quad (16)$$

$$I_{p.max35} = \frac{0,7 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 35,8} = 335,90 \text{ А}$$

$$I_{p.max10} = \frac{0,7 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1175,60 \text{ А}$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Максимальные рабочие токи на сборных шинах вторичного напряжения, А, можно рассчитать по формуле 17, А:

$$I_{p.max} = \frac{S_{10(35)}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2(3)}} \quad (17)$$

$$I_{p.max35} = \frac{11016,57}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 165,21 \text{ А}$$

$$I_{p.max10} = \frac{13002,97}{\sqrt{3} \cdot 11} = 682,47 \text{ А}$$

Максимальные рабочие токи линии районного потребителя определяется по формуле 18, А:

$$I_{p.max} = \frac{K_{np} \cdot P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2(3)} \cdot \cos\varphi} \quad (18)$$

где: K_{np} - коэффициент перспективного развития подстанции, увеличивающий рабочий потребляемый ток на 30%, равный 1,3

P_{max} - максимальная активная мощность потребителей;

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности потребителей;

$U_{н2(3)}$ - номинальное напряжение на сборных шинах, от которых питается потребитель.

$$I_{p.max1} = \frac{1,3 \cdot 6500}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 0,93} = 136,26 \text{ А}$$

$$I_{p.max7} = \frac{1,3 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 0,92} = 133,50 \text{ А}$$

$$I_{p.max21} = \frac{1,3 \cdot 684}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 0,94} = 49,65 \text{ А}$$

$$I_{p.max22} = \frac{1,3 \cdot 540}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 0,95} = 38,79 \text{ А}$$

$$I_{p.max24} = \frac{1,3 \cdot 357,5}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 0,93} = 26,23 \text{ А}$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

2.7 Расчет максимальных токов короткого замыкания для характерных точек электрической подстанции.

Расчет параметров цепи короткого замыкания необходим для дальнейшей проверки выбранных токоведущих частей и оборудования подстанции по режиму короткого замыкания на термическую и электродинамическую стойкость.

Расчетная схема изображена на рисунке 2.

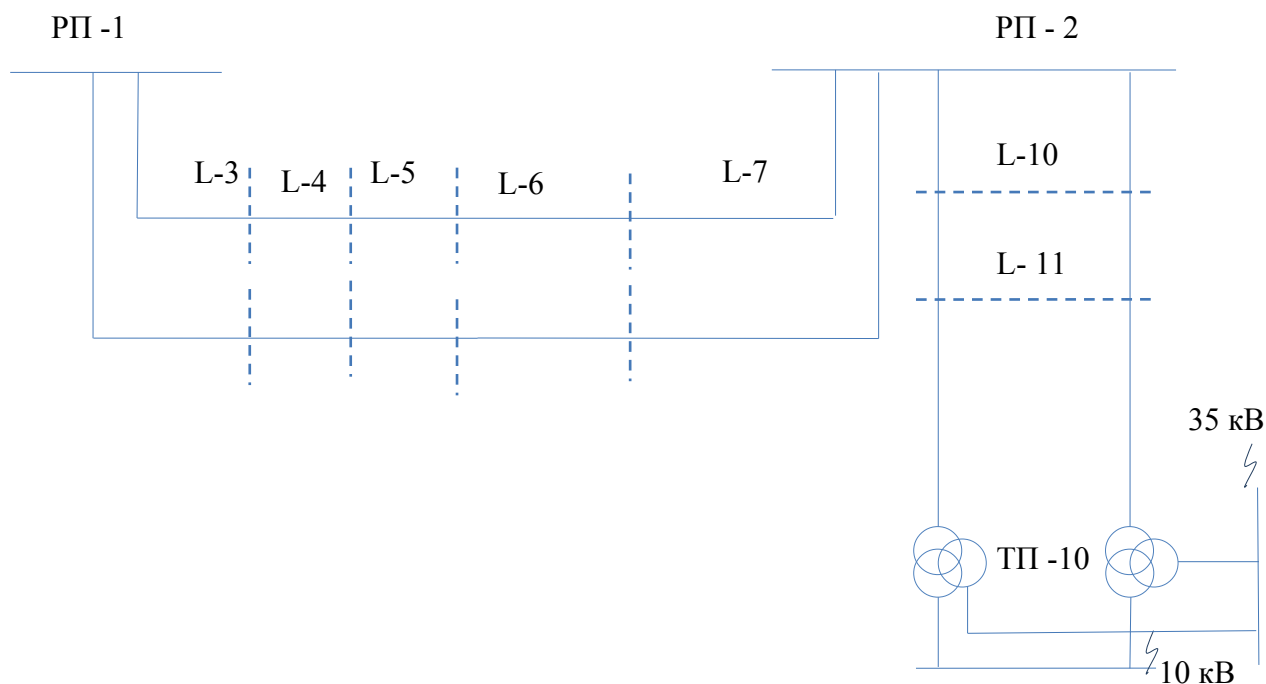


Рисунок 2- Расчетная схема.

Параметры оборудования электрической подстанции ТП 10– и ЛЭП схемы внешнего электроснабжения указаны в таблице 5.

Таблица 8 - значения средних расчетных напряжений;

$U_{ном},$ кВ	10	35	110
$U_{ср},$ кВ	10.5	37	115

Сопротивление отдельных элементов в относительных единицах приведенные к единым базисным условиям рассчитываются по формулам:

- для электрической системы определяется по формуле 19

$$X_{i\delta c} = \frac{S_{\delta}}{S_{к}} \quad (19)$$

где: S_{δ} – базисная мощность;

$S_{к}$ - мощность короткого замыкания на шинах распределительного устройства электроустановки.

$$X_{1\delta c} = \frac{100}{500} = 0,2$$

$$X_{2\delta c} = \frac{100}{850} = 0,118$$

- для линии электропередачи определяется по формуле № 20

$$X_{\delta l} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2} \quad (20)$$

где: l – длина линии;

X_0 - сопротивление 1 км линии, $X_0=0,4$ Ом/км - для воздушной линии 6-220 кВ.

$$X_{3\delta l} = 0,4 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,091$$

$$X_{4\delta l} = 0,4 \cdot 19 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,057$$

$$X_{5\delta l} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,061$$

$$X_{6\delta l} = 0,4 \cdot 22 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,067$$

$$X_{7\delta a} = 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,076$$

$$X_{10\delta a} = 0,4 \cdot 26 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,079$$

$$X_{11\delta a} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,061$$

Исходное преобразование схемы замещения показано на рисунке 3.

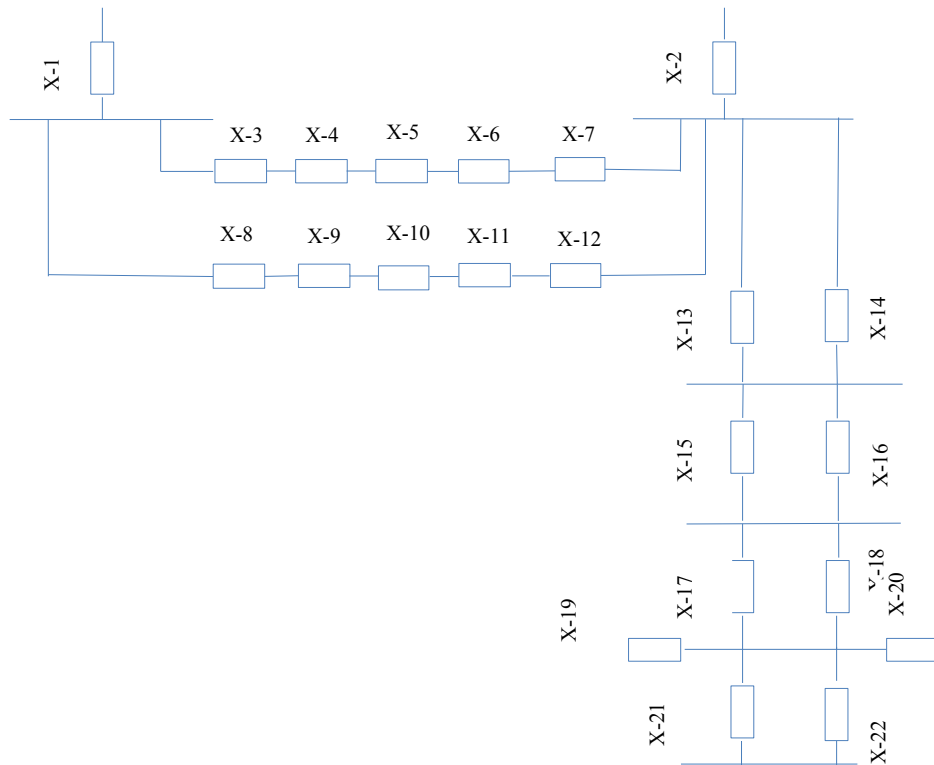


Рисунок 3 - Исходное преобразование схемы замещения.

Сопротивление для РП-1 и РП-2 по формуле 19;

$$X_{1\delta c} = 0,2$$

$$X_{2\delta c} = 0,118$$

Для линий электропередач 115 кВ

$$X_{\delta 23(3-7)} = (X_{\delta 3} + X_{\delta 4} + X_{\delta 5} + X_{\delta 6} + X_{\delta 7}) : 2$$

$$X_{\delta 23} = (0,091 + 0,067 + 0,061 + 0,067 + 0,076) : 2 = 0,176$$

$$X_{\delta 24(10-11)} = (X_{\delta 13} + X_{\delta 14}) : 2$$

$$X_{\delta 24} = (0,079 + 0,061) : 2 = 0,07$$

Сопротивление обмоток трансформатора определяется по формуле 21:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{квс} + U_{квн} - U_{кчн}) \quad (21)$$

$$U_{кч} = 0,5 \cdot (U_{кчн} + U_{квс} - U_{квн})$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (U_{квн} + U_{кчн} - U_{квс})$$

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75$$

$$U_{кч} = 0,5 \cdot (6 + 17 - 10,5) = 6,25$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0,25$$

Определяем значение относительных сопротивлений каждой обмотки по формуле 22:

$$X_{\delta.трв} = \frac{U_{кв} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нтр}} \quad (22)$$

$$X_{\delta.трв} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,075$$

$$X_{\delta.трс} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,625$$

$$X_{\delta.трн} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,025$$

$$X_{\delta 25} = X_{\delta.трв} : 2$$

$$X_{\delta 26} = X_{\delta.трс} : 2$$

$$X_{\delta 27} = X_{\delta.трн} : 2$$

$$X_{\delta 25} = 1,075 : 2 = 0,538$$

$$X_{\delta 26} = 0,625 : 2 = 0,319$$

$$X_{\delta 27} = 0,025 : 2 = 0,013$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Преобразование схемы замещения №1 показано на рисунке 4.

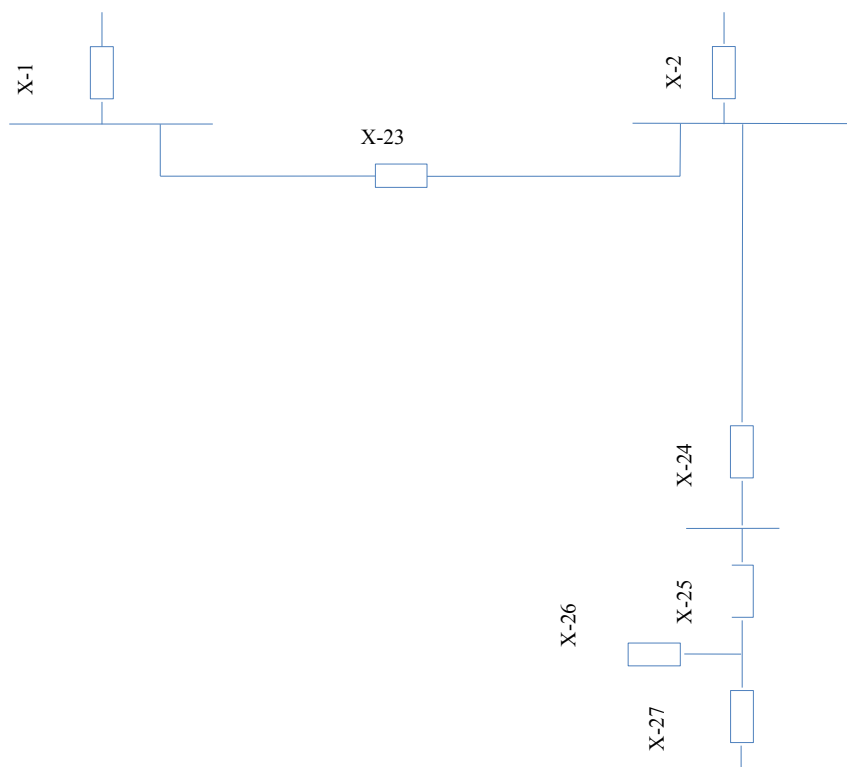


Рисунок 4 – преобразование схемы замещения №1.

$$X_{\delta 28} = X_{\delta 2} + X_{\delta 23}$$

$$X_{\delta 28} = 0,118 + 0,176 = 0,294$$

Преобразование схемы замещения №2 показано на рисунке 4.

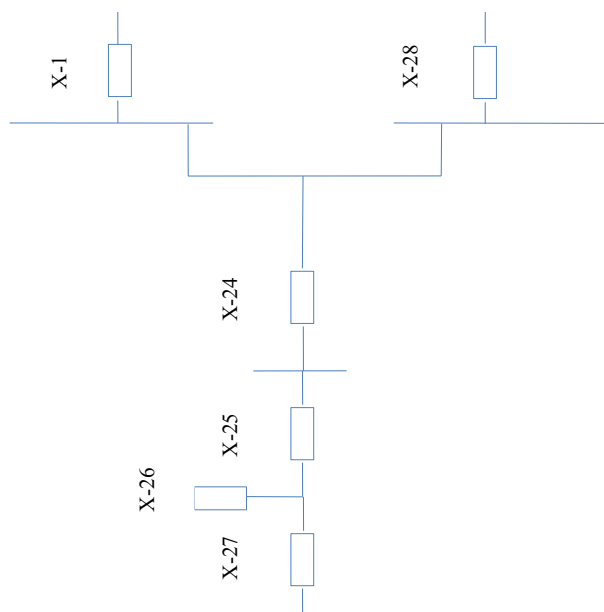


Рисунок 4 Преобразование схемы №2.

Преобразование схемы замещения №1 показано на рисунке 5.

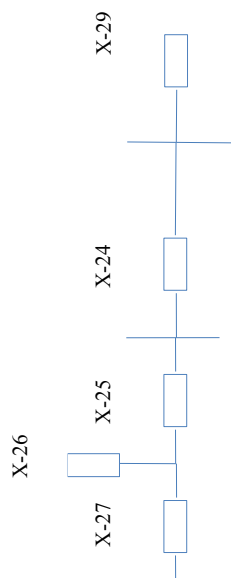


Рисунок 5 - Преобразование схемы замещения №1.

$$X_{\delta 29} = \frac{x_{\delta 1} \cdot x_{\delta 28}}{x_{\delta 1} + x_{\delta 28}}$$

$$X_{\delta 29} = \frac{0,2 \cdot 0,294}{0,2 + 0,294} = 0,12$$

Преобразование схемы замещения №2 показано на рисунке 5.

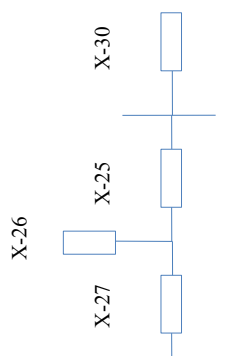


Рисунок 5 - Преобразование схемы замещения №2.

$$X_{\delta 30} = X_{\delta 29} + X_{\delta 24}$$

$$X_{\delta 30} = 0,12 + 0,07 = 0,19$$

Расчет точки короткого замыкания K1, K2, K3, K4, K5 показан на рисунке 8.

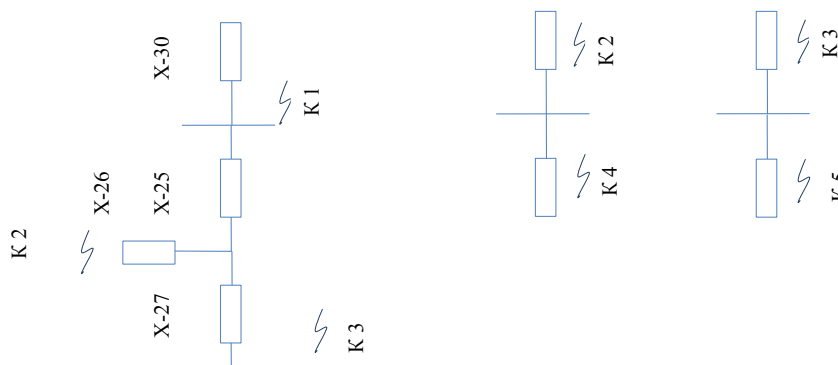


Рисунок 8 - Расчет точек короткого замыкания K1, K2, K3, K4, K5.

$$X_{\sigma 30(k1)} = X_{\sigma 29} + X_{\sigma 24}$$

$$X_{\sigma 30(k1)} = 0,12 + 0,07 = 0,19$$

$$X_{\sigma 31(k2)} = X_{\sigma 30} + X_{\sigma 25} + X_{\sigma 26}$$

$$X_{\sigma 31(k2)} = 0,19 + 0,538 + 0,313 = 1,041$$

$$X_{\sigma 32(k3)} = X_{\sigma 30} + X_{\sigma 25} + X_{\sigma 27}$$

$$X_{\sigma 32(k3)} = 0,19 + 0,538 + 0,013 = 0,741$$

$$K_4 = X_0 \cdot L \cdot \frac{X_{\sigma}}{U_{cp}^2} + K_2$$

$$K_4 = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{100}{37^2} + 1,041 = 1,33$$

$$K_5 = X_0 \cdot L \cdot \frac{X_{\sigma}}{U_{cp}^2} + K_3$$

$$K_5 = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{100}{10,5^2} + 0,741 = 4,37$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Порядок расчетов токов короткого замыкания указан в таблице 9.

Таблица 9 - расчет токов короткого замыкания для всех точек.

Точки КЗ	Расчетные формулы	Расчеты
1	2	3
К1 ($U_{cp} = 115 \text{ кВ}$)	$X_{\delta k1}$	0,19
	$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$	$I_{\delta} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$
	$I_{\kappa} = \frac{I_{\delta}}{\sum X_{i \delta k}}$	$I_{\kappa} = \frac{0,502}{0,19} = 2,69 \text{ кА}$
	$i_y = 2,55 \cdot I_{\kappa}$	$i_y = 2,55 \cdot 2,69 = 6,732 \text{ кА}$
	$S_{\kappa} = \frac{S_{\delta}}{\sum X_{\delta k}}$	$S_{\kappa} = \frac{100}{0,19} = 526,32 \text{ МВ*А}$
	$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$	$B_{\kappa} = 2,69^2 \cdot (3,2 + 0,05) = 22,65 \text{ кА*с}$
К2 ($U_{cp} = 37 \text{ кВ}$)	$X_{\delta k2}$	1,041
	$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$	$I_{\delta} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,6 \text{ кА}$
	$I_{\kappa} = \frac{I_{\delta}}{\sum X_{i \delta k}}$	$I_{\kappa} = \frac{1,6}{1,041} = 1,54 \text{ кА}$
	$i_y = 2,55 \cdot I_{\kappa}$	$i_y = 2,55 \cdot 1,54 = 3,927 \text{ кА}$
	$S_{\kappa} = \frac{S_{\delta}}{\sum X_{\delta k}}$	$S_{\kappa} = \frac{100}{1,041} = 96,061 \text{ МВ*А}$
	$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$	$B_{\kappa} = 1,54^2 \cdot (1,7 + 0,05) = 4,150 \text{ кА*с}$
К3 ($U_{cp} = 10,5 \text{ кВ}$)	$X_{\delta k3}$	0,741
	$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$	$I_{\delta} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$
	$I_{\kappa} = \frac{I_{\delta}}{\sum X_{i \delta k}}$	$I_{\kappa} = \frac{5,5}{0,741} = 7,42 \text{ кА}$
	$i_y = 2,55 \cdot I_{\kappa}$	$i_y = 2,55 \cdot 7,42 = 18,921 \text{ кА}$
	$S_{\kappa} = \frac{S_{\delta}}{\sum X_{\delta k}}$	$S_{\kappa} = \frac{100}{0,741} = 134,953 \text{ МВ*А}$
	$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$	$B_{\kappa} = 7,42^2 \cdot (0,7 + 0,05) = 41,292 \text{ кА*с}$

Окончание таблицы 9.

1	2	3
К4 ($U_{cp} = 37 \text{ кВ}$)	$X_{\text{бк4}}$	1,33
	$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$	$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,6 \text{ кА}$
	$I_{\kappa} = \frac{I_{\sigma}}{\sum X_{i,\text{бк}}}$	$I_{\kappa} = \frac{1,6}{1,33} = 1,203 \text{ кА}$
	$i_y = 2,55 \cdot I_{\kappa}$	$i_y = 2,55 \cdot 1,203 = 3,068 \text{ кА}$
	$S_{\kappa} = \frac{S_{\sigma}}{\sum X_{\text{бк}}}$	$S_{\kappa} = \frac{100}{1,33} = 75,288 \text{ МВ*А}$
	$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a)$	$B_{\kappa} = 1,203^2 \cdot (3,2 + 0,05) = 2,533 \text{ кА*с}$
К5 ($U_{cp} = 10,5 \text{ кВ}$)	$X_{\text{бк5}}$	4,37
	$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$	$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$
	$I_{\kappa} = \frac{I_{\sigma}}{\sum X_{i,\text{бк}}}$	$I_{\kappa} = \frac{5,5}{4,37} = 1,26 \text{ кА}$
	$i_y = 2,55 \cdot I_{\kappa}$	$i_y = 2,55 \cdot 1,26 = 3,213 \text{ кА}$
	$S_{\kappa} = \frac{S_{\sigma}}{\sum X_{\text{бк}}}$	$S_{\kappa} = \frac{100}{4,37} = 22,883 \text{ МВ*А}$
	$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a)$	$B_{\kappa} = 1,26^2 \cdot (1,7 + 0,05) = 1,901 \text{ кА*с}$

3 Выбор и проверка основного оборудования РУ.

3.1 Гибкие токоведущие части.

Сборные шины и ответвления от них, выполненные из гибких проводов, выбирают из условия и определяется по формуле 23, А:

$$I_{доп} \geq I_{рmax} \quad (23)$$

где: $I_{рmax}$ - максимальный рабочий ток той цепи, где производится выбор токоведущей части, А;

$I_{доп}$ - длительно допустимый ток для выбранной токоведущей части, А.

Для РУ 110кВ: 255 А & 224,90 А

Для РУ 35кВ: 355 А & 335,90 А

Проверка на термическую стойкость заключается в определении минимально необходимого сечения токоведущей части на расчетном участке цепи по режиму короткого замыкания при нагревании его до максимально допустимой температуры определяется по формуле 24, мм²:

$$q_s \geq q_{min} \quad (24)$$

Для РУ 110 кВ: 95 мм² & 54,082 мм²

Для РУ 35 кВ: 150 мм² & 23,149 мм²

где: q_s - выбранное сечение токоведущей части, мм²;

q_{min} - минимально допустимое сечение токоведущей части по режиму короткого замыкания определяется по формуле 25, мм²:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C} \quad (25)$$

где: B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания для расчетной точки подстанции, кА²с;

C - коэффициент, учитывающий соотношение максимально допустимой температуры токоведущей части и температуры при нормальном режиме работы.

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

При определении минимального сечения токоведущей части значения коэффициента C в $\frac{A \cdot c^2}{\text{мм}^4}$ принимаются равными:

-медные шины и провода -171

-алюминиевые шины и провода -88

$$\text{Для РУ 110 кВ: } q_{\min} = \frac{\sqrt{22,65 \cdot 10^3}}{88} = 54,082 \text{ мм}^2$$

$$\text{Для РУ 35 кВ: } q_{\min} = \frac{\sqrt{4,150 \cdot 10^3}}{88} = 23,149 \text{ мм}^2$$

Проверка токоведущих частей указана в таблице 7.

Таблица 10-Проверка токоведущих частей.

Наименование присоединения гибких токоведущих частей	Материал и сечение выбранного материала	$I_{\text{доп}} \geq I_{p \text{ max}}$	$q_{\text{в}} \geq q_{\text{min}}$
РУ 110 кВ	А – 95	255 и 224,90	95 и 54,082
РУ 35 кВ	А – 150	355 и 335,90	150 и 23,149

3.2 Жесткие токоведущие части.

Сборные шины и ответвления от них, выполненные из жестких шин, выбирают из условия и определяется по формуле 23, А:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p \text{ max}} \quad (23)$$

где: $I_{p \text{ max}}$ - максимальный рабочий ток той цепи, где производится выбор токоведущей части, А;

$I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток для выбранной токоведущей части, А.

$$\text{Для РУ 10кВ: } 740\text{А} \geq 734,81 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость заключается в определении минимально необходимого сечения токоведущей части на расчетном участке цепи по режиму короткого замыкания при нагревании его до максимально допустимой температуры определяется по формуле 24, мм²:

$$q_s \geq q_{min} \quad (24)$$

$$\text{Для РУ 10 кВ: } 50 \text{ мм}^2 \geq 73,021 \text{ мм}^2$$

где: q_s - выбранное сечение токоведущей части, мм²;

q_{min} - минимально допустимое сечение токоведущей части по режиму короткого замыкания определяется по формуле 25, мм²:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C} \quad (25)$$

где: B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания для расчетной точки подстанции, кА²с;

C - коэффициент, учитывающий соотношение максимально допустимой температуры токоведущей части и температуры при нормальном режиме работы.

При определении минимального сечения токоведущей части значения коэффициента C в $\frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^4}$ принимаются равными:

-медные шины и провода -171

-алюминиевые шины и провода -88

$$\text{Для РУ 10 кВ: } q_{min} = \frac{\sqrt{41,292} \cdot 10^3}{88} = 73,021 \text{ мм}^2$$

Проверка на электрическую стойкость жестких шин, крепящихся на опорных изоляторах, производится сравнением механического напряжения в шине $\sigma_{расч}$ вызванного ударным током короткого замыкания с допустимым механическим напряжением для выбранного материала шины $\sigma_{доп}$, определяется по формуле 26

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}, \quad (26)$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Шины будут электродинамически устойчивы, если выполняется условие $\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$. При этом допустимое механическое напряжение материала шин принимают:

-для алюминия – 80 МПа;

-для меди – 140 МПа;

$$11,073 \leq 80 \text{ Мпа}$$

Необходимо определить расчетное механическое напряжение в шине определяются по формуле 27, Мпа;

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-8} \quad (27)$$

Где: i -ударный ток трехфазного короткого замыкания кА;

l - стояние между соединениями опорного изолятора одной фазы, м;

a - расстояние между осями шин соединения фаз, м;

W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, м³.

Расстояние между изоляторами одной фазы и между фазами принимаются равными:

Для РУ-10 кВ=1,25 м, $a=0,35$ м (жесткие шины прямоугольного сечения).

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{18,921^2 \cdot 1,25^2}{2,5 \cdot 10^{-6} \cdot 0,35} \cdot 10^{-8} = 11,073 \text{ Мпа}$$

Момент сопротивления при расположении прямоугольных шин плашмя определяется по формуле 28, м³

$$W_{II} = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (28)$$

Где: b – узкая сторона шины(ребро), м;

h -широкая сторона шины, м

$$W_{II} = \frac{0,006 \cdot 0,005^2}{6} = 2,5 \cdot 10^{-6}$$

Проверка токоведущих частей указана в таблице 11.

Таблица 11 - Проверка токоведущих частей.

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Наименование выбранных жестких токоведущих частей	Материал и сечение выбранного материала	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$	$I_{дон} \geq I_{р. макс}$
РУ 10 кВ	А 50×6	11,073 ≤ 80	1200 ≥ 1175,60

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

3.3 Выбор силовых кабелей

Нетяговые потребители 6 – 35 кВ могут получать питание от подстанций по кабельным линиям, которые сначала прокладываются в кабельных тоннелях в распределительном устройстве, а затем в земле (траншеях).

В зависимости от места прокладки, свойств среды, механических усилий, воздействующих на кабель, рекомендуются различные марки кабелей с учетом их конструктивных особенностей.

Кабели выбирают:

По рабочему напряжению электроустановки определяется по формуле 29, кВ:

$$U_n \geq U_{раб} \quad (29)$$

где: U_n - номинальное напряжение линии кВ;

$U_{раб}$ - рабочее напряжения линии кВ;

— по длительному допустимому току определяется по формуле 30, А:

$$I_{доп} \geq I_{р.макс} \quad (30)$$

где: $I_{доп}$ - длительно допустимый ток для выбранного сечения кабеля, А;

$I_{р.макс}$ - максимальный рабочий ток линии. А;

— по экономической плотности тока определяется по формуле 31, мм²:

$$q_э \geq q_э = \frac{I_{р.макс}}{j_э} \quad (31)$$

где: $q_э$ - экономическая целесообразная площадь сечения жил кабеля, мм²;

$j_э$ - экономическая плотность тока для заданных условий работы, А/мм².

Для курсового проекта можно принять для кабелей с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами $j_э = 1,4$ А/мм²; для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией с алюминиевыми жилами $j_э = 1,7$ А/мм².

$$q_{э1} = \frac{136,26}{1,7} = 80,153 \text{ мм}^2$$

$$q_{э7} = \frac{133,50}{1,7} = 78,53 \text{ мм}^2$$

$$q_{э21} = \frac{49,65}{1,4} = 35,46 \text{ мм}^2$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

$$q_{3,22} = \frac{38,79}{1,4} = 27,71 \text{ мм}^2$$

$$q_{3,24} = \frac{26,23}{1,4} = 18,74 \text{ мм}^2$$

Выбранный по нормальному режиму кабель проверяют на термическую стойкость по режиму короткого замыкания, определяется по формуле 32 мм²:

$$q_e \geq q_{min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C} \quad (32)$$

где: B_k - тепловой импульс короткого замыкания, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$;

C - коэффициент, учитывающий соотношение максимально допустимой температуры при нормальном режиме.

$$q_{min1} = \frac{\sqrt{2,533} \cdot 10^3}{88} = 18,086 \text{ мм}^2$$

$$q_{min7} = \frac{\sqrt{2,533} \cdot 10^3}{88} = 18,086 \text{ мм}^2$$

$$q_{min21} = \frac{\sqrt{1,901} \cdot 10^3}{88} = 15,668 \text{ мм}^2$$

$$q_{min22} = \frac{\sqrt{1,901} \cdot 10^3}{88} = 15,668 \text{ мм}^2$$

$$q_{min24} = \frac{\sqrt{1,901} \cdot 10^3}{88} = 15,668 \text{ мм}^2$$

Выбор токоведущих частей указан в таблице 12.

Таблица 12 – выбор токоведущих частей.

Наименование присоединений и сборных шин	Максимальный рабочий ток, А	Экономически целесообразное сечение, мм ²	Тип токоведущих частей, мм ²	Допустимый ток, А
1	2	3	4	5
РУ – 35 Машиностроительный завод	136,26	80,153	АСГТ –3×95	255

Окончание таблицы 12.

1	2	3	4	5
РУ – 35 Локомотиворемонтный завод	133,50	78,53	АСГТ–3×95	255
РУ – 10 Вокзал	49,65	35,46	ААГ–3×50	140
РУ – 10 Водопровод и канализация	38,79	27,71	ААГ–3×35	115
РУ – 10 Пост электрической сигнализации	26,23	18,74	ААГ–3×25	90

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость указана в таблице 13.

Таблица 13 - проверка токоведущих частей на термическую стойкость выполняется по минимально допустимому сечению.

Наименование присоединений и сборных шин	Сечение токоведущей части, ММ ²	Тепловой импульс, КА ² * с	Коэффициент, С	Минимально допустимое сечение, ММ ²
РУ – 35 Машиностроительный завод	95	2,533	88	80,153
РУ – 35 Локомотиворемонтный завод	95	2,533	88	78,53
РУ – 10 Вокзал	50	1,901	88	35,46
РУ – 10 Водопровод и канализация	35	1,901	88	27,71
РУ – 10 Пост электрической сигнализации	25	1,901	88	18,74

3.4 Выбор и проверка выключателей.

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Высоковольтные выключатели служат для включения и отключения высоковольтных цепей во всех режимах работы электроустановок.

Выбор выключателей следует проводить по важнейшим параметрам в зависимости от места установки и условий работы по напряжению и току так, чтобы выполнялись условия определяется по формулам 33-34:

$$U_n \geq U_{раб} \quad (33)$$

$$I_n \geq I_{р max} \quad (34)$$

где: U_n и I_n - ближайšie большие напряжения и ток выбираемого высоковольтного выключателя;

$U_{раб}$ и $I_{р max}$ - рабочие напряжения и максимальный рабочий ток цепи, в котором должен быть установлен выключатель.

На электродинамическую стойкость выключатели проверяются:

а) по предельному периодическому току короткого замыкания определяется по формуле 35, А:

$$I_{нр.с} \geq I_{к} \quad (35)$$

где: $I_{нр.с}$ - эффективное значение периодической составляющей предельного сквозного тока по паспорту, кА;

$I_{к}$ - установившиеся значения тока трехфазного короткого замыкания в цепи, где установлен выключатель, кА.

б) по ударному току определяется по формуле 36, А:

$$i_{нр.с} \geq i_y \quad (36)$$

где: $i_{нр.с}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока, кА;

i_y - ударный ток короткого замыкания, кА.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания определяется по формуле :37

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_{к} \quad (37)$$

где: I_T - предельный ток термической стойкости по паспорту, кА;

t_T - время протекания термической устойчивости, с;

$B_{к}$ - тепловой импульс тока короткого замыкания, кА²*с.

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

В справочной литературе для ряда выключателей не приводятся значения номинальной отключаемой мощности, определяется по формуле 38, МВА:

$$S_{н.откл} = \sqrt{3} \cdot I_{н.откл} \cdot U_n \quad (38)$$

- по номинальному периодическому току отключения: определяется по формуле 39, А:

$$I_{н.откл} \geq I_k \quad (39)$$

где: $I_{н.откл}$ - номинальный предельно отключаемый ток выключателя при его нормальном напряжении, кА;

I_k - ток трехфазного короткого замыкания, кА.

- по предельно отключаемой мощности определяется по формуле 40, МВА:

$$S_{н.откл} \geq S_k \quad (40)$$

где: $S_{н.откл}$ - номинальная предельно отключаемая мощность выключателя по паспорту, МВА;

S_k - мощность трехфазного короткого замыкания по расчету, МВА.

Характеристики выбранных выключателей указаны в таблице 14.

Таблица 14 - выбор выключателей.

Наименование присоединения	Тип аппарата	Соотношение каталожных и расчетных данных					
		Условия выбора		Условия проверки			
		$\frac{U_{раб}, кВ}{U_{ном}, кВ}$	$\frac{I_{ном}, А}{I_{раб. макс}, А}$	$\frac{I_{ном.откл}, кА}{I_k, А}$	$\frac{I_{пр.с}, А}{I_k, А}$	$\frac{i_{пр.с}, А}{i_y, А}$	$\frac{I_T^2 * t_T, кА^2 * с}{B_k, кА^2 * с}$
1	2	3	4	5	6	7	8
РУ – 110 кВ	МКП-110 Б630-20У1	$\frac{126}{110}$	$\frac{630}{224, 90}$	$\frac{20}{2, 64}$	$\frac{20}{2, 64}$	$\frac{52}{6, 732}$	$\frac{1200}{22, 65}$
РУ – 35 кВ	ВТБ-35-630-12,5У1	$\frac{40, 5}{35}$	$\frac{630}{335, 90}$	$\frac{12, 5}{1, 54}$	$\frac{12, 5}{1, 54}$	$\frac{31}{3, 927}$	$\frac{625}{4, 150}$

Окончание таблицы 14.

1	2	3	4	5	6	7	8
---	---	---	---	---	---	---	---

РУ – 10 кВ	ВЭ-10-1600-20УЗ	$\frac{20}{10}$	$\frac{1600}{1175,60}$	$\frac{20}{7,42}$	$\frac{20}{7,42}$	$\frac{51}{18,921}$	$\frac{1200}{41,292}$
РУ-3,3 кВ	ВАБ-49/1-3200/30-Л	$\frac{20}{3,3}$	$\frac{3200}{3150}$	$\frac{22}{16}$	$\frac{22}{16}$	$\frac{50}{18,921}$	$\frac{800}{41,292}$

3.5 Выбор и проверка разъединителей.

Разъединители выбирают по следующим условиям:

– по конструкции, то есть когда необходимо учитывать место расположения разъединителя (внутренняя или наружная установка, количество заземляющих ножей и их расположение);

– по номинальному напряжению определяется по формуле 41, кВ

$$U_H \geq U_{раб}; \quad (41)$$

– по номинальному току определяется по формуле 42, А:

$$I_H \geq I_{р. макс}. \quad (42)$$

Характеристики выбранных разъединителей указаны в таблице 12.

Таблица 15 - выбор и проверка разъединителей.

Наименование присоединения	Тип аппарата	Соотношение каталожных и расчетных данных			
		$\frac{U_{ном}, кВ}{U_{раб}, кВ}$	$\frac{I_{ном}, А}{I_{раб. макс}, А}$	$\frac{i_{пр. с}, А}{i_y, А}$	$\frac{I_T^2 * t_T, кА^2 * с}{B_k, кА^2 * с}$
РУ – 110 кВ	РДЗ-3-110/630	$\frac{110}{110}$	$\frac{630}{224,90}$	$\frac{80}{6,732}$	$\frac{1452}{22,65}$
РУ – 35 кВ	РДЗ-35/630	$\frac{35}{35}$	$\frac{630}{335,90}$	$\frac{64}{3,927}$	$\frac{1600}{4,150}$

Окончание таблицы 15

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
						40

РУ – 10 кВ	РВЗ-10/1600	$\frac{10}{10}$	$\frac{1600}{1175,60}$	$\frac{81}{18,921}$	$\frac{6400}{41,292}$
РУ-3,3 кВ	РВЗ-10/1600	$\frac{10}{10}$	$\frac{1600}{1175,60}$	$\frac{81}{18,921}$	$\frac{6400}{41,292}$

3.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения предназначены для снижения высокого напряжения до величины 100 или $\frac{100}{\sqrt{3}}$ для питания измерительных приборов, счетчиков активной и реактивной энергии устройств релейной защиты.

Трансформатор напряжения выбирают по следующим условиям:

- в зависимости от конструкции и места установки;
- по номинальному напряжению определяется по формуле 43, кВ:

$$U_{1н} \geq U_{раб} \quad (43)$$

где: $U_{1н}$ - первичное напряжение трансформатора напряжения, кВ;

$U_{раб}$ - напряжение на шинах распределительного устройства, к которым подключают первичную обмотку трансформатора, кВ.

Выбранный трансформатор напряжения должен быть проверен по нагрузке вторичной цепи по усилению определяется по формуле 44, ВА:

$$S_{2н} \geq S_{2расч} \quad (44)$$

где: $S_{2н}$ - номинальная мощность трансформатора в выбранном классе точности при использовании однофазных трансформаторов, соединенных в трехфазную группу звездой, ВА;

$S_{2расч}$ - мощность, потребляемая приборами и реле, ВА

Характеристики приборов указаны в таблице 16.

Таблица 16 – приборы, подключаемые к трансформатору напряжения.

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Приборы, подключаемые к трансформатору напряжения	Тип прибора	Число катушек на-пряжения в приборе на одну фазу	Число приборов на одну фазу	Потребляемая мощность, ВА		cos φ	sin φ	Суммарная мощность, ВА	
				одного прибора	всех приборов			$\sum P_{np}$, Вт	$\sum Q_{np}$, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Счетчик активной энергии	СА4-И-672	-	4	-	-	0,38	0,93	6,08	14,88
Счетчик реактивной энергии	СР4 И673	4	4	-	-	0,38	0,93	11,4	27,9
Вольтметр	Э-377	1	1	2	2	1	0	2	0
Реле напряжения	РН-50	1	3	1	3	1	0	3	0
Итого								22,48	42,78

Мощность, потребляемая измерительными приборами и реле, подключенными к вторичной обмотке, определяется по формуле 45,ВА:

$$S_{2\text{ расч}} = \sqrt{(\sum P_{\text{приб}})^2 + (\sum Q_{\text{приб}})^2} \quad (45)$$

где: $\sum P_{\text{приб}}$ и $\sum Q_{\text{приб}}$ - сумма активных и реактивных мощностей приборов и реле, подключаемых к наиболее загруженной фазе, которая определяется по расчетной схеме, Вт и вар.

Активная и реактивная мощности каждого прибора, изображенного на расчетной схеме и подключенного к вторичной обмотке измерительного трансформатора тока, определяются по формуле 46:

$$P_{np} = S_{np} \cdot \cos \varphi_{np} \quad (46)$$

$$Q_{np} = S_{np} \cdot \sin \varphi_{np}$$

где: S_{np} - полная мощность, потребляемая прибором, ВА;

$\cos \varphi_{np}$ - коэффициент мощности прибора определяется по формуле 47;

$$\sin \varphi_{np} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{np}} \quad (47)$$

Счетчик активной энергии:

$$P_{np} = 4 \cdot 0,38 = 1,52 \text{ Вт}$$

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
						40

$$Q_{np} = 4 \cdot 0,93 = 3,72 \text{ вар}$$

Счетчик реактивной энергии:

$$P_{np} = 7,5 \cdot 0,38 = 2,85 \text{ Вт}$$

$$Q_{np} = 7,5 \cdot 0,93 = 6,975 \text{ вар}$$

Вольтметр:

$$P_{np} = 2 \cdot 1 = 2 \text{ Вт}$$

$$Q_{np} = 2 \cdot 0 = 0 \text{ вар}$$

Реле напряжения:

$$P_{np} = 3 \cdot 1 = 3 \text{ Вт}$$

$$Q_{np} = 3 \cdot 0 = 0 \text{ вар}$$

$$\sum P_{приб} = 4 \cdot 1,52 + 4 \cdot 2,85 + 1 \cdot 2 + 3 \cdot 1 = 22,48 \text{ Вт}$$

$$\sum Q_{приб} = 4 \cdot 3,72 + 4 \cdot 6,975 + 1 \cdot 0 + 3 \cdot 0 = 42,78 \text{ вар}$$

$$S_{2 \text{ расч}} = \sqrt{(22,48)^2 + (42,78)^2} = 48,3 \text{ ВА}$$

Выбранные трансформаторы напряжения указаны в таблице 17.

Таблица 17 – Выбранные трансформаторы напряжения.

Наименование присоединения	Тип аппарата	Номинальная мощность, ВА, в классе точности		
		0,5	1	3
РУ – 110 кВ	НКФ – 110	400	600	1200
РУ – 35 кВ	ЗНОМ – 35 – 65	150	250	600
РУ – 10 кВ	НАМИ – 10	150	300	600

3.7 Выбор и проверка трансформаторов тока.

Измерительный трансформатор тока применяют в электроустановках переменного тока для питания токовых обмоток измерительных приборов и реле защиты, расширение пределов измерительных приборов, изоляции их и реле от высокого первичного напряжения.

Условия выбора:

- по конструкции

- по роду установки;

- по номинальному напряжению определяется по формуле 48, кВ:

$$U_n \geq U_{раб} \quad (48)$$

$$110 \geq 110 \text{ кВ}$$

$$35 \geq 35 \text{ кВ}$$

$$10 \geq 10 \text{ кВ}$$

по номинальному току первичной обмотки: определяется по формуле 49, кА;

$$I_n \geq I_{р max} \quad (49)$$

$$\text{Для РУ 110 кВ: } 100 \geq 112,40 \text{ кА}$$

$$\text{Для РУ 35 кВ: } 600 \geq 335,90 \text{ кА}$$

$$\text{Для РУ 10 кВ: } 800 \geq 1175,60 \text{ кА}$$

Выбор трансформатора тока проверяют по следующим условиям:

по электродинамической стойкости (для отдельно стоящих трансформаторов тока, кроме шинных) определяется по формуле 50, кА:

$$I_{дин} = \sqrt{2} \cdot I_{1н} \cdot K_o \geq i_y \quad (50)$$

$$I_{дин110} = \sqrt{2} \cdot 0,1 \cdot 75 = 10,61 \text{ кА}$$

$$10,61 \geq 6,732 \text{ кА}$$

$$I_{дин35} = \sqrt{2} \cdot 0,6 \cdot 100 = 84,85 \text{ кА}$$

$$84,85 \geq 3,927 \text{ кА}$$

$$I_{дин10} = \sqrt{2} \cdot 0,8 \cdot 160 = 181,02 \text{ кА}$$

$$181,02 \geq 18,921 \text{ кА}$$

где: $I_{1н}$ - первичный номинальный ток выбранного трансформатора тока, кА;

K_o - кратность электродинамической стойкости по паспорту трансформатора.

- по термической стойкости (для отдельно стоящих трансформаторов тока) определяется по формуле 51, $кА^2 \cdot с$:

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

$$(I_{1n} \cdot K_m)^2 \cdot t_T \geq B_k \quad (51)$$

Для РУ 110 кВ: $(0,1 \cdot 60)^2 \cdot 1 = 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$36 \geq 22,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для РУ 35 кВ: $(0,6 \cdot 65)^2 \cdot 1 = 1521 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$1521 \geq 4,150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для РУ 10 кВ: $(0,8 \cdot 65)^2 \cdot 1 = 2704 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$2074 \geq 41,292 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где: K_m - кратность термической стойкости по паспорту трансформатора тока;

t_T - время прохождения тока термической стойкости, с (по паспорту);

I_{1n} - первичный номинальный ток выбранного трансформатора тока, кА

3.8 Проверка по классу точности (по нагрузке вторичных цепей).

Для выполнения этой проверки необходимо вначале составить расчетную схему, на которой нужно указать количество подключаемых приборов и способ их подключения. Проверка производится по одной наиболее загруженной фазе.

Рекомендуется совместное подключение счетчиков, измерительных приборов и релейной защиты, если трансформатор тока не выходит из класса 0,5.

Условие проверки

где Z_2 — вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2н}$ — номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности. Ом.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому с допустимой погрешностью можно принять $Z_2 = R_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов $\sum P_{приб}$, соединительных проводов R и переходного сопротивления контактов R_k :

Сопротивление одного прибора определяется по выражению:

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

где: $S_{приб}$ - мощность, потребляемая прибором, ВА;

$I_{2н}$ - вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины, удельной проводимости материала и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их необходимое сечение:

где: ρ - удельное сопротивление материала провода, Ом * м;

$l_{расч}$ - расчетная длина соединительных проводов, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Мощность и сопротивление катушек измерительных приборов и реле указаны в таблице 18.

Таблица 18 - Мощность и сопротивление катушек измерительных приборов и реле.

Наименование	Тип	Мощность катушки тока, ВА	Сопротивление катушки тока, Ом	Мощность катушки напряжения, ВА
1	2	3	4	5
Амперметры	ЭЗ78	0.5	0.02	
Счетчик активной энергии	САЗУ-И670	2.5	0.1	4.0

Окончание таблицы 18

1	2	3	4	5
Счетчик реактивной энергии	СР4-И673	2.5	0.1	7.5
Реле максимального тока	РТ-40/2	0.2	0.8	-

Сопротивление соединительных приборов с алюминиевыми жилами определяется по формуле 52;

$$\sum P_{приб} = \frac{\rho * l_{расч}}{q_{пр}} : \quad (52)$$

Условие проверки РУ- 110 кВ определяется по формуле 53:

$$Z_2 \leq Z_{2н} \quad (53)$$

$$1,2 \leq 1,2 \text{ Ом}$$

$$R_2 = \sum R_{\text{приб}} + R_{\text{np}} + R_{\text{к}}$$

$$R_2 = \sum R_{\text{приб}} = 0,02 + 0,1 + 0,1 = 0,22 \text{ Ом}$$

$$\sum R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}$$

$$\sum R_{\text{приб}} = \frac{0,2}{5^2} = 0,008 \text{ Ом}$$

$$Z_{2н} \geq R_{\text{приб}} + R_{\text{np}} + R_{\text{к}}$$

$$1,2 \geq 0,22 + 0,88 + 0,1 \text{ Ом}$$

$$1,2 \geq 1,2 \text{ Ом}$$

$$q_{\text{np}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{np}}}$$

$$q_{\text{np}} = \frac{2,83 \cdot 10^{-8} \cdot 75}{3,23} = 6,571 \cdot 10^{-7} \text{ Ом}$$

$$r_{\text{np}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\text{np}}}$$

$$r_{\text{np}} = \frac{2,83 \cdot 10^{-8} \cdot 75}{6,571 \cdot 10^{-7}} = 3,23 \text{ Ом}$$

Условие проверки РУ- 35 кВ определяется по формуле 54, Ом:

$$Z_2 \leq Z_{2н} \quad (54)$$

$$1,2 \leq 1,2 \text{ Ом}$$

$$R_2 = \sum R_{\text{приб}} + R_{\text{np}} + R_{\text{к}}$$

$$R_2 = \sum R_{\text{приб}} = 0,02 + 0,1 + 0,1 = 0,22 \text{ Ом}$$

$$\sum R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}$$

$$\sum R_{\text{приб}} = \frac{0,2}{5^2} = 0,008 \text{ Ом}$$

$$Z_{2н} \geq R_{\text{приб}} + R_{\text{np}} + R_{\text{к}}$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

$$1, 2 \geq 0, 22 + 0, 88 + i0, 1 \text{ Ом}$$

$$1, 2 \geq 1, 2 \text{ Ом}$$

$$q_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{R_{np}}$$

$$q_{np} = \frac{2,83 \cdot 10^{-8} \cdot 60}{3,23} = 5,257 \cdot 10^{-7} \text{ Ом}$$

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{np}}$$

$$r_{np} = \frac{2,83 \cdot 10^{-8} \cdot 60}{5,257 \cdot 10^{-7}} = 3,23 \text{ Ом}$$

Условие проверки РУ- 10 кВ определяется по формуле 55, Ом

$$Z_2 \leq Z_{2н} \quad (55)$$

$$1, 2 \leq 1, 2 \text{ Ом}$$

$$R_2 = \sum R_{проб} + R_{np} + R_{\kappa}$$

$$R_2 = \sum R_{проб} = 0, 02 + 0, 1 + 0, 1 = 0, 22 \text{ Ом}$$

$$\sum R_{проб} = \frac{S_{проб}}{I_{2н}^2}$$

$$\sum R_{проб} = \frac{0, 2}{5^2} = 0, 008 \text{ Ом}$$

$$Z_{2н} \geq R_{проб} + R_{np} + R_{\kappa}$$

$$1, 2 \geq 0, 22 + 0, 88 + i0, 1 \text{ Ом}$$

$$1, 2 \geq 1, 2 \text{ Ом}$$

$$q_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{R_{np}}$$

$$q_{np} = \frac{2,83 \cdot 10^{-8} \cdot 30}{3,23} = 2,628 \cdot 10^{-7} \text{ Ом}$$

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{np}}$$

$$r_{np} = \frac{2,83 \cdot 10^{-8} \cdot 30}{2,628 \cdot 10^{-7}} = 3,23 \text{ Ом}$$

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Характеристики трансформаторов тока указаны в таблице 19.

Таблица 19– трансформаторы тока.

Наименование присоединения	Тип аппарата	Условия выбора		Паспортные данные						Условия проверки	
		$\frac{U_{ном}}{U_{раб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{раб. макс}}$	Мощность трансформатора тока в классе точности				Кратность стойки		на термическую стойкость	на электродинамическую стойкость
								термической	динамической		
		кВ	А	0.5	1	3	10	K_m	K_{σ}	кА	$кА^2 * с$
РУ – 110	ТГФ-110	$\frac{110}{110}$	$\frac{150}{112,40}$	20	30	-	-	60	75	$10,61 \geq 6,732$	$3600 \geq 22,65$
РУ – 35	ТФЗМ-35А	$\frac{35}{35}$	$\frac{600}{335,90}$	15		-	-	65	100	$84,85 \geq 0,459$	$1521 \geq 0,059$
РУ – 10	ТПОЛА-10	$\frac{10}{10}$	$\frac{1500}{1175,60}$	15	-	30	-	65	160	$181,02 \geq 2,474$	$2074 \geq 0,706$

Выбор трансформатора тока встроенный в силовые трансформаторы указаны в таблице 17.

Таблица 17 - трансформатора тока встроенный в силовые трансформаторы.

Наименование	Тип	$U_{ном}, кВ$	$I_{ном}, А$	$I_{втор}, А$	Масса, кг
1	2	3	4	5	6

Окончание таблицы 19.

1	2	3	4	5	6
Для РУ-110 кВ	ТВТ-110- 300/1	110	300	1	112,9
Для РУ-35кВ	ТВТ-35П- 300/1	35	300	1	36,5
Для РУ-10 кВ	ТВ-10/20	10	20	5	15

Охрана труда

Общие принципы охраны труда (ОТ) предусматривают нормирование условий труда в сельскохозяйственном производстве и нацелены на ликвидацию травматизма. К ним относятся следующие принципы:

- безопасности производства на предприятии, состоящий в использовании возможностей обеспечения регламентируемой безопасности и реализующийся в процессе целенаправленной деятельности системы органов охраны труда;

- соответствия материально-технической базы и условий труда, т. е. с совершенствованием материально-технической базы должны улучшаться условия труда;

- непрерывного совершенствования условий труда, который предполагает неуклонное снижение вредных воздействий производства; при этом имеется в виду, что безопасность и безвредность достигаются не сразу, а создаются на основе планомерной деятельности;

- управления уровнем охраны труда, который устанавливает объективную необходимость и возможность управления показателями, характеризующими охрану труда как систему.

Эффективная профилактическая деятельность по обеспечению безопасности труда предполагает осознанный учет и использование комплекса принципов безопасности технического и организационного характера.

Система управления охраной труда на предприятии (в дальнейшем СУОТ) - это совокупность взаимоувязанных социально - экономических, научно технических, организационно-правовых мероприятий методом и средств, направленных на обеспечение безопасности, сохранения здоровья и работоспособности работающих в процессе их труда и реализуемых через регламентируемую законодательными актами и организационно-методическими документами целенаправленную деятельность служб, производственных подразделений, должностных лиц и рабочих предприятия.

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Целью управления охраной труда является создание в каждом структурном подразделении и на каждом рабочем месте условий труда соответствующих требованиям нормативных актов, создание предпосылок для неуклонного снижения показателей производственного травматизма, профессиональной заболеваемости и аварийности.

Основной задачей СУОТ является упорядочение и систематизация на основе общих принципов управления производством проводимой на предприятии профилактической работы по охране труда. Повышение ее эффективности и целенаправленности за счет рационального и планомерного использования всех технических, организационных, экономических и социальных возможностей предприятия.

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Заключение

В данном курсовом проекте определили мощность районных потребителей, по суммарным мощностям произвели выбор главных понижающих трансформаторов, составили структурную схему электрических соединений электрической (трансформаторной) подстанции, составили однолинейную схему электрических соединений трансформаторной подстанции, определили мощности на шинах первичного напряжения электрической подстанции, выбрал тип, количество понижающих трансформаторов, определили мощности на шинах первичного напряжения электрической подстанции, далее произвели расчет максимальных рабочих токов на шинах и по присоединении РУ, максимальные токи короткого замыкания для характерных точек электрической подстанции, выбрали и сделали проверку основного оборудования РУ на термическую и динамическую стойкость. Также были разработаны мероприятия по охране труда.

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Список литературы

Основные источники:

1. Почаевец В.С. Электрические подстанции / В.С. Почаевец— М.: ФГБОУ «УМЦ ЖДТ», 2020.

Дополнительные источники:

1. Инструкция JSfe ЦЭ-936 от 14.03.2019 г. «Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту оборудования тяговых подстанций электрифицированных железных дорог». — М.: Трансиздат, 2018.

2. Инструкция № 4054 «Инструкция по безопасности при эксплуатации электроустановок тяговых подстанций и районов электроснабжения железных дорог» (4054) от 18.03.2008 г — М.: ОАО «РЖД», 2020.

3. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ РМ-16. — СПб.: ЦОТПБСП, 2019.

4. Правила устройства электроустановок. Разделы 1,6,7.7-е изд. — СПб.: ЦОТПБСП, 2018.

5. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. — СПб.: ООО «БАРС», 2019.

6. Силовое оборудование тяговых подстанций железных дорог. ОАО «РЖД». — М.: Трансиздат, 2020.

7. Технологические карты на межремонтные испытания оборудования тяговых и трансформаторных подстанций железных дорог/ Департамент электрификации и электроснабжения ОАО «РЖД». — М.: Трансиздат, 2019.

8. Технологические карты на текущий ремонт оборудования тяговых и трансформаторных подстанций железных дорог ЦЭ МПС России. — М.: Трансиздат, 2019.

9. Петров Е.Б. Электрические подстанции. — М.: ГОУ «УМЦ ЖДТ», 2018.

					ЭЖД 13.02.07.033.010.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40