

Федеральное агентство по образованию

ГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет- УПИ»

Кафедра "Автоматизированные электрические системы"



# **Курсовое проектирование**

## **понижительной подстанции**

Методические указания  
для слушателей программы профессиональной переподготовки  
« Электроэнергетические системы и сети»

Составитель : **О.М.Котов**

Научный редактор : **В.П. Нестеренков**

**Курсовое проектирование понизительной подстанции:** Методические указания для  
курсового проектирования/ О.М.Котов Екатеринбург : УГТУ, 2008. 53 с.

Методические указания включают задание на курсовое проектирование, пример  
расчета основных разделов пояснительной записки, а также справочные материалы.

Подготовлено кафедрой "Автоматизированные электрические системы".

Библиогр.: назв. 4

## **КУРСОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ**

---

Подписано в печать	Заказ	Формат 60 × 84 1/16	
Бумага типографская		Офсетная печать	Усл.п.л.
Уч.-изд. л.	Тираж		Цена "С"

ГОУ ВПО УГТУ - УПИ  
620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19

ЗАО "Наука-Сервис"  
620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19

© ГОУ ВПО Уральский государственный  
технический университет, 2008

### Задание на курсовой проект

Выполнить проект **понижающей подстанции** в *сети, рассчитанной* в курсовом проекте по дисциплине ЭСС (№ подстанции согласовывается с руководителем ).

Обязательными для проработки следует считать разделы:

- 1) Выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанции. Для режима зимних аварийных перегрузок варианта с меньшей мощностью трансформатора ( число вариантов не менее 2-х) следует произвести ручной расчет теплового режима методом эквивалентных преобразований графиков нагрузок. Для остальных вариантов и режимов расчет можно выполнить по любой технологии, включая автоматизированные расчеты.
- 2) Выбор схемы электрических соединений распределительного устройства (РУ) высшего напряжения (ВН). Описание режимов работы схемы.
- 3) Расчёт токов короткого замыкания, выбор коммутационного оборудования и токоведущих частей, измерительных трансформаторов на стороне ВН.
- 4) Выбор схемы электрических соединений РУ низшего напряжения (НН). Описание режимов работы.
- 5) Расчёт токов короткого замыкания, выбор коммутационного оборудования, токоведущих частей, измерительных трансформаторов на стороне НН.
- 6) Выбор трансформаторы собственных нужд (СН) и схемы питания потребителей СН.
- 7) Выбор системы оперативного тока.
- 8) Описание релейных защит трансформатора.
- 9) Разработка и описание конструкции РУ ВН и РУ НН.
- 10) Расчёт грозозащиты и описание заземления подстанции.
- 11) Сметно-финансовый расчёт по укрупненным показателям стоимости.

Графическая часть проекта включает в себя 2 листа формата А1:

- а) принципиальная схема электрических соединений подстанции ( с маркировкой );
- б) план подстанции в ограде и разрезы ( обязателен разрез «от забора до забора» по ячейке силового трансформатора).

#### Примечание.

- Данные о электропотреблении и структуре прилегающей сети брать из курсового по сетям. Район сооружения - Урал;
- Класс напряжения РУНН принять равным 10 кВ.;
- Число зимних дней в году = 213, число летних дней = 152.

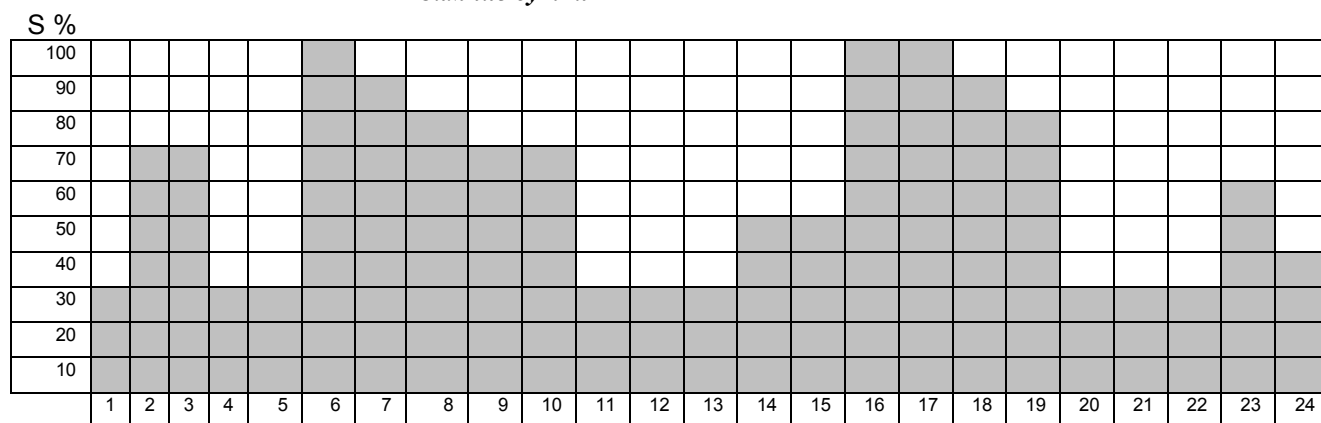
### Варианты исходных данных

№ варианта	ФИО	U ном ВН, кВ	№ графика нагрузки	х сист.* при Sбаз=100МВА	число ЛЭП на НН	t ср. зимняя	t ср. летняя	%опотр. I категории	%опотр. II категории	%опотр. III категории
1		110	1	0,03	11	-5	15	10	60	30
2		110	2	0,031	12	-7	14	20	40	40
3		220	3	0,032	13	-10	10	30	20	50
4		220	4	0,033	14	-12	15	40	30	30
5		110	3	0,034	14	-14	5	10	50	40
6		110	1	0,035	15	-8	12	20	30	50
7		220	2	0,036	13	-5	18	10	60	30
8		220	3	0,037	12	-12	10	20	40	40
9		110	4	0,038	12	-6	14	30	20	50
10		220	4	0,039	15	-5	10	40	30	30
11		110	3	0,04	15	-7	17	20	30	50
12		220	2	0,041	12	-5	20	10	60	30

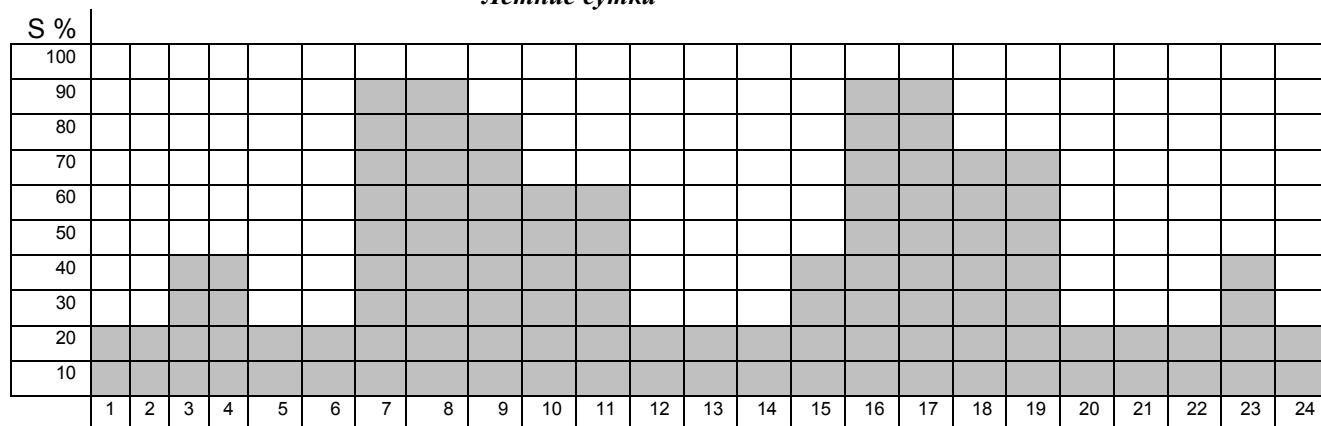
# Графики нагрузок ( в % от S<sub>зимн. max</sub> )

## Вариант 1

### Зимние сутки

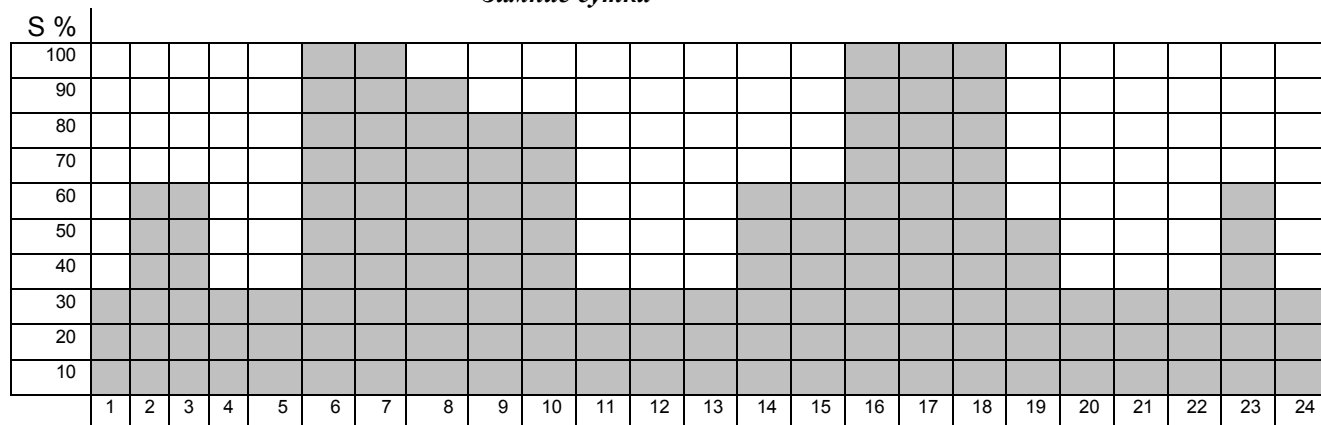


### Летние сутки

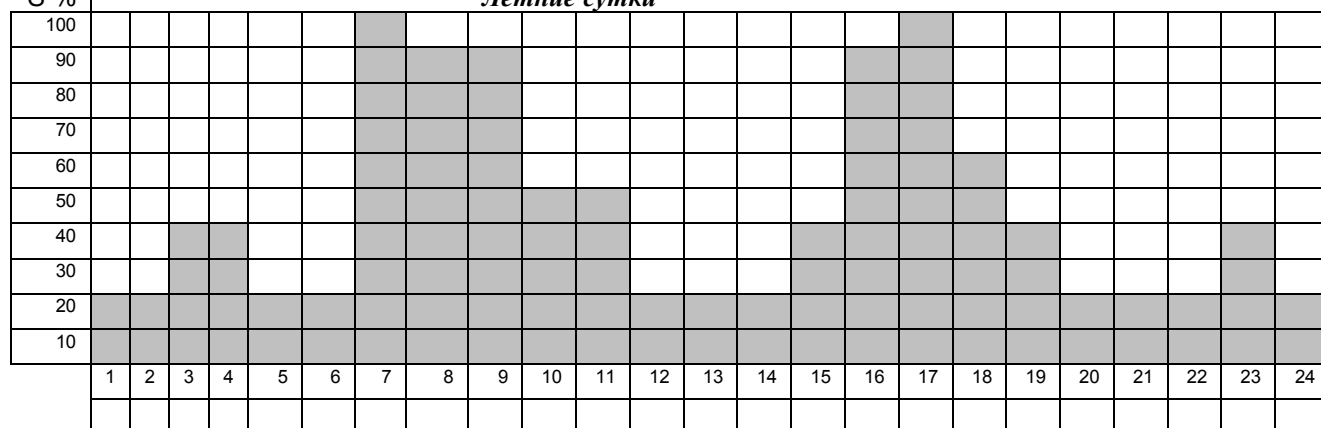


## Вариант 2

### Зимние сутки

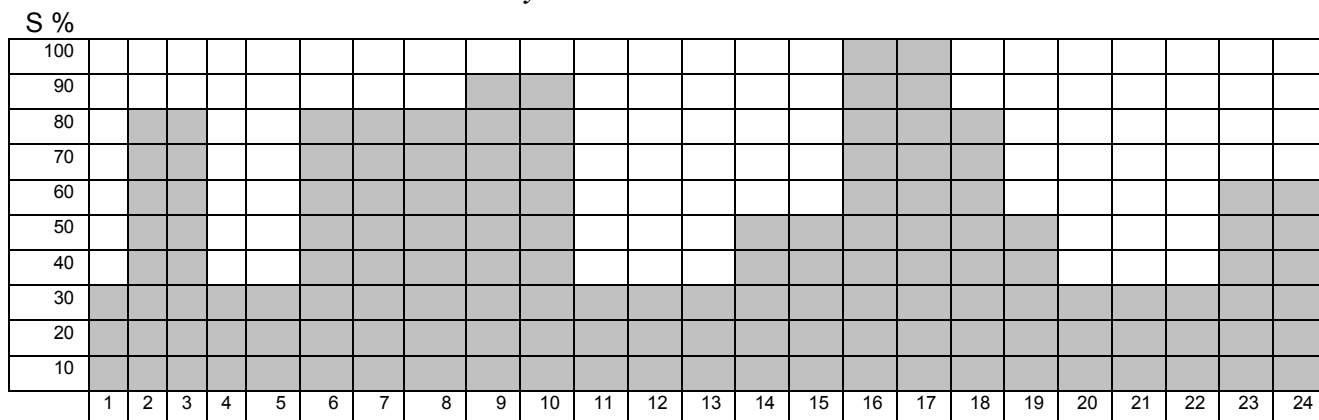


### Летние сутки

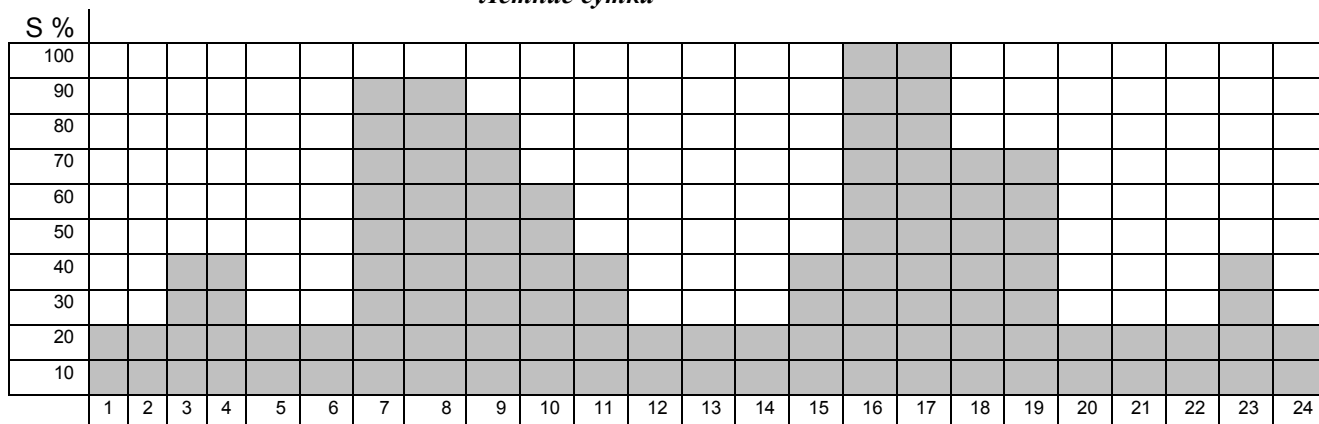


### Вариант 3

*Зимние сутки*

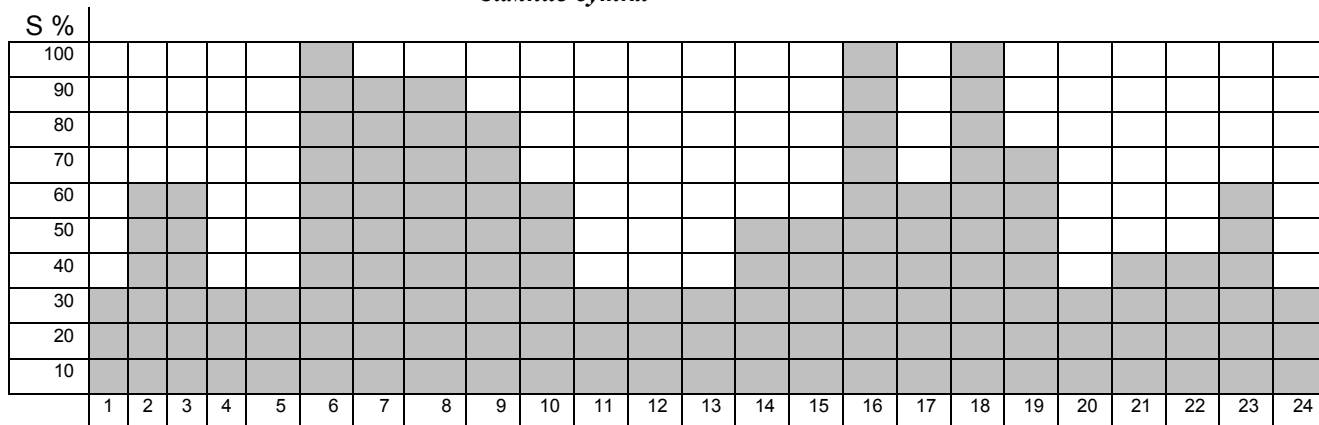


*Летние сутки*

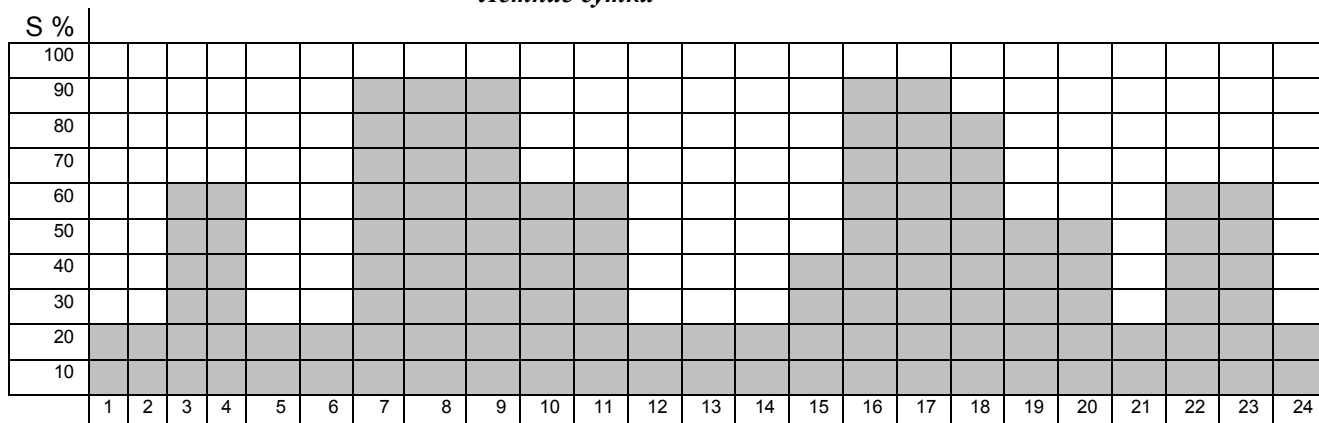


### Вариант 4

*Зимние сутки*

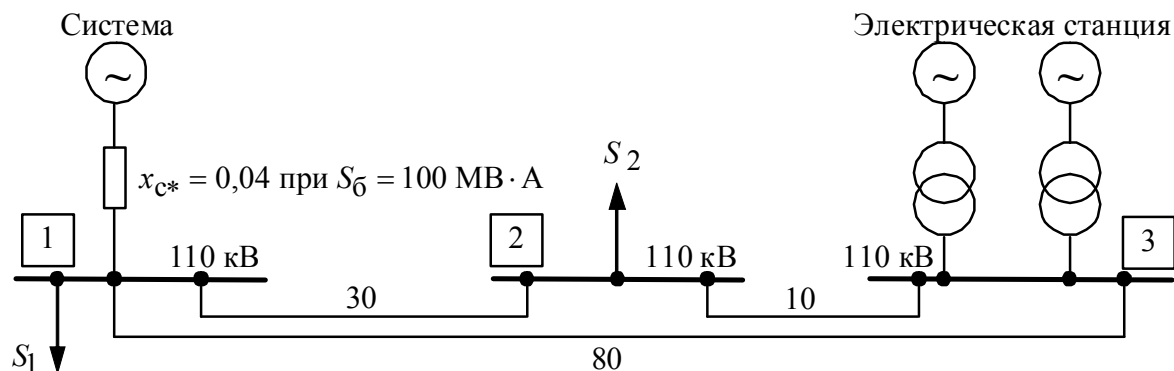


*Летние сутки*



**Пример расчета основных разделов пояснительной записки.  
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

а) Карта-схема электрической сети



$$x_{c*} = 0,04 \text{ о.е. при } S_{\delta} = 100 \text{ МВА};$$

Электростанция:

- Генераторы:  $2 \times TB - 60 - 2$ ,  $U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$ ,

$$x_d'' = 0,132 \text{ о.е.}, \quad \cos \varphi_{ном} = 0,8, \quad I_{Г ном} = 6,88 \text{ кА}$$

б)  $N_{П/СТ} = 2$ ;

$$P_{зймн.мах} = 47 \text{ МВт};$$

$$\cos \varphi = 0,84$$

$$U_{ВН} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{НН} = 10 \text{ кВ};$$

$$t_{ср}^{зймн} = -9^{\circ}\text{C}; \quad t_{ср}^{летн} = 20^{\circ}\text{C}.$$

Распределение потребителей по категориям:

I – 20 %;

II – 40 %;

III – 40 %.

Линий, резервирующих потребителей по низшему напряжению (10 кВ) нет.

в) График нагрузки:

Час	$S_{зймн}, \%$	$S_{летн}, \%$	Час	$S_{зймн}, \%$	$S_{летн}, \%$
1	30	20	13	30	20
2	60	20	14	50	20
3	60	40	15	50	40
4	30	40	16	100	90
5	30	20	17	90	100
6	100	20	18	80	40
7	100	100	19	80	40
8	100	100	20	30	20
9	100	100	21	30	20
10	90	60	22	30	20
11	30	60	23	60	40
12	30	20	24	30	20

**Выбор силовых трансформаторов подстанции**

Расчеты проводятся в полной мощности  $S_{зймн max} = \frac{P_{зймн max}}{\cos \varphi} = \frac{47}{0,84} = 56 \text{ МВА}$ .

Поскольку на проектируемой подстанции имеются потребители I категории, а резерва по 10 кВ нет, необходимо установить  $n_T \geq 2$ . Так как схемы трех-трансформаторных подстанций, как правило, дороже, намечаются варианты трансформаторов с  $n_T = 2$

$$S_T = \frac{S_{3 \max} (1 - k_{\text{откл}})}{(n_T - 1) \cdot 1,4},$$

где  $S_T$  – мощность трансформатора, МВ·А;  $k_{\text{откл}}$  – доля допустимых отключений потребителей ( $k_{\text{откл}} \leq k_{\text{III}}$ ); 1,4 – допустимая перегрузка трансформатора (40%).

Для  $k_{\text{откл}} = 0$ :

$$S_{T \max} = \frac{S_{3 \max}}{1,4} = \frac{56}{1,4} = 40 \text{ МВА.}$$

Для  $k_{\text{откл}} = k_{\text{III}} = 0,4$ :

$$S_{T \min} = \frac{S_{3 \max} (1 - 0,4)}{1,4} = \frac{56 \cdot 0,6}{1,4} = 24 \text{ МВА.}$$

В результате получаем интервал [24 МВА ... 40 МВА].

По справочнику намечаются три варианта выбора (силовые трансформаторы с РПН):

№ вар.	Тип трансформатора	$u_k$ , %	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	Цена, тыс. руб.	$U_{\text{вн, ном}}$ , кВ	$U_{\text{нн, ном}}$ , кВ	Тип системы охлажд.
1	ТРДН 25000 / 110	10,5	30	120	58,3	115	10,5	ONAF
2	ТРДН 32000 / 110	10,5	40	145	65,5	115	10,5	ONAF
3	ТРДН 40000 / 110	10,5	50	160	72,6	115	10,5	ONAF

### Тепловой расчет трансформатора. Вариант 1: 2×25 МВА

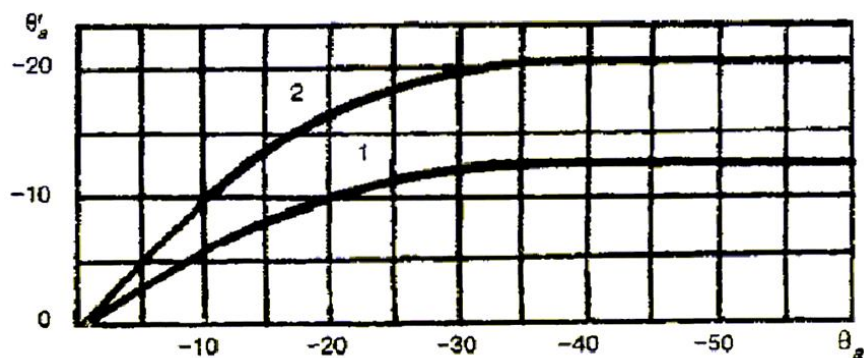
**Зима. Нормальный режим**

$$S_{\text{зимн max}} = 56 \text{ МВА};$$

$$S_{\Sigma \text{ тр}} = 2 \cdot 25 = 50 \text{ МВА};$$

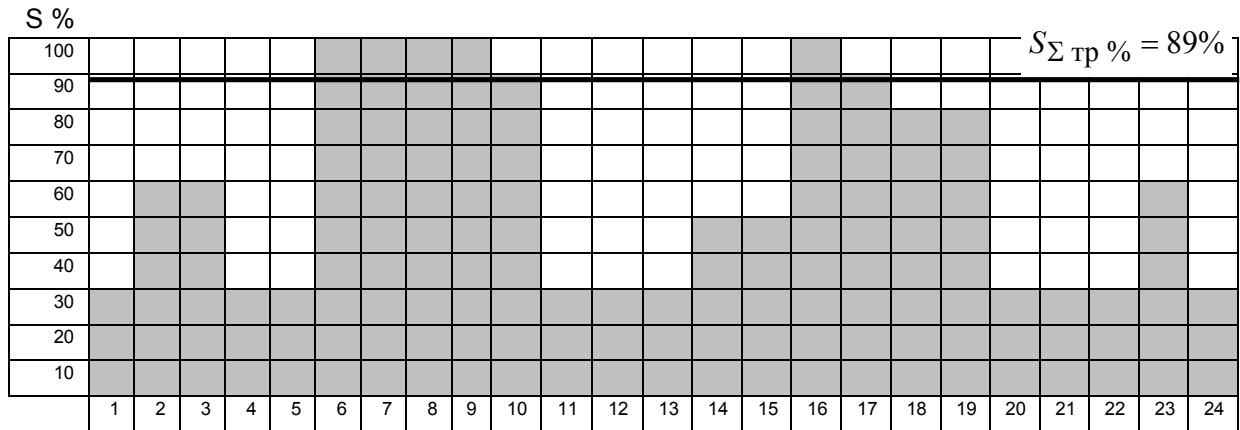
$$S_{\Sigma \text{ тр}} \% = \frac{50}{56} \cdot 100 = 89 \text{ \%}.$$

Для отрицательных температур ГОСТ 14209-97 предписывает использовать скорректированное значение (рисунок, 1- системы «М» и «Д», 2 – «ДЦ» и «Ц»). В данном случае для  $t_{\text{ср}}^{\text{зимн}} = -9^\circ\text{C}$ . искомое значение составляет  $t_{\text{ср}}^{\text{зимн}} = -5^\circ\text{C}$ .





Зимние сутки



Выделяются 2 периода перегрузки: 5–10 ч и 15–17 ч.

Для каждого интервала рассчитывается тепловой импульс

$$B_i = \sum S_i^2 t_i,$$

где  $i$  – ступень постоянной нагрузки периода перегрузки;  $S_i$  – мощность ступени, МВА;  
 $t_i$  – продолжительность ступени, ч.

$$B_1 = 56^2 \cdot 4 + (0,9 \cdot 56)^2 \cdot 1 = 15084,2 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_2 = 56^2 \cdot 1 + (0,9 \cdot 56)^2 \cdot 1 = 5676,2 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч}.$$

$B_1 > B_2$ , поэтому ступенью перегрузки считается время с 5 до 10 часов.

Коэффициент перегрузки

$$k_2 = \frac{1}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 t_i}{\sum t_i}},$$

где  $S_{\text{тр}}$  в данном случае равно  $S_{\Sigma \text{ тр}}$ .

$$k_2 = \frac{1}{50} \sqrt{\frac{15084,2}{5}} = 1,098 \approx 1,1.$$

Коэффициент начальной загрузки находится по аналогичной формуле:

$$k_1 = \frac{1}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 t_i}{\sum t_i}} =$$

$$= \frac{1}{50} \sqrt{\frac{(0,3 \cdot 56)^2 \cdot 10 + (0,6 \cdot 56)^2 \cdot 3 + (0,9 \cdot 56)^2 \cdot 1 + (0,8 \cdot 56)^2 \cdot 2 + (0,5 \cdot 56)^2 \cdot 2 + 56^2 \cdot 1}{19}} = 0,61.$$

Проверка допустимости эквивалентирования:

$$0,9 S_{\text{зимн. max}} \leq k_2 S_{\text{нт}},$$

$$0,9 \cdot 56 = 50,4 \leq 1,1 \cdot 50 = 55 \text{ МВА}.$$

Неравенство выполняется, двухступенчатое эквивалентирование допустимо.

По рисунку 10 ГОСТ 14209-97 для систематических перегрузок находится  $k_{2 \text{ доп}}$ :

$$k_1 = 0,61;$$

$$t_{\text{пер}} = 5 \text{ ч (} t = 8 \text{ ч)};$$

$$t_{\text{зимн. ср}} = -5^\circ \text{ С (график для } \Theta_{\text{охл}} = 0^\circ \text{ С)};$$

$$k_{2 \text{ доп}} = 1,29.$$

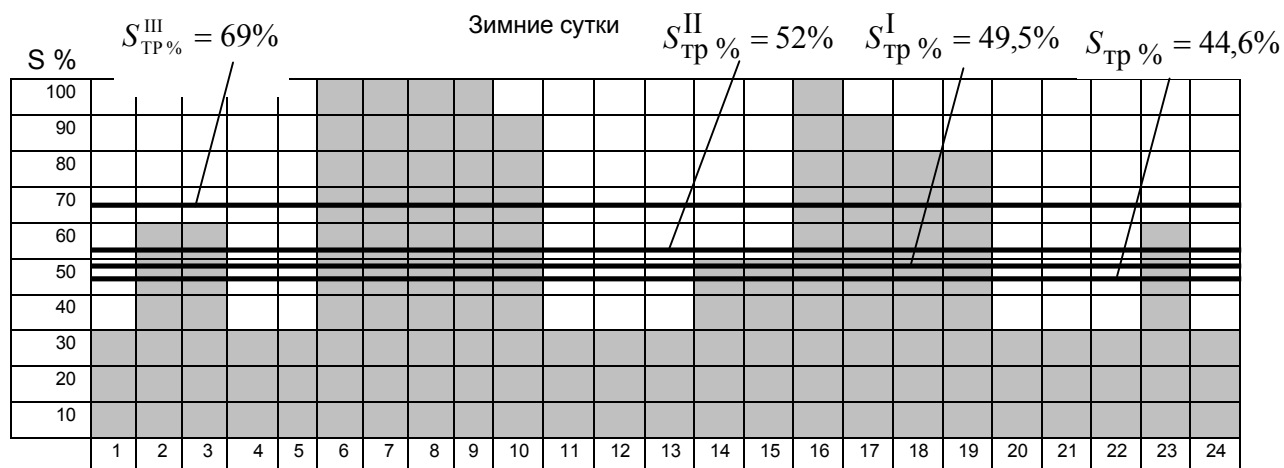
Поскольку  $k_2 = 1,1 < k_{2 \text{ доп}}$ , нормальный режим зимой допустим.

### Зима. Аварийный режим

Аварийный (послеаварийный) режим обусловлен отключением одного из трансформаторов.

$$S_{\Sigma \text{ тр}} = 25 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}} \% = \frac{25}{56} \cdot 100 = 44,64 \text{ \%}.$$



Первый и последний период перегрузки можно не рассматривать

$$B_1 = 15084,2 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_2 = (0,5 \cdot 56)^2 \cdot 2 + 56^2 \cdot 1 + (0,9 \cdot 56)^2 \cdot 1 + (0,8 \cdot 56)^2 \cdot 2 = 10474,2 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_1 > B_2;$$

$$k_2 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{B_1}{5}} = 2,19;$$

$$0,9 S_{\text{зимн. max}} = 50,4 \text{ МВА};$$

$$k_2 S_{\text{HT}} = 54,75 \text{ МВА}.$$

Условие эквивалентирования выполнено.

$$k_1 = \frac{S_{\text{зимн. max}}}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{1 + 0,9^2 + 0,8^2 \cdot 2 + 0,6^2 \cdot 3 + 0,5^2 \cdot 2 + 0,3^2 \cdot 10}{19}} = 1,22.$$

Поскольку  $k_1 > 1$ , в период, предшествующий перегрузке с 5 до 10 часов, трансформатор также перегружен. Для того, чтобы сделать  $k_1 \leq 1$  требуется отключить часть нагрузки

$$\Delta S_{\text{откл}} = (k_1 - 1) S_{\text{T}} = (1,22 - 1) \cdot 25 = 5,5 \text{ МВА}.$$

$$\Delta S_{\text{откл}} \text{ должна быть меньше } S_{\text{III}} = 0,4 \cdot 56 = 22,4 \text{ МВА}.$$

Таким образом, подобное отключение действительно допустимо.

$$S_{\text{max}}^{\text{I}} = S_{\text{зимн. max}} - \Delta S_{\text{откл}} = 56 - 5,5 = 50,5 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}}^{\text{I}} \% = \frac{25}{50,5} \cdot 100 = 49,5 \text{ \%}.$$

Периоды перегрузки и предшествующей нагрузки не изменились, поэтому можно сразу рассчитать  $k_2$  и  $k_1$ :

$$k_2 = \frac{S_{\text{max}}^{\text{I}}}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{1^2 \cdot 4 + 0,9^2 \cdot 1}{5}} = \frac{50,5}{25} \cdot 0,98 = 1,98;$$

$$k_1 = \frac{S_{\max}^I}{S_{\square p}} \sqrt{\frac{1 + 0,9^2 + 0,8^2 \cdot 2 + 0,6^2 \cdot 3 + 0,5^2 \cdot 2 + 0,3^2 \cdot 10}{19}} = \frac{50,5}{25} \cdot 0,54 = 1,09 \approx 1,1;$$

Поскольку  $k_1 > 1$ , необходимо продолжить отключение нагрузки:

$$\Delta S_{\text{откл}}^I = (k_1 - 1) S_{\text{тр}} = 2,5 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{откл}} \Sigma = \Delta S_{\text{откл}} + \Delta S_{\text{откл}}^I = 5,5 + 2,5 = 8 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{откл}} \Sigma < S_{\text{III}} = 22,4 \text{ МВА};$$

$$S_{\max}^{\text{II}} = S_{\max}^I - \Delta S_{\text{откл}}^I = 50,5 - 2,5 = 48 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}}^{\text{II}} \% = \frac{25}{48} \cdot 100 = 52 \text{ \%}.$$

В результате данного отключения изменилась продолжительность второго периода перегрузки, который и до этого входил в ступень предшествующей перегрузки. Поэтому можно сразу рассчитать  $k_1$  и  $k_2$ :

$$k_2 = \frac{S_{\max}^{\text{II}}}{S_{\text{тр}}} \cdot 0,98 = \frac{48}{25} \cdot 0,98 = 1,88;$$

$$k_1 = \frac{S_{\max}^{\text{II}}}{S_{\text{тр}}} \cdot 0,54 = \frac{48}{25} \cdot 0,54 = 1,03 \approx 1.$$

По таблице 17 (для  $t = 8$  ч) ГОСТ 14209-97 определяется коэффициент допустимой перегрузки. Учитывая, что  $t_{\text{ннт}} = 140^0$ , находится  $\Theta_{\text{доп}} = t_{\text{ннт}} - t_{\text{ср.зимн.}} = 140^0 - (-5^0) = 145^0$ . По столбцу с  $k_1 = 1$  определяем  $k_{2 \text{ доп}} = 1,4$ , соответствующий ближайшему меньшему превышению температуры ( $132^0$ )

$$k_1 = 1;$$

$$t_{\text{II}} = 5 \rightarrow h = 6 \text{ ч};$$

$$t_{\text{ср.зимн.}} = -5^0 \text{ C} \rightarrow \Theta_{\text{охл}} = 0^0 \text{ C};$$

$$k_{2 \text{ доп}} = 1,5 < k_2 = 1,88.$$

Следует продолжить отключение части потребителей.

$$\Delta S_{\text{откл}}^{\text{II}} = (k_2 - k_{2 \text{ доп}}) S_{\text{тр}} = (1,88 - 1,4) \cdot 25 = 12 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{откл}} \Sigma = \Delta S_{\text{откл}} + \Delta S_{\text{откл}}^I + \Delta S_{\text{откл}}^{\text{II}} = 5,5 + 2,5 + 12 = 20 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{откл}} \Sigma < S_{\text{III}} = 22,4 \text{ МВА};$$

$$S_{\max}^{\text{III}} = S_{\max}^{\text{II}} - \Delta S_{\text{откл}}^{\text{II}} = 48 - 12 = 36 \text{ МВА};$$

$$S_{\square p}^{\text{III}} \% = \frac{25}{36} \cdot 100 = 69 \text{ \%}.$$

$$k_2 = \frac{S_{\max}^{\text{III}}}{S_{\text{тр}}} \cdot 0,98 = \frac{36}{25} \cdot 0,98 = 1,41;$$

$$k_1 = \frac{S_{\max}^{\text{III}}}{S_{\text{тр}}} \cdot 0,54 = \frac{36}{25} \cdot 0,54 = 0,77.$$

По таблице 17 (для  $t = 8$  ч) ГОСТ 14209-97 определяется  $k_{2 \text{ доп}}$ .

$$\Theta_{\text{доп}} = 135^0$$

Для  $k_1 = 0,8$  ч ближайшее меньшее  $\Theta$  ( $132^0$ ) соответственно  $k_{2 \text{ доп}} = 1,4$

$$k_{2\text{доп}} = 1,4 \approx k_{2\text{расч}}$$

На этом расчет можно закончить, т.к.  $t_{\Pi}$  и  $\theta$  взяты с некоторым запасом.

### Лето. Нормальный режим

$$S_{\text{л max}} = 56 \text{ МВА}$$

$$S_{\Sigma \text{ тр}} = 50 \text{ МВА};$$

$$S_{\Sigma \text{ тр}} \% = 89 \text{ \%}.$$



$$B_1 = 56^2 \cdot 3 = 9408 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_2 = (0,9 \cdot 56)^2 + 56^2 = 5676 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч}.$$

$$B_1 > B_2;$$

$$k_2 = \frac{1}{S_{\Sigma \text{ тр}}} \sqrt{\frac{B_1}{3}} = \frac{1}{50} \sqrt{\frac{9408}{3}} = 1,12;$$

$$k_1 = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\Sigma \text{ тр}}} \sqrt{\frac{0,2^2 \cdot 11 + 0,4^2 \cdot 6 + 0,6^2 \cdot 2 + 0,9^2 \cdot 1}{21}} = \frac{56}{50} \cdot 0,433 = 0,48.$$

По графикам ГОСТ 14209-97 для систематических перегрузок рисунок 10 для  $\theta_{\Delta} = 20^0$  находится  $k_{2 \text{ доп}}$ :

$$k_1 = 0,5;$$

$$h_{\text{пер}} = 4 \text{ ч};$$

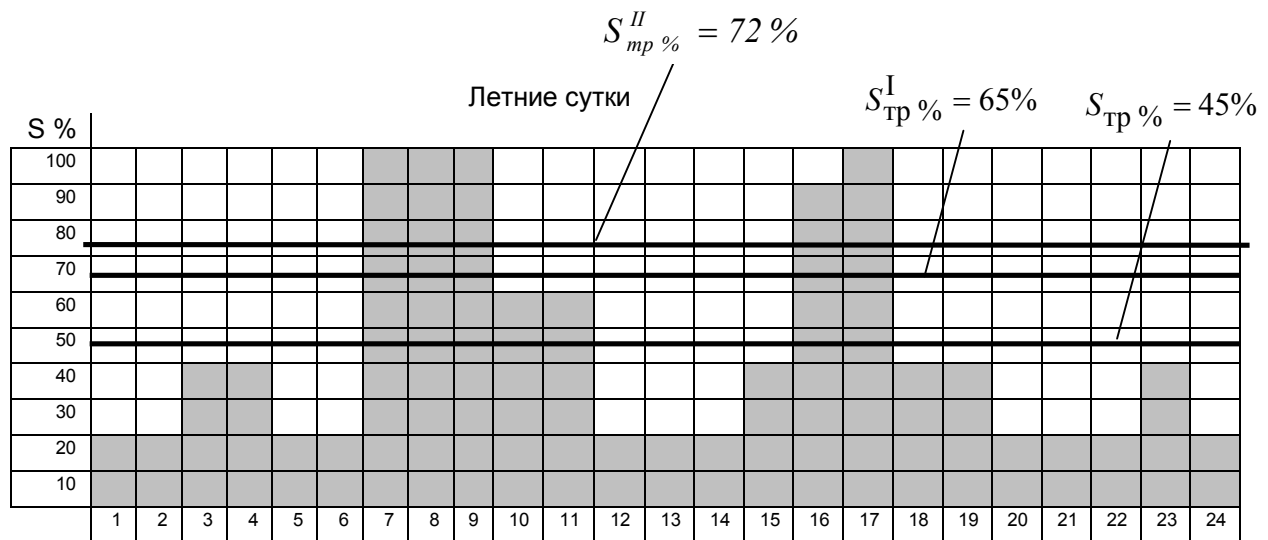
$$k_{2 \text{ доп}} = 1,29.$$

Поскольку  $k_2 < k_{2 \text{ доп}}$  - перегрузка допустима.

### Лето. Аварийный режим

$$S_{\text{тр}} = 25 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}} \% = \frac{25}{56} \cdot 100 = 45 \text{ \%}.$$



$$B_1 = 56^2 \cdot 3 + (0,6 \cdot 56)^2 \cdot 2 = 11665 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_2 = (0,9 \cdot 56)^2 + 56^2 = 5676 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_1 > B_2;$$

$$k_2 = \frac{1}{S_{тр}} \sqrt{\frac{B_1}{5}} = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{11665}{5}} = 1,93;$$

$$k_1 = \frac{S_{\max}}{S_{тр}} \sqrt{\frac{0,2^2 \cdot 11 + 0,4^2 \cdot 6 + 0,9^2 + 1}{19}} = \frac{56}{25} \cdot 0,411 = 0,92;$$

$$0,9 S_{\max} = 50,4 \text{ МВА};$$

$$k_2 S_{тр} = 48,2 \text{ МВА}.$$

Условия эквивалентирования не выполняются. В таком случае полагают, что

$$k_2 = 0,9 \frac{S_{\max}}{S_{тр}} = 0,9 \frac{56}{25} = 2,01;$$

$$t_{п}^I = \frac{k_2^2}{(0,9 k_{\max})^2} t_{п} = \frac{1,93^2}{(0,9 \cdot 2,24)^2} \cdot 5 = 4,5 \text{ ч}.$$

$$\text{Здесь } k_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{тр}} = 2,24.$$

По ГОСТ 14209-97 по таблице 17 ( $t_{п} = 8 \text{ ч}$ ) для  $k_I = I$

$$\Theta_{\text{охл}} = 20^\circ \text{ C};$$

$$\Theta_{\text{доп}} = 140 - \Theta_{\text{охл}} = 140 - 20 = 120^\circ \text{ C}$$

Находим ближайшее меньшее  $\Theta = 117^\circ$ , соответствующее  $k_2 \text{ доп} = 1,3$

Поскольку  $k_2 > k_2 \text{ доп}$ , необходимо отключить часть нагрузки.

$$\Delta S_{\text{откл}} = (k_2 - k_2 \text{ доп}) \cdot 25 = (2,01 - 1,3) \cdot 25 = 17,75 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{откл}} < S_{\text{III}} = 22,4 \text{ МВА};$$

$$S_{\max}^I = 56 - 17,75 = 38,25 \text{ МВА};$$

$$S_{тр}^I \% = \frac{25}{38,25} \cdot 100 = 65,4 \%;$$

$$B_1 = 38,25^2 \cdot 3 = 4389 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_2 = (0,9 \cdot 38,25)^2 + 38,25^2 = 2648 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_1 > B_2;$$

$$k_2 = \frac{1}{S_{\Sigma \text{ тр}}} \sqrt{\frac{B_1}{3}} = 1,529;$$

$$k_1 = \frac{S_{\max}^I}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{0,2^2 \cdot 11 + 0,4^2 \cdot 6 + 0,9^2 \cdot 1 + 0,6^2 \cdot 2}{21}} = \frac{38,25}{25} \cdot 0,432 = 0,661;$$

$$0,9 S_{\max}^I = 0,9 \cdot 38,25 = 34,42 \text{ МВА};$$

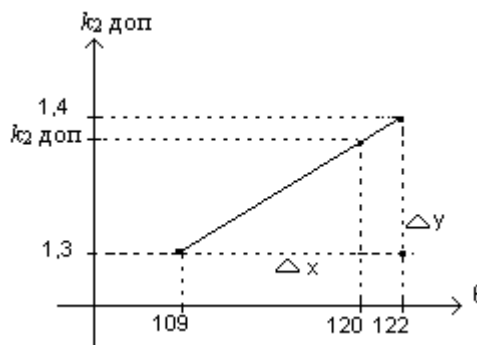
$$k_2 S_{\text{тр}} = 1,529 \cdot 25 = 38,22 \text{ МВА}.$$

Условие эквивалентирования выполняется.

$$\Theta_{\text{охл}} = 20^\circ \text{ C};$$

$$\Theta_{\text{доп}} = 140^\circ - \Theta_{\text{охл}} = 140 - 20 = 120^\circ$$

По таблице 16 (для  $t_n = 4 \text{ ч}$ ) для  $k_1 = 0,7$  находим ближайшее меньшее  $\Theta = 109^\circ \text{ C}$ , соответствующее  $k_{2 \text{ доп}} = 1,3$ . В данном случае необходимо уточнить  $k_{2 \text{ доп}}$  методом линейной интерполяции:



$$\frac{\text{tg} \alpha}{1} = \frac{\Delta y}{\Delta x} = \frac{\Delta y^1}{\Delta x^1}$$

$$k_{2 \text{ доп}}^1 = 1,3 + \frac{(1,4 - 1,3)}{(122 - 109)} \cdot (120 - 109) = 1,3 + \frac{0,1 \cdot 11}{1,3} = 1,3 + \frac{1,1}{1,3} = 1,38$$

$$\Delta S_{\text{отк}}^1 = (k_2 - k_{2 \text{ доп}}^1) S_{\text{тр}} = (1,529 - 1,38) S_{\text{тр}} = 3,72 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{откл} \Sigma} = \Delta S_{\text{откл}} + \Delta S_{\text{откл}}^1 = 17,75 + 3,72 = 21,47 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{откл} \Sigma} = 21,47 \text{ МВА} \langle S_{\text{III}} = 22,4 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{max}}^{\text{II}} = S_{\text{max}} - S_{\text{откл} \Sigma} = 56 - 21,47 = 34,53 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{тр} \%}^{\text{II}} = \frac{25}{34,53} \cdot 100 = 72,4\%$$

Периоды перегрузки не изменились.

$$k_2 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{34,52^2 \cdot 3}{3}} = \frac{34,53}{25} = 1,38;$$

$$k_1 = \frac{34,52}{25} \cdot 0,432 = 0,64 = 0,596$$

$$\theta_{\text{доп}} = 140 - 20 = 120^\circ \text{C}$$

$$t_{\text{пер}} = 4 \text{ ч (табл. 16)}$$

$$\text{для } k_1 = 0,7$$

$$\theta_{\text{доп min}} = 109 \text{ (} k_{2\text{min}} = 1,3 \text{)}$$

$$\theta_{\text{доп max}} = 122 \text{ (} k_{2\text{max}} = 1,4 \text{)}$$

$$k_{\text{доп}} = 1,3 + \frac{1,4 - 1,3}{122 - 109} \cdot (120 - 109) = 1,38$$

$$k_2 = k_{2\text{доп}}, \text{ расчет закончен.}$$

### Тепловой расчет трансформатора. Вариант 2: 2×32 МВА

#### Зима. Нормальный режим

$$S_{3\text{ max}} = 56 \text{ МВА;}$$

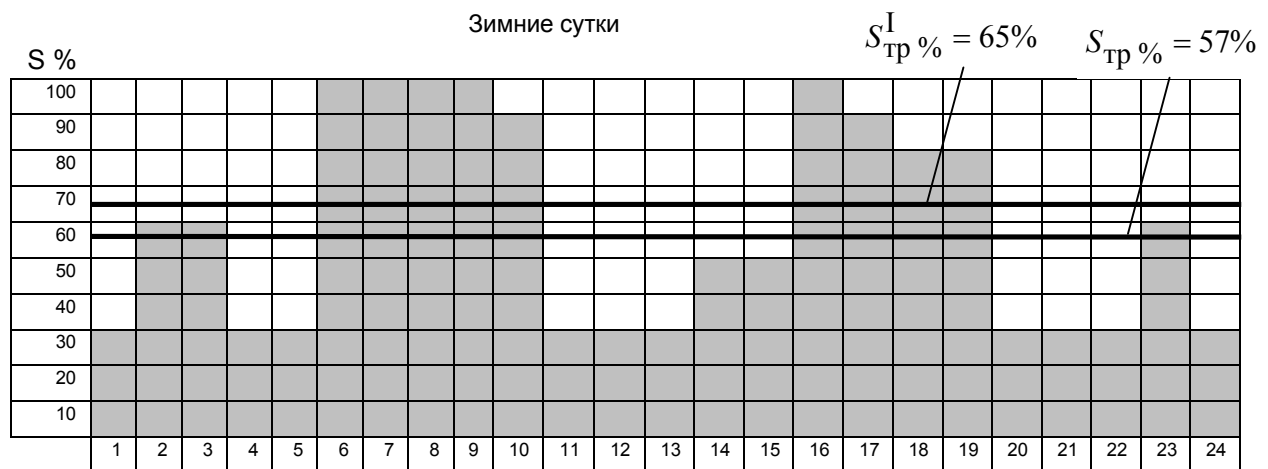
$$S_{\Sigma \text{ тр}} = 2 \cdot 32 = 64 \text{ МВА.}$$

Трансформаторы работают без перегрузки.

#### Зима. Аварийный режим

$$S_{\Sigma \text{ тр}} \% = \frac{32}{56} \cdot 100 = 57 \%. \text{}$$

Рассматриваются два периода перегрузки: с 5 до 10 ч и с 15 до 19 ч.



$$B_1 = 56^2 \cdot 4 + (0,9 \cdot 56)^2 \cdot 1 = 15084,2 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч;}$$

$$B_2 = 56^2 + (0,9 \cdot 56)^2 + (0,8 \cdot 56)^2 \cdot 2 = 9690 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч;}$$

$$B_1 > B_2;$$

$$k_2 = \frac{1}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{B_1}{5}} = \frac{1}{32} \sqrt{\frac{15084,2}{5}} = 1,71.$$

$$0,9 S_{\text{max}} = 50,4 \text{ МВА;}$$

$$k_2 S_{\text{тр}} = 1,71 \cdot 32 = 54,7 \text{ МВА} \Rightarrow \text{условие эквивалентирования выполняется.}$$

$$k_1 = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{0,3^2 \cdot 10 + 0,5^2 \cdot 2 + 0,6^2 \cdot 3 + 0,8^2 \cdot 2 + 0,9^2 \cdot 1}{19}} = \frac{56}{32} \cdot 0,54 = 0,94.$$

$$\theta_{\text{доп}} = t_{\text{max}} - t_{\text{охл}} = 140 - (-5) = 145^\circ \text{C}$$

По табл. 17 (для  $C_1=1$ )

$$\theta_{\text{доп min}} = 132 \text{ (} k_{2 \text{ доп}} = 1,4 \text{)}$$

$$\theta_{\text{доп max}} = 148 \text{ (} k_{2 \text{ доп}} = 1,5 \text{)}$$

$$\theta_{\text{доп}} = 1,4 + \frac{\overbrace{1,5-1,4}^{0,1}}{\underbrace{148-132}_{16}} \cdot \underbrace{(145-132)}_{13} = 1,48$$

$$\Delta S_{\text{откл}} = (k_2 - k_{2 \text{ доп}}) \cdot S_{\text{тр}} = (1,71 - 1,48) \cdot 32 = 7,36 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{откл } \Sigma} < S_{\text{III}};$$

$$S_{\text{max}}^I = 56 - 7,36 = 48,64 \text{ МВА};$$

$$S_{\square \text{p}}^I \% = \frac{32}{48,64} \cdot 100 = 65,7 \text{ \%}.$$

Периоды перегрузок не изменились.

$$k_2 = \frac{S_{\text{max}}^I}{S_{\square \text{p}}} \sqrt{\frac{1^2 \cdot 4 + 0,9^2}{5}} = \frac{48,64}{32} \cdot 0,98 = 1,49;$$

$$k_1 = \frac{48,64}{32} \cdot 0,54 = 0,82.$$

По таблице 17 ГОСТ 14209-97 для аварийных перегрузок для  $t = 8 \text{ ч}$

$$\theta_{\text{доп}} = 140 - (-5) = 145^\circ \text{C}$$

для  $k_1 = 0,9$

$$\theta_{\text{доп min}} = 132 \text{ (} k_{2 \text{ доп}} = 1,4 \text{)}$$

$$\theta_{\text{доп max}} = 148 \text{ (} k_{2 \text{ доп}} = 1,5 \text{)}$$

$$\theta_{\text{доп}} = 1,48$$

$$k_2 \approx k_{2 \text{ доп}}.$$

Расчет закончен.

Поскольку интервал перегрузки и  $k_1$  взяты с запасом, можно считать, что  $k_2 \approx k_{2 \text{ доп}}$

### **Лето. Нормальный режим**

$$S_{\text{л max}} = 56 \text{ МВА}$$

$$S_{\Sigma \text{ тр}} = 2 \cdot 32 = 64 \text{ МВА}.$$

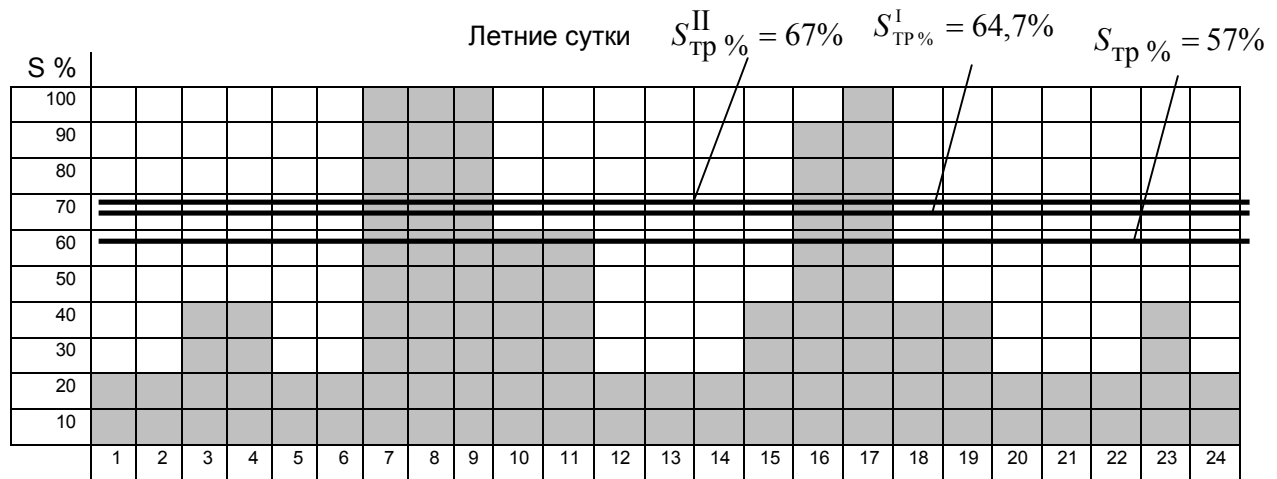
Трансформаторы несут мощность без перегрузки.

### **Лето. Аварийный режим**

$$S_{\text{л max}} = 56 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}} \% = \frac{32}{56} \cdot 100 = 57 \text{ \%}.$$





$$B_1 = 11665 \text{ MBA}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_2 = 5676 \text{ MBA}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_1 > B_2;$$

$$k_2 = \frac{1}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{B_1}{5}} = \frac{1}{32} \sqrt{\frac{11665}{5}} = 1,509;$$

$$0,9 S_{\text{max}} = 0,9 \cdot 56 = 50,4 \text{ MBA};$$

$$k_2 S_{\text{тр}} = 1,509 \cdot 32 = 48,3 \text{ MBA}.$$

Условие эквивалентирования не выполняется, поэтому

$$k_2^{\text{I}} = 0,9 k_{\text{max}} = 0,9 \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{тр}}} = 0,9 \frac{56}{32} = 1,575;$$

$$t_{\text{п}}^{\text{I}} = \frac{k_2^2}{(k_2^{\text{I}})^2} t_{\text{п}} = \frac{1,509^2}{1,575^2} \cdot 5 = 4,6 \text{ ч}.$$

$$k_1 = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{0,2^2 \cdot 11 + 0,4^2 \cdot 6 + 0,9^2 + 1}{19}} = \frac{56}{32} \cdot 0,411 = 0,72;$$

$$\text{по таблице 17 для } k_1 = 0,8 \quad \theta_{\text{доп}} = 140 - 20 = 120^\circ$$

$$\theta_{\text{доп min}} = 110 \text{ (} k_{2 \text{ доп}} = 1,3 \text{)}$$

$$\theta_{\text{доп max}} = 123 \text{ (} k_{2 \text{ доп}} = 1,4 \text{)}$$

$$k_{2 \text{ доп}} = 1,3 + \frac{(1,4 - 1,3)}{123 - 110} \cdot (120 - 110) = 1,37$$

$$\left. \begin{array}{l} \Theta_{\text{охл}} = 0^\circ \text{C}; \\ h_{\text{пер}} = 6; \\ k_1 = 0,8 \end{array} \right\} k_{2 \text{ доп}} = 1,4.$$

$$\Delta S_{\text{откл}} = (k_2^{\text{I}} - k_{\text{доп}}) S_{\text{тр}} = (1,575 - 1,37) \cdot 32 = 6,6 \text{ MBA};$$

$$\Delta S_{\text{откл}} < S_{\text{III}};$$

$$S_{\text{max}}^{\text{I}} = S_{\text{max}} - \Delta S_{\text{откл}} = 56 - 6,6 = 49,4 \text{ MBA};$$

$$S_{mp}^I \% = \frac{32}{49,4} \cdot 100\% = 64,7 \%;$$

$$B_1 = 49,4^2 \cdot 3 = 7321 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_2 = 49,4^2 + (0,9 \cdot 49,4)^2 = 4417 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_1 > B_2;$$

$$k_2 = \frac{1}{S_{\square p}} \sqrt{\frac{B_1}{3}} = \frac{1}{32} \sqrt{\frac{7321}{3}} = 1,543;$$

$$k_1 = \frac{S_{\max}^I}{S_{\square p}} \cdot \sqrt{\frac{0,2^2 \cdot 11 + 0,4^2 \cdot 6 + 0,9^2 + 1 + 0,6^2 \cdot 2}{21}} = \frac{49,4}{32} \cdot 0,432 = 0,667$$

По таблице 16 ГОСТ 142209-97

$$\theta_{\text{доп}} = 140 - 20 = 120^\circ, \text{ для } k_1 = 0,7$$

$$\left. \begin{aligned} \theta_{\text{доп min}} &= 109^\circ (k_{2\text{доп}} = 1,3) \\ \theta_{\text{доп max}} &= 122^\circ (k_{2\text{доп}} = 1,4) \end{aligned} \right\} k_{2\text{доп}} = 1,3 + \frac{1,4 - 1,3}{122 - 109} \cdot 120 - 109 = 1,38$$

$$\Delta S_{\text{откл}} = (k_2 - k_{2\text{доп}}) S_{mp} = (1,543 - 1,38) \cdot 32 = 5,22 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{откл}\Sigma} = 6,6 + 5,22 = 11,82 \text{ МВА} < S_{\text{III}};$$

$$S_{\max}^{\text{II}} = 56 - 11,82 = 44,18 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}}^{\text{II}} \% = \frac{32}{44,18} \cdot 100\% = 72,4 \%;$$

$$k_2 = \frac{44,18}{32} = 1,38;$$

$$k_1 = \frac{44,18}{32} \cdot 0,432 = 0,596.$$

По табл. 16 ГОСТ 14209-97 для  $k_1 = 0,7$  и  $\theta_{\text{доп}} = 120^\circ \text{C}$

$$\theta_{\text{доп min}} = 109 (k_{2\text{ min}} = 1,3)$$

$$\theta_{\text{доп max}} = 122 (k_{2\text{ max}} = 1,4)$$

$$k_{2\text{ доп}} = 1,38 = k_2$$

$$\left. \begin{aligned} \theta_{\text{охл}} &= 20^\circ \text{C}; \\ h_{\text{пер}} &= 4 \text{ ч}; \\ k_1 &= 0,7 \end{aligned} \right\} k_{2\text{ доп}} = 1,5.$$

$$k_2 = k_{2\text{ доп}} \Rightarrow \text{расчет закончен.}$$

### Тепловой расчет трансформатора. Вариант 3: 2×40 МВА

**Зима. Нормальный режим**

$$S_{3\text{ max}} = 56 \text{ МВА};$$

$$S_{\Sigma\text{ тр}} = 2 \cdot 40 = 80 \text{ МВА}.$$

Трансформаторы работают без перегрузки.





$$B_1 = 56^2 \cdot 3 = 9408 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_2 = (0,9 \cdot 56)^2 + 56^2 = 5676 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_1 > B_2;$$

$$k_2 = \frac{S_{\text{л max}}}{S_{\text{тр}}} = \frac{56}{40} = 1,4;$$

$$k_1 = \frac{S_{\text{л max}}}{S_{\text{тр}}} \cdot 0,432 = \frac{56}{40} \cdot 0,432 = 0,6;$$

по табл. 16 ГОСТ 14209-97 для  $k_1 = 0,7$  для  $\theta_{\text{доп}} = 140 - 20 = 120^\circ$

$$k_{2 \text{ доп min}} = 1,3 (\theta_{\text{доп min}} = 109^\circ)$$

$$k_{2 \text{ доп max}} = 1,4 (\theta_{\text{доп max}} = 122^\circ)$$

$$k_{2 \text{ доп}} = 1,38$$

$$\Delta S_{\text{откл}} = (k_2 - k_{2 \text{ доп}}) \cdot S_{\text{тр}} = (1,4 - 1,38) \cdot 40 = 0,8 \text{ МВА} < S_{\text{III}}$$

$$S_{\text{л max}}^I = 56 - 0,8 = 55,2 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{тр}} \% = \frac{40}{55,2} \cdot 100\% = 72,4\%$$

по табл. 16

$$\left. \begin{array}{l} k_2 = 1,38 \\ k_1 = 0,596 \end{array} \right\} k_{2 \text{ доп}} = 1,38$$

Расчет закончен.

### Расчет приведенных затрат

$$Z = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{ао}} + I_{\text{пот}} + Y.$$

Здесь  $I_{\text{ао}} = 9,4\% \cdot K$  - издержки на амортизацию и обслуживание,  $K$  - капиталовложения, тыс. руб. Издержки на потери электроэнергии

$$I_{\text{пот}} = \beta \Delta W_{\text{пот}},$$

где  $\beta = 0,8 \cdot 10^{-2}$  тыс.руб./МВт·ч - удельная стоимость потерь электроэнергии;  $\Delta W_{\text{пот}}$  - потери электроэнергии за год, МВт·ч,

$$\Delta W_{\text{пот}} = n_{\text{тр}} \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{тр}}} \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{тр}}} \right)^2 \tau,$$

где  $\tau$  - время наибольших потерь, ч.  $\tau$  рассчитывается по эмпирической формуле

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760.$$

Здесь  $T_{\max}$  - число часов использования максимума:

$$T_{\max} = \frac{\left( \sum_{i=1}^{24} S_{3i}^{\%} \cdot t_i \right) t_{3 \text{ сут}} + \left( \sum_{i=1}^{24} S_{лi}^{\%} \cdot t_i \right) t_{л \text{ сут}}}{100},$$

где  $t_{3 \text{ сут}}, t_{л \text{ сут}}$  - соответственно число зимних и летних суток в году.

$$T_{\max} = \frac{(30 \cdot 10 + 50 \cdot 2 + 60 \cdot 3 + 80 \cdot 2 + 90 \cdot 2 + 100 \cdot 5) \cdot 210 + (20 \cdot 11 + 40 \cdot 6 + 60 \cdot 2 + 90 \cdot 1 + 100 \cdot 4) \cdot 155}{100} = 4641 \text{ ч};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4641}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3029 \text{ ч.}$$

### Расчет ущерба от недоотпуска электроэнергии

$$Y = Y_3 + Y_{л} = \frac{\varepsilon_3 \alpha_3 k_B P_{\max 3} t_{3 \text{ сут}} + \varepsilon_{л} \alpha_{л} k_B P_{\max л} t_{л \text{ сут}}}{365},$$

где  $\varepsilon_3 = \frac{P_{\text{откл.3}}}{P_{\max 3}}$  и  $\varepsilon_{л} = \frac{P_{\text{откл.л}}}{P_{\max л}}$  - доля ограничения потребления зимой и летом соответственно;  $\alpha_3$  и  $\alpha_{л}$  - удельный ущерб от отключения мощности зимой и летом;  $k_B$  - коэффициент вынужденного простоя, по сути - это вероятность состояния, когда один трансформатор на подстанции несет всю нагрузку (ущерб от плановых ограничений нагрузки не учитывается):

$k_B \approx k_{B I} + k_{B II} = 2k_{B I} = 2k_{B II}$ , т.к. ветви I и II идентичны.

$$k_{B I} = \underbrace{\omega_p \tau_p}_{k_{B \text{ разьед}}} + \underbrace{\omega_{B_{110}} \tau_{B_{110}}}_{k_{B \text{ выкл. 110 кВ}}} + \underbrace{\omega_T \tau_T}_{k_{B \text{ трансф}}} + \underbrace{\omega_{B_{10}} \tau_{B_{10}}}_{k_{B \text{ выкл. 10 кВ}}};$$

$$k_{B I} = 0,02 \cdot 0,4 \cdot 10^{-3} + 0,1 \cdot 2,8 \cdot 10^{-3} + 0,02 \cdot 60 \cdot 10^{-3} + 0,08 \cdot 1,3 \cdot 10^{-3} = 1,592 \cdot 10^{-3}, \text{ год};$$

$$k_B = 2k_{B I} = 3,184 \cdot 10^{-3}, \text{ год}.$$

#### Вариант 1: 2×25 МВА

$$K = 2 \cdot 58,3 = 116,6 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ао}} = \frac{9,4}{100} \cdot 116,6 = 10,96 \text{ тыс.руб.};$$

$$\Delta W_{\text{ном}} = 2 \cdot 30 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} + \frac{120}{2} \left( \frac{56}{25} \right)^2 \cdot 3029 \cdot 10^{-3} = 1437,5 \text{ МВт·ч};$$

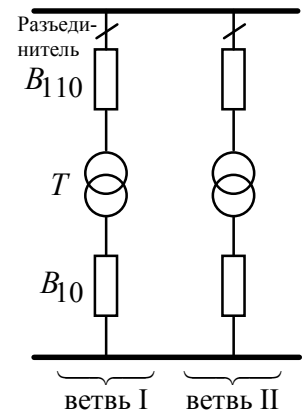
$$I_{\text{ном}} = \beta \Delta W_{\text{ном}} = 0,8 \cdot 10^{-2} \cdot 1437,5 = 11,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{Для } \varepsilon_3 = \frac{P_{\text{откл.3}}}{P_{\max 3}} = \frac{\Delta S_{\text{откл.3}}^{\text{зимн}}}{S_{\max}} = \frac{20}{56} = 0,36 \text{ по кривым удельного ущерба (кривая 2 -}$$

промышленность) определяем  $\alpha_K^{ab} = 2 \text{ тыс.руб./кВт.}$

$$\text{Для } \varepsilon_{л} = \frac{P_{\text{откл.л}}}{P_{\max л}} = \frac{\Delta S_{\text{откл.л}}^{\text{летн}}}{S_{\max}} = \frac{21,47}{56} = 0,38, \quad \alpha_K^{ab} = 2,1 \text{ тыс.руб./кВт.}$$

$$Y = \frac{0,36 \cdot 2 \cdot 10^3 \cdot 47 \cdot 3,184 \cdot 10^{-3} \cdot 210 + 0,38 \cdot 2,1 \cdot 10^3 \cdot 47 \cdot 3,184 \cdot 10^{-3} \cdot 155}{365} = 112,7 \text{ тыс. руб.}$$



### Вариант 2: 2×32 МВА

$$K = 2 \cdot 65,5 = 131 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ао}} = \frac{9,4}{100} \cdot 131 = 12,31 \text{ тыс.руб.};$$

$$\Delta W_{\text{ном}} = 2 \cdot 40 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} + \frac{145}{2} \left( \frac{56}{25} \right)^2 \cdot 5083 \cdot 10^{-3} = 1829 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_{\text{ном}} = 0,8 \cdot 10^{-2} \cdot 1373,33 = 11 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{Для } \varepsilon_3 = \frac{\Delta S_{\text{откл } \Sigma}^{\text{зимн}'}}{S_{\text{max}}} = \frac{7,36}{56} = 0,13 \text{ удельный ущерб от ограничений электроснабжения--}$$

$$\alpha_3^{ab} = 0,9 \text{ тыс.руб./кВт.}$$

$$\text{Для } \varepsilon_{\text{л}'} = \frac{\Delta S_{\text{откл } \Sigma}^{\text{летн}}}{S_{\text{max}}} = \frac{11,82}{56} = 0,21 \text{ удельный ущерб от ограничений электроснабжения}$$

$$- \alpha_{\text{л}'}^{ab} = 1,2 \text{ тыс.руб./кВт.}$$

$$Y = \frac{0,13 \cdot 0,9 \cdot 10^3 \cdot 47 \cdot 3,184 \cdot 10^{-3} \cdot 210 + 0,21 \cdot 1,9 \cdot 10^3 \cdot 47 \cdot 3,184 \cdot 10^{-3} \cdot 155}{365} = 26,1 \text{ тыс. руб.}$$

### Вариант 3: 2×40 МВА

$$K = 2 \cdot 72,6 = 145,2 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ао}} = \frac{9,4}{100} \cdot 145,2 = 13,64 \text{ тыс.руб.};$$

$$\Delta W_{\text{ном}} = 2 \cdot 50 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} + \frac{160}{2} \left( \frac{56}{40} \right)^2 \cdot 3029 \cdot 10^{-3} = 1350 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_{\text{ном}} = 0,8 \cdot 10^{-2} \cdot 1350 = 10,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$\varepsilon_{\text{л}} = \frac{0,8}{56} = 0,014$$

$$\alpha_{\text{л}}^{ab} = 0,4 \text{ тыс.руб.}$$

$$Y = Y_{\text{летн}} = \frac{0,014 \cdot 0,4 \cdot 10^3 \cdot 47 \cdot 3,184 \cdot 10^{-3} \cdot 155}{365} = 0,36 \text{ т.р.}$$

Составляющие приведенных затрат сводятся в таблицу.

Составляющая приведенных затрат	Вариант 1 2×25 МВА	Вариант 2 2×32 МВА	Вариант 3 2×40 МВА
1. Капиталовложения, тыс. руб.	116	131	145,2
2. Издержки на амортизацию и обслуживание, тыс. руб.	10,96	12,31	13,64
3. Издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.	11,5	11	10,8
4. Ущерб от ограничения электроснабжения потребителей, тыс. руб.	112,7	26,1	0,36
5. Итоговые приведенные затраты, тыс. руб.	149,1	65,13	42,22
6. Итоговые затраты, %	354	154	100

**Вывод:** в результате проведенного технико-экономического сопоставления вариантов выбраны трансформаторы 2×40 МВА (вариант 3).

## Расчет токов короткого замыкания

### Расчет параметров схемы замещения

Система:

$x_{c*} = 0,04$  о.е. при  $S_{\bar{6}} = 100$  МВА;

$$x_c = x_{c*} \cdot x_{\bar{6}} = x_{c*} \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\bar{6}}} = 0,04 \cdot \frac{115^2}{100} = 5,29 \text{ Ом},$$

где  $S_{\bar{6}}$  - базисная мощность;  $U_{\bar{6}}$  - базисное напряжение, в данном случае - среднее напряжение ступени, на которой рассчитывается ток короткого замыкания (точка  $K_1$ ).

Электростанция:

– Генераторы:  $2 \times \text{ТВ-60-2}$ ,  $U_{\text{НОМ}} = 6,3$  кВ,  
 $x_d'' = 0,132$  о.е.,  $\cos \varphi_{\text{НОМ}} = 0,8$ ,  $I_{\text{ГНОМ}} = 6,88$  кА;

$$x_{\text{Г}} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,132 \cdot \frac{6,3^2}{75} = 0,07 \text{ Ом};$$

$$E_{\text{Г}} = \sqrt{\left( \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}} + I_{\text{НОМ}} x_{\text{Г}} \sin \varphi_{\text{НОМ}} \right)^2 + \left( I_{\text{НОМ}} x_{\text{Г}} \cos \varphi_{\text{НОМ}} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left( \frac{6,3}{\sqrt{3}} + 6,88 \cdot 0,07 \cdot 0,6 \right)^2 + \left( 6,88 \cdot 0,07 \cdot 0,8 \right)^2} = 4,232 \text{ кВ (фазное)}.$$

– Трансформаторы:  $2 \times \text{ТДЦ-80}$ ,  $U_{\text{К}} = 10,5$  %,  $U_{\text{НОМ}} = 6,3$  кВ,  $U_{\text{ВНОМ}} = 121$  кВ,  
 $x_{\text{ТС}} = \frac{U_{\text{К}} \% U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{80} = 17,35 \text{ Ом}.$

– Линии электропередачи ( $x_0 = 0,4$  Ом/км):

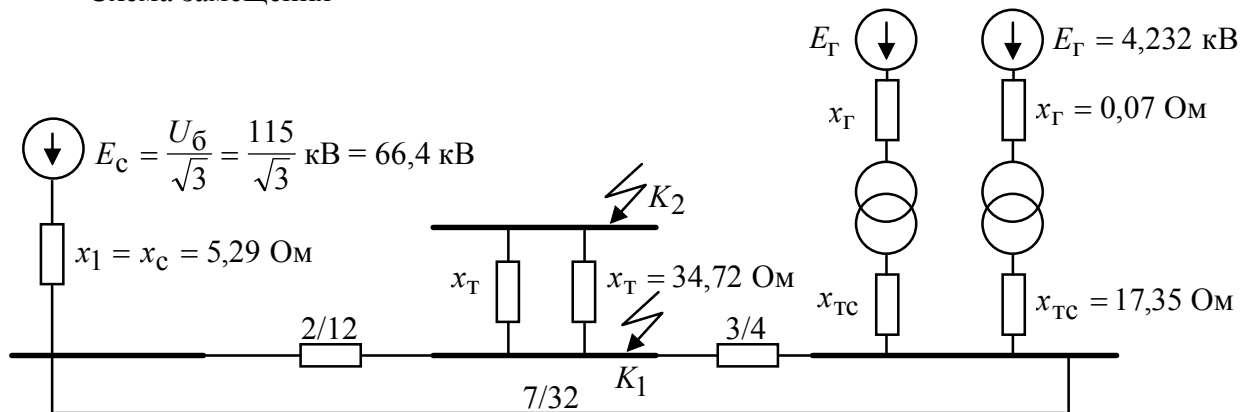
$$x_2 = x_0 \ell_{12} = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ Ом};$$

$$x_3 = x_0 \ell_{23} = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом};$$

$$x_7 = x_0 \ell_{13} = 0,4 \cdot 80 = 32 \text{ Ом}.$$

– Трансформаторы подстанции:  $2 \times \text{ТРДН 40000/110}$ ,  $U_{\text{К}} = 10,5$  %,  $x_{\text{Т}} = 34,72$  Ом (на полную мощность).

– Схема замещения



$$E_{\text{Г}}' = E_{\text{Г}} \frac{121}{6,3} = 81,28 \text{ кВ};$$

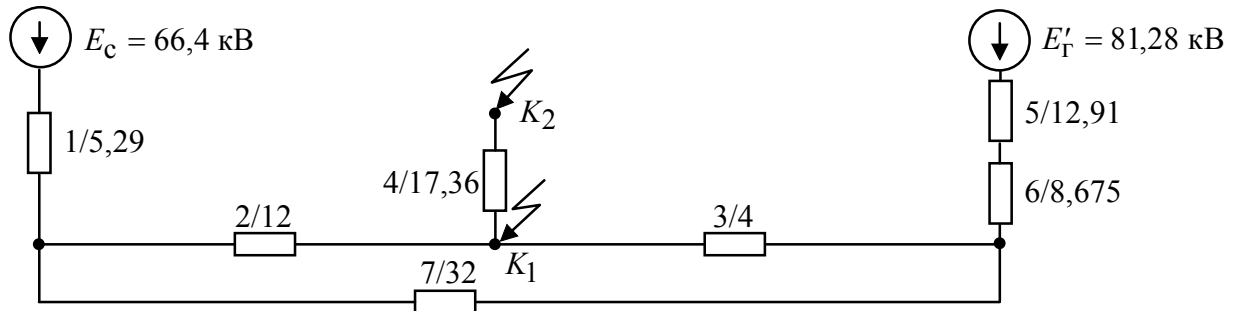
$$x'_Г = x_Г \frac{121^2}{6,3^2} = 25,82 \text{ Ом};$$

$$x_5 = x_Г \Sigma = \frac{x'_Г}{2} = \frac{25,82}{2} = 12,91 \text{ Ом};$$

$$x_6 = x_{Тс \Sigma} = \frac{x_{Тс}}{2} = 8,675 \text{ Ом};$$

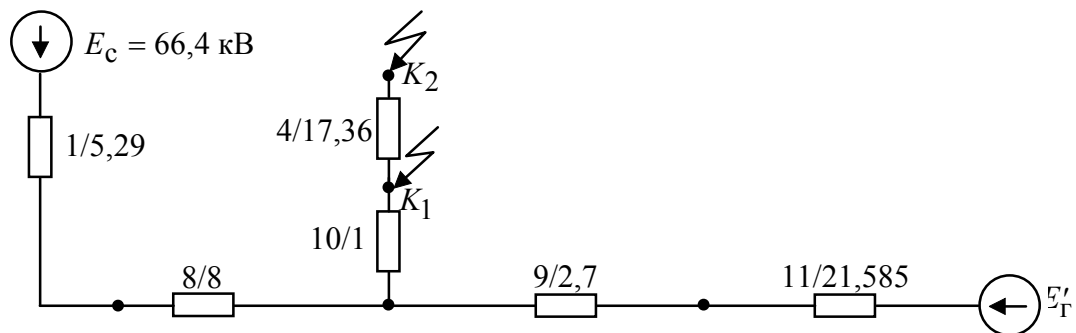
$$x_4 = x_{Т \Sigma} = \frac{x_{Т}}{2} = \frac{37,72}{2} = 17,36 \text{ Ом}.$$

– Схема замещения после объединения параллельных ветвей и приведения параметров к одному напряжению:



#### Эквивалентные преобразования схемы

Треугольник 2–3–7 преобразуется в звезду 8–9–10:



$$x_8 = \frac{x_2 x_7}{x_\Sigma} = \frac{12 \cdot 32}{12 + 4 + 32} = \frac{12 \cdot 32}{48} = 8 \text{ Ом};$$

$$x_9 = \frac{x_3 x_7}{x_\Sigma} = \frac{4 \cdot 32}{48} = 2,7 \text{ Ом};$$

$$x_{10} = \frac{x_2 x_3}{x_\Sigma} = \frac{12 \cdot 4}{48} = 1 \text{ Ом};$$

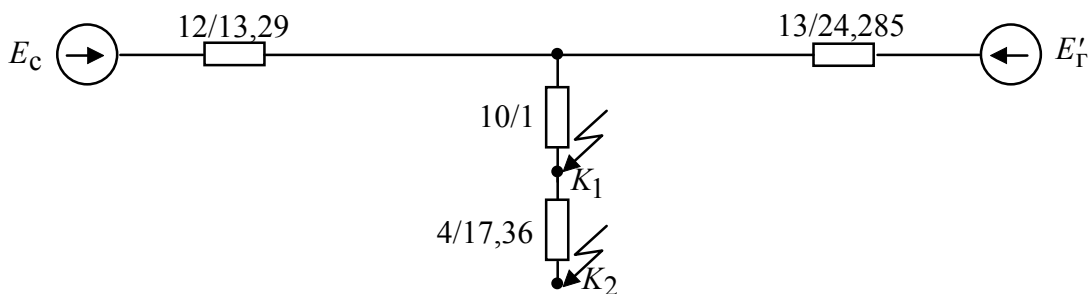
$$x_{11} = x_5 + x_6 = 12,91 + 8,675 = 21,585 \text{ Ом}.$$

После следующего шага схема принимает вид трехлучевой звезды, где

$$x_{12} = x_1 + x_8 = 5,29 + 8 = 13,29 \text{ Ом};$$

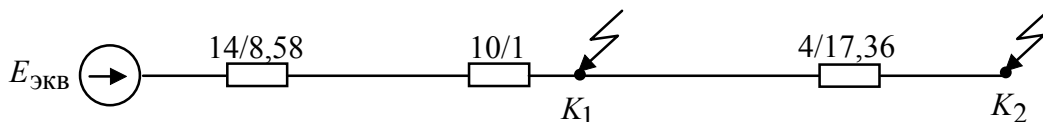
$$x_{13} = x_9 + x_4 = 2,7 + 21,585 = 24,285 \text{ Ом}$$





### Расчет тока короткого замыкания в точке $K_1$

Для расчета тока короткого замыкания в начальный момент времени схема преобразуется к виду:



$$x_{14} = \frac{x_{12}x_{13}}{x_{12} + x_{13}} = \frac{13,29 \cdot 24,285}{13,29 + 24,285} = 8,58 \text{ Ом};$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = x_{14} \left( \frac{E_C}{x_{12}} + \frac{E'_Г}{x_{13}} \right) = 8,58 \cdot \left( \frac{66,4}{13,29} + \frac{81,28}{24,285} \right) = 71,58 \text{ кВ};$$

$$x_{15} = x_{14} + x_{10} = 8,58 + 1 = 9,58 \text{ Ом};$$

$$I_{\text{к0}} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{x_{15}} = \frac{71,58}{9,58} = 7,47 \text{ кА}.$$

Расчет затухания (определение тока к.з. в заданный момент времени  $\tau$ )

$$\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з}} = 0,08 + 0,01 = 0,09 \text{ с},$$

где  $t_{\text{с.в}}$  - время срабатывания выключателя (на отключение);  $t_{\text{р.з}}$  - время срабатывания релейной защиты (дифференциальная защита).

Для схемы трехлучевой звезды находятся составляющие токов к.з. от генератора и системы в начальный момент времени:

$$I_{\text{Г0}} = \frac{E'_Г - I_{\text{к0}}x_{10}}{x_{13}} = \frac{81,28 - 7,47 \cdot 1}{24,285} = 3,04 \text{ кА};$$

$$I_{\text{С0}} = \frac{E_C - I_{\text{к0}}x_{10}}{x_{12}} = \frac{66,4 - 7,47 \cdot 1}{13,29} = 4,43 \text{ кА};$$

$$I'_{\text{Г}\Sigma} = 2I_{\text{Гном}} \frac{6,3}{121} = 2 \cdot 6,88 \cdot \frac{6,3}{121} = 0,716 \text{ кА}.$$

Удаленность точки к.з. от станции:

$$\frac{I_{\text{Г0}}}{I'_{\text{Г}\Sigma}} = \frac{3,04}{0,716} = 4,24.$$

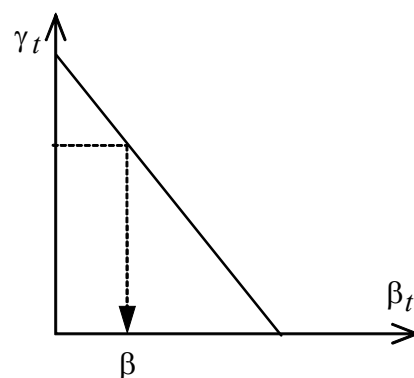
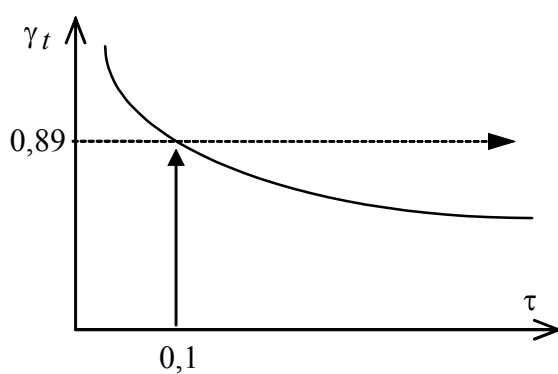
Содержание тока от станции в суммарном токе к.з.:

$$\frac{I_{\text{Г0}}}{I_{\text{к0}}} = \frac{3,04}{7,47} = 0,41.$$

Поскольку содержание меньше 0,5, то затухание не учитывается:

$$I_{\text{к}\tau} = I_{\text{к0}}.$$

В случае, если содержание больше 0,5, необходимо воспользоваться кривыми затухания:

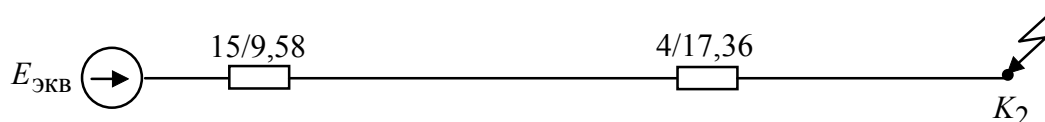


$$\frac{I_{K\tau}}{I_{K0}} = \beta \Rightarrow I_{K\tau} = I_{K0} \cdot \beta.$$

### Расчет тока короткого замыкания в точке $K_2$

Расчет тока к.з. в точке  $K_2$  выполняется для различных режимов работы трансформаторов:

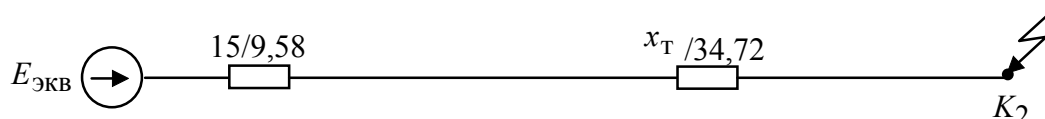
а) без использования расщепления, параллельная работа трансформаторов



$$I'_{K_2} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{x_{15} + x_4} = \frac{71,58}{9,58 + 17,36} = 2,65 \text{ кА};$$

$$I_{K_2} = I'_{K_2} \frac{1}{k_{\text{тр}}} = 2,65 \cdot \frac{115}{10,5} = 29 \text{ кА};$$

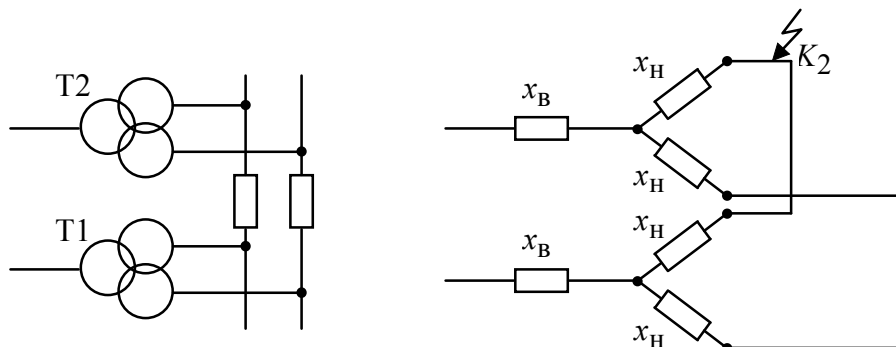
б) без использования расщепления, раздельная работа



$$I'_{K_2} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{x_{15} + x_T} = \frac{71,58}{9,58 + 34,72} = 1,61 \text{ кА};$$

$$I_{K_2} = I'_{K_2} \frac{1}{k_{\text{тр}}} = 1,61 \cdot \frac{115}{10,5} = 17,69 \text{ кА};$$

в) использование расщепления, параллельная работа секций



$$x_B = x_T \cdot 0,125 = 34,72 \cdot 0,125 = 4,34 \text{ Ом};$$

$$x_H = x_T \cdot 1,75 = 34,72 \cdot 1,75 = 60,76 \text{ Ом};$$

$$x_{T \text{ экв}} = \frac{x_B + x_H}{2} = \frac{4,34 + 60,76}{2} = 32,55 \text{ Ом};$$

$$I'_{K_2} = \frac{71,58}{9,58 + 32,55} = 1,69 \text{ кА};$$

$$I_{K_2} = 1,69 \cdot \frac{115}{10,5} = 18,6 \text{ кА};$$

г) использование расщепления, раздельная работа секций

$$x_{T \text{ экв}} = x_B + x_H = 65,1 \text{ Ом};$$

$$I'_{K_2} = \frac{71,58}{74,68} = 0,95 \text{ кА};$$

$$I_{K_2} = 10,5 \text{ кА}.$$

**Вывод:** принимается вариант без использования расщепления, с раздельной работой секций.

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{K_2} k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 17,69 \cdot 1,81 = 45,28 \text{ кА},$$

где  $k_{уд} = 1,81$  для сборных шин вторичного напряжения подстанций с  $S_{тр} = 30 \div 100$  МВА.

В качестве главной схемы выбирается схема № 110-5Н.

### Выбор коммутационного оборудования распределителей

#### Выбор выключателя в РУ 110 кВ

Намечаем к выбору выключатель ВМТ–110 Б–20/1000 УХЛ1.

а) Проверка по напряжению места установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

б) проверка по длительному току.

Выключатели выбираются одинаковые, но проверка выполняется для наиболее нагруженного. Мощность транзита ( $S_{транзита}$ ) определяется из расчетов электрической сети.

В данном случае полагаем  $S_{транзита} = 0,5 S_{зимн \max}$ :

$$I_{раб} \leq I_{ном};$$

$$I_{раб.форс} \leq I_{ном}.$$

Форсировочный ток определяется для наиболее нагруженного выключателя:

$$I_{раб.форс} = \frac{S_{зимн \max}}{\sqrt{3} U_{ном}} + \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{56 + 0,5 \cdot 56}{\sqrt{3} \cdot 110} = 440 \text{ А}.$$

В некоторых случаях необходимо рассмотреть послеаварийный режим (отключение одного трансформатора);

в) проверка на электродинамическую стойкость

$$I_{к0} < I_{дин}, \quad 7,47 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y < i_{дин} = 52 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{к0} k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,47 \cdot 1,7 = 17,95 \text{ кА},$$

где  $k_{уд} = 1,7$  для системы, связанной с точкой к.з. воздушными линиями 110–150 кВ;

г) проверка на отключающую способность:

– по отключению периодической составляющей

$$I_{кт} \leq I_{откл.ном},$$

$$7,47 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

– по отключению апериодической составляющей

$$i_{a\tau} < i_{a\text{ ном}},$$

где  $i_{a\text{ ном}} = \frac{\beta\%}{100} \sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} = \frac{25}{100} \sqrt{2} \cdot 20 = 7,07 \text{ кА}$ . Здесь  $\beta$  - предельное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения выключателя.

$$i_{a\tau} = i_{a\tau\text{ сист}} + i_{a\tau\text{ станц}} = \sqrt{2} \left( I_{c0} \cdot e^{\frac{-\tau-0,01}{T_{ac}}} + I_{G0} \cdot e^{\frac{-\tau-0,01}{T_{ag}}} \right) =$$

$$= \sqrt{2} \left( 4,43 \cdot e^{\frac{-0,09-0,01}{0,02}} + 3,04 \cdot e^{\frac{-0,09-0,01}{0,25}} \right) = 2,92 \text{ кА};$$

$$2,92 \text{ кА} < 7,07 \text{ кА}.$$

В случае, когда апериодическая составляющая тока короткого замыкания превышает номинальное значение, допускается проверять выключатель по полному току:

$$\sqrt{2} I_{k\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} I_{\text{откл.полн}} (1 + \beta);$$

д) проверка на термическую стойкость:

$$B_k \leq B_{k\text{ ном}};$$

$$B_{k\text{ ном}} = I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k = I_{k0}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 7,47^2 (0,09 + 0,02) = 16,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Здесь  $T_a$  - постоянная времени затухания тока короткого замыкания для системы, связанной с местом к.з. линиями напряжением 110–150 кВ.

$$16,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Окончательный выбор выключателя ВМТ–110 Б–20/1000 УХЛ1 представляется в виде таблицы:

Параметр	Паспортное значение	Расчетное значение
$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	110	110
$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	1000	440
$I_{\text{откл.ном}}, \text{ кА}$	20	7,47
$i_{\text{дин}}, \text{ А}$	52	17,95
$I_T, \text{ кА}$	20	
$t_T, \text{ с}$	3, $B_{k\text{ ном}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k\text{ ном}} = 16,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

**Вывод:** выключатель принимается к установке.

## Выбор разъединителя 110 кВ

Намечаем разъединитель РНДЗ–1–110/630.

Параметр	Паспортное значение	Расчетное значение
$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	110	110
$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	630	440
$i_{\text{сквозной}}, \text{ кА}$	80	17,95
$I_T, \text{ кА}$	22	
$t_T, \text{ с}$	3, $B_{k\text{ ном}} = 1452 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k\text{ ном}} = 16,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

**Вывод:** разъединитель принимается к установке.

### Выбор выключателя 10 кВ и типа КРУ

Выбор выключателя в РУ НН должен быть согласован с типом КРУ или КРУН.

В качестве варианта выбора намечается выключатель ВМПЭ-10, которым комплектуется КРУ К-XXVII

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{\text{зимн max}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{56}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3079 \text{ А};$$

$$B_{\text{к рас}} = I_{\text{к0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 17,69^2 (0,1 + 0,05) = 46,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Окончательный выбор ВМПЭ-10-3150-31,5 представлен таблицей:

Условие проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$	3,079 кА	3,15 кА
$I_{\text{к } \tau} \leq I_{\text{откл. ном}}$	17,69 кА	31,5 кА
$I_{\text{к0}} \leq I_{\text{вкл. ном}}$	17,69 кА	31,5 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{сквозной}}$	45,28 кА	80 кА
$B_{\text{к рас}} \leq I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}}$	46,9 кА <sup>2</sup> · с	3969 кА <sup>2</sup> · с

**Вывод:** указанный выключатель выбирается для вводных и секционных ячейек.

Выключатели для ячейек отходящих линий выбираются на меньший рабочий ток:

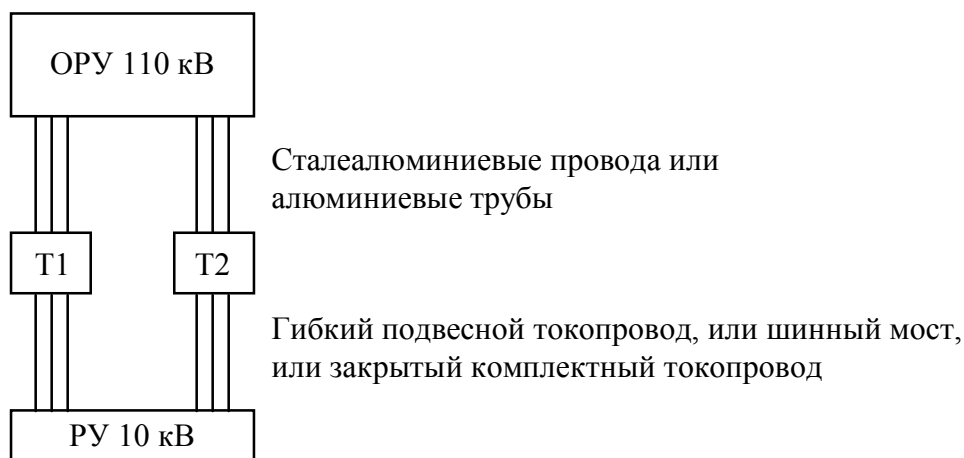
$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{\text{зимн max}} \cdot 1,5}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} n_{\text{лэп}}} = \frac{56 \cdot 1,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6} = 769 \text{ А},$$

где «1,5» - коэффициент, учитывающий неравномерность загрузки по фидерам.

Остальные расчетные параметры остаются в прежних значениях.

**Вывод:** для ячейек отходящих линий выбирается выключатель ВМПЭ-10-1000-31,5.

### Выбор токопроводов на стороне 110 кВ



а) Выбор по условиям рабочего режима

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{146}{1,1} = 132 \text{ мм}^2,$$

где  $I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{зимн. max}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 2} = \frac{56}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 146 \text{ А}$ ;  $j_{\text{эк}}$  - экономическая плотность тока для заданного  $T_{\text{max}}$ ,  $\text{А/мм}^2$ .

Принимается провод АС 150/24 с  $I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ ;

б) проверка по утяжеленному режиму

$$I_{\text{форс}} = 2I_{\text{раб}} = 292 \text{ А};$$

$$I_{\text{форс}} < I_{\text{доп}};$$

в) неизолированные проводники, расположенные на открытом воздухе, на термическую устойчивость не проверяются;

г) гибкие провода, по которым возможно протекание тока к.з. меньше 20 кА на динамическую стойкость не проверяются

$$I_{\text{к0}} = 7,47 < 20 \text{ кА};$$

д) проверка на коронирование.

Минимальное сечение по условиям коронирования гибкого провода для  $U = 110 \text{ кВ}$  –  $70 \text{ мм}^2$ ; для  $220 \text{ кВ}$  –  $240 \text{ мм}^2$ . Условие выполняется.

### Выбор токоведущих частей на стороне 10 кВ

Из вышеперечисленных вариантов токоведущих частей выбираем вариант жестких алюминиевых шин. При токах до 3 кА применяются одно- и двухполосные шины прямоугольного сечения. При больших токах рекомендуется выбирать шины коробчатого сечения.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{зимн. max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 2} = \frac{56}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1,54 \text{ кА}$$

$$I_{\text{раб. макс.}} = \frac{S_{\text{зимн. max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{56}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,08 \text{ кА} \text{ (отключение одного трансформатора).}$$

$$s_y = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{1,54}{1,1} = 1400 \text{ мм}^2,$$

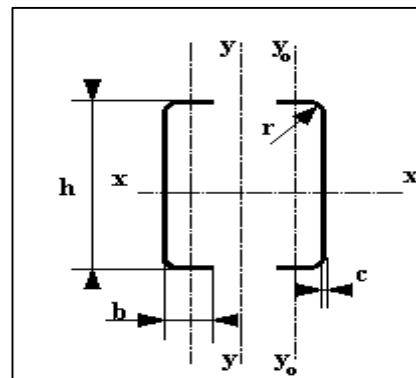
Выбираются шины коробчатого сечения (профиль – швеллер)  $2 \times 775 \text{ мм}^2$ .

1. Проверка по допустимому току:

$$I_{\text{раб. макс}} \leq I_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{раб. макс}} = 3,08 \text{ кА}$$

$I_{\text{доп}} = 2,820 \text{ кА}$ , следовательно необходимо выбрать шины следующего сечения  $2 \times 1010 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 3,5 \text{ кА}$



Параметр, ед. изм	Обозначение	Значение
Высота, мм	h	100
Ширина, мм	b	45
Толщина, мм	c	6
Внутр. радиус, мм	r	8
Момент сопротивления, $\text{см}^3$	W x-x	27
	W y-y	5,9
	W y <sub>0</sub> -y <sub>0</sub> для двух коробов	58
Момент инерции, $\text{см}^4$	J x-x	135
	J y-y	18,5
	J y <sub>0</sub> -y <sub>0</sub> для двух коробов	290

2. Проверка по термической стойкости.

Для шин, выполненных из алюминия допустимая температура нагрева при коротком замыкании 200°С, коэффициент  $C=90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ . Исходя из этого определяется минимально допустимое по нагреву сечение :

$$q_{\min \text{ терм}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

где  $B_k$  – тепловой импульс при протекании тока короткого замыкания.

$$B_k = I_{ko}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 17.69^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 46,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$q_{\min \text{ терм}} = \frac{\sqrt{46.9 \cdot 10^6}}{90} = 76 \text{ мм}^2 < 2020 \text{ мм}^2.$$

### 3. По механической прочности:

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил и имеющую свои собственные колебания. Если собственные частоты меньше 30 Гц и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает:

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}},$$

где  $l$  – длина пролета между изоляторами, м,

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы,  $\text{см}^4$ . В данном случае

$$J = J_{y_0-y_0} = 290 \text{ см}^4,$$

$q$  – площадь сечения шины,  $\text{см}^2$ .

$$f_0 > 200 \text{ Гц} \Rightarrow 200 < \frac{173.2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}},$$

$$l^2 < \frac{173.2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}},$$

$$l^2 < \frac{173.2}{200} \sqrt{\frac{290}{20.2}} = 3.27 \text{ м}^2$$

$$l < \sqrt{3.27} = 1.8 \text{ м}$$

Шины расположены горизонтально, швеллеры жестко закреплены. Расстояние фазами  $a=0,6 \text{ м}$ ,  $l=1,7 \text{ м}$ .

Расчет механического напряжения шин.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_n + \sigma_{\phi} < \sigma_{\text{доп}} = 0,7 \cdot \sigma_{\text{разр}},$$

где  $\sigma_n$  - напряжение от взаимодействия полос, МПа,

$\sigma_{\phi}$  - напряжение от взаимодействия фаз, МПа,

$\sigma_{\text{доп}}$  - допустимое механическое напряжение материала шин, МПа,

$\sigma_{\text{разр}}$  - разрушающее механическое напряжение, МПа :

Марка сплава	$\sigma_{\text{разр}}$ , МПа,
АД0	70
АД31Т	130
АД31Т1	200

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n},$$

где  $l_n$  - расстояние между прокладками, первоначально – расстояние между изоляторами,

$W_n$  - момент сопротивления одной шины  $= 0,5W_{y_0-y_0}$ ,

12 - коэффициент, определяемый способом крепления шин: жестко закреплены на опорах, максимум изгибающего момента находится у опор,

$f_n$  - сила взаимодействия между полосами:

$$f_n = \frac{(0,5 \cdot i_{y0})^2}{2 \cdot b} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = \frac{(0,5 \cdot 45,28 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot 45 \cdot 10^{-3}} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 1139,1 \frac{H}{м},$$

где  $i_{y0}$  - ударный ток, А

$b$  – расстояние между полосами, м.

Напряжения в материале шин от взаимодействия между полосами:

$$\sigma_n = \frac{1139,1 \cdot 1,7^2}{12 \cdot 29 \cdot 10^{-6}} = 9,45 \text{ МПа},$$

Напряжения в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_\phi} \cdot 10^{-8},$$

где:  $W_\phi$  – момент сопротивления пакета шин  $= W_{y_0-y_0}$ .

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_{y_0-y_0}} \cdot 10^{-8} = \sqrt{3} \cdot \frac{1,7^2 \cdot (45,28 \cdot 10^3)^2}{0,6 \cdot 58 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-8} = 2,95 \text{ МПа}$$

$\sigma_{расч} = \sigma_n + \sigma_\phi = 9,45 + 2,95 = 12,4 \text{ МПа}$ , что меньше  $\sigma_{доп} = 49 \text{ МПа}$ .

Таким образом, алюминиевые жесткие шины коробчатого сечения марки АД0-2<sup>x</sup>1010 механически прочны.

Примечание: При выборе однополосных шин  $\sigma_n$  не вычисляется.

## Выбор изоляторов

В распределительных устройствах жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (5.3.3.1)$$

2. По допустимой механической нагрузке:

$$F_{расч} < F_{доп}, \quad (5.3.3.2)$$

где:  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор, Н

$$F_{расч} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a \cdot k_h} \cdot l \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot \frac{45,28^2 \cdot 10^6}{0,6} \cdot 1,7 \cdot 10^{-7} = 1022 \text{ Н},$$

где:  $k_h$  – коэффициент, учитывающий расположение шин на изоляторе ( $k_h = 0,8$  при расположении на ребро,  $k_h = 1$  – при расположении плашмя),

$a$  - расстояние между фазами, м,

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора, Н



$$F_{\text{доп}} = 0,6 k_h F_{\text{разр}}$$

где:  $F_{\text{разр}}$  – разрушающая нагрузка при действии на изгиб, Н.

### Выбор изоляторов

Условие выбора	Расчетные данные	Изолятор ИОС-10-500УХЛ1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$F_{\text{расч}} < F_{\text{доп}}$	1022 Н	$0,6 \cdot 5000 = 3000$ Н

## Выбор измерительных трансформаторов

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность персонала электроустановок, так как в цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

### Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

1. По конструкции и классу точности.
2. По напряжению:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ .
3. По первичному току:  $I_{\text{раб max}} \leq I_{1 \text{ ном}}$ .
4. По электродинамической стойкости:  $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
5. По термической стойкости:  $B_{\text{к рас}} \leq I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}}$
6. По вторичной нагрузке:  $z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}$

### Выбор трансформатора тока по вторичной нагрузке

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $z_2 \approx z_{\text{ном}}$ .

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

где  $r_{\text{приб}}$  – сопротивление приборов;  $r_{\text{пр}}$  – сопротивление соединительных проводов;  $r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2 \text{ ном}}^2},$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами.

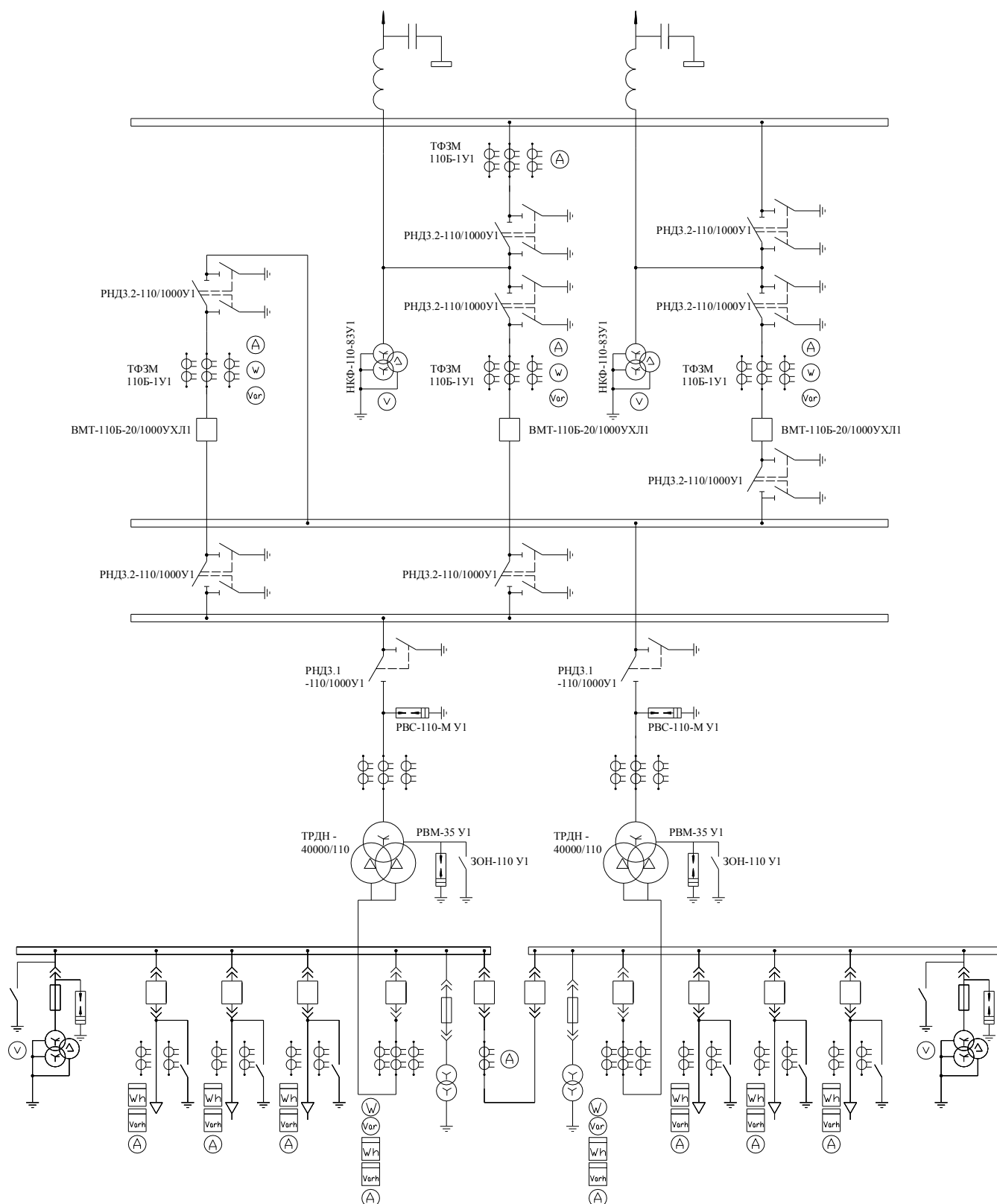


Схема измерений на подстанции

Зная  $r_{\text{пр}}$ , определяется сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot \ell_{\text{рас}}}{r_{\text{пр}}},$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода ( $\rho = 0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$  – провода с алюминиевыми жилами);  $\ell_{\text{рас}}$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока и расстояния  $\ell$  от трансформаторов тока до приборов:

Схема	$\ell_{\text{рас}}$
1-фазная	$2\ell$
2-фазная	$\sqrt{3}\ell$
3-фазная	$\ell$

### Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Вторичная нагрузка трансформатора тока

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Итого	–	1,5	0,5	1,5

$$r_{\text{приб}} = 1,5/5^2 = 0,06 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом (при количестве приборов } \leq 3);$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,06 - 0,05 = 1,09 \text{ Ом};$$

$\ell_{\text{рас}} = \sqrt{3}\ell$  – включение в неполную звезду, принимаем  $\ell = \sqrt{3} \cdot 75 = 130 \text{ м}$  – РУ 110 кВ.

Напряжение ОРУ, кВ	$\ell$ , м
35	60
110	75
220	100
10	6

$$q = \frac{0,0283 \cdot 130}{1,09} = 3,37 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности сечение должно быть не меньше  $4 \text{ мм}^2$  для проводов с алюминиевыми жилами. В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ :

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 130}{4} = 0,92 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,06 + 0,92 + 0,05 = 1,03 \text{ Ом}.$$

Выбор трансформатора тока сводится в таблицу:

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные ТФЗМ 110Б-1 У1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{раб max}} \leq I_{1 \text{ ном}}$	440 А	300–600 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	17,95 кА	63 кА
$B_{\text{к рас}} \leq I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}}$	16,18 кА <sup>2</sup> ·с	13/3
$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}$	1.03 Ом	1,2 Ом

$$B_{\text{к ном}} = I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} = 13^2 \cdot 3 = 507 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

### Выбор трансформаторов тока на стороне НН

Вторичная нагрузка трансформатора тока вводного выключателя

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	—	0,5
Варметр	Д-335	0,5	—	0,5
Счетчик активной энергии	СА4У-И672М	2,5	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И676	2,5	2,5	2,5
Итого	—	6,5	5,5	6,5

$$r_{\text{приб}} = 6,5 / 5^2 = 0,26 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом (при количестве приборов больше 3)};$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом};$$

$$\ell_{\text{рас}} = \sqrt{3} \ell - \text{включение в неполную звезду, принимаем } \ell = 6 \text{ м, } \ell_{\text{рас}} = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,4 \text{ м};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 10,4}{0,44} = 0,67 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности сечение должно быть не меньше  $4 \text{ мм}^2$  для проводов с алюминиевыми жилами. В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ :

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10,4}{4} = 0,074 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,26 + 0,074 + 0,1 = 0,434 \text{ Ом}.$$

Выбор трансформатора тока вводного выключателя:

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные ТШЛ10
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб max}} \leq I_{1 \text{ ном}}$	3,08 кА	4,0 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	45,28 кА	128 кА
$B_{\text{к рас}} \leq I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}}$	$46,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}$	0,434 Ом	0,8 Ом

$$B_{\text{к ном}} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока фидерного выключателя

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		0,5
Счетчик активной энергии	СА3У-И672М	2,5		2,5
Счетчик реактивной энергии	СР3У-И676М	2,5		2,5
Итого	—	5,5		5,5

$$r_{\text{приб}} = 5,5 / 5^2 = 0,22 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом};$$

$\ell_{\text{рас}} = \ell$  – включение в полную звезду, принимаем  $\ell = 6$  – линии 6-10 кВ к потребителям.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,67} = 0,25 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности сечение должно быть не меньше  $4 \text{ мм}^2$  для проводов с алюминиевыми жилами. В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ :

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,042 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,22 + 0,042 + 0,05 = 0,312 \text{ Ом}.$$

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{\text{зимн max}} \cdot 1,5}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 6} = 769 \text{ А}.$$

Выбор трансформатора тока фидерного выключателя

Условия проверки	Расчетные данные	Паспортные данные ТЛ10-1 УЗ
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{I ном}}$	0,77 кА	0,8 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	45,28 кА	128 кА
$B_{\text{к рас}} \leq I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}}$	$46,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$20/1, 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}$	0,312 Ом	0,4 Ом

### Выбор трансформаторов напряжения

1. По напряжению установки:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ .
2. По конструкции и схеме соединения обмоток.
3. По классу точности.
4. По вторичной нагрузке:  $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

### Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	—
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	—
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	—
Итого:	—	—	—	—	—	—	14	—

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = 14 \text{ МВА}.$$

Выбор трансформатора напряжения

Условия выбора	Расчетные данные	Трансформатор напряжения НКФ-110-83У1
Класс точности	0,5	0,5
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
$S_2 \leq S_{\text{ном}}$	14 В·А	1200 В·А

## Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН

### Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	—
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	—
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	—
Счетчик активной энергии	СА4У-И672М	1,5	3	0,25	0,97	1	1,125	4,365
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И676М	3,0	3	0,25	0,97	1	2,25	8,73
Счетчик активной энергии	СА3У-И672М	1,5	2	0,25	0,97	3	2,25	8,73
Счетчик реактивной энергии	СР3У-И676М	3,0	2	0,25	0,97	3	4,5	17,46
Итого:	—	—	—	—	—	—	18,125	39,285

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{18,125^2 + 39,285^2} = 43,265 \text{ МВА.}$$

### Выбор трансформатора напряжения

Условия выбора	Расчетные данные	Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10УЗ
Класс точности	0,5	0,5
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$S_2 \leq S_{\text{ном}}$	43,265 В·А	3×75 В·А = 225 В·А

## Система оперативного тока понижающей подстанции

Оперативный ток на электрической подстанции необходим для питания вторичных цепей, к которым относятся оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, дистанционного управления, аварийной и предупредительной сигнализации.

Требования, предъявляемые к системам оперативного тока следующие :

- повышенная надежность;
- мощность, достаточная для функционирования вторичных устройств при самых тяжелых авариях;
- высокая стабильность напряжения.

В зависимости от вида системы один или все источники оперативного тока могут быть резервированы.

Существует три вида систем оперативного тока (СОТ):

- система постоянного оперативного тока, источниками в которой являются аккумуляторная батарея, зарядный агрегат и подзарядное устройство. Иногда функции двух последних устройств выполняет одно зарядно-подзарядное устройство.
- система выпрямленного оперативного тока, источником в которой служит выпрямительные блоки питания, стабилизированные блоки питания, зарядные блоки питания в комплекте с конденсаторами;

- система переменного оперативного тока.

В полной мере требованиям, предъявляемым к системам оперативного тока, отвечает система постоянного оперативного тока. В этом случае при глубоком нарушении нормальной работы подстанции (полное погашение шин) сохраняется управляемость подстанции, оперативный ток используется также для аварийного освещения, преобразователя оперативной связи, электродвигателей особо ответственных механизмов собственных нужд (например, маслonaсосов систем смазки и уплотнений синхронных компенсаторов).

Вторым неоспоримым достоинством систем постоянного оперативного тока является способность выдерживать значительные кратковременные перегрузки, которые возникают при наложении толчковых токов включения «тяжелых» (прежде всего, электромагнитных) приводов.

Основные недостатки применения постоянного оперативного тока :

- высокая стоимость самой аккумуляторной батареи,
- значительная сложность, разветвленность и, соответственно, стоимость сети централизованного распределения постоянного тока,
- необходимость в специально оборудованном помещении под аккумуляторную батарею, и, как правило, в дежурном персонале.

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 330 кВ и выше, на подстанциях 110-220 кВ с числом масляных многообъемных выключателей 3 и более, на подстанциях 35-110 кВ с воздушными выключателями.

Выпрямленный оперативный ток позволяет применять аппаратуру оперативных цепей и схемы, аналогичные применяемым в установках постоянного оперативного тока. Внедрение систем выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей, значительно упростить оперативные цепи, для ряда подстанций отказаться от постоянного дежурного персонала.

Повсеместному внедрению систем выпрямленного тока на подстанциях с высшим напряжением 110-220 кВ способствует комплектация маломасляных и элегазовых выключателей пружинными приводами:

- электродвигатель привода – универсальный асинхронный номинальной мощностью от 750 до 1200 Вт;
- из рабочего ( включенного ) состояния привод позволяет выполнить цикл АПВ (отключение- включение-отключение) при отсутствии питания на двигателе привода;
- включающие пружины могут быть заведены вручную, после чего возможно местное ручное включение выключателя.

Кроме этого, современные комплекты релейной защиты и автоматики, как правило, снабжены устройством бесперебойного питания, обеспечивающим работоспособность РЗА на время восстановления питания на подстанции.

Обычной практикой является применение систем выпрямленного оперативного тока во всех случаях, где однозначно не требуется аккумуляторная батарея.

Системы переменного оперативного тока применяются, как правило, на подстанциях по упрощенной схеме без выключателей на стороне высшего напряжения или с числом выключателей не более двух и оборудованными приводами с питанием от сети переменного тока.

Проектирование установки оперативного тока сводится к выбору рода тока, расчету нагрузки, выбору типа источников питания, составлению электрической схемы сети оперативного тока и выбору режима работы.

### ***Потребители системы постоянного тока***

Всех потребителей энергии, получающих питание от системы оперативного тока, можно разделить на три группы:

1) Постоянно включенная нагрузка: аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения. Так как постоянные нагрузки невелики и не влияют на выбор батареи, в расчетах можно ориентировочно принимать для крупных подстанций 110-500 кВ значение постоянно включенной нагрузки 25 А.

2) Временная нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима. В этой группе нагрузка аварийного освещения, электродвигателей постоянного тока (чаще всего, маслососов синхронного компенсатора), преобразователей оперативной связи и т.п. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (для подстанций расчетная длительность 2 часа), учитывается данная нагрузка при выборе аккумуляторной батареи.

При расчете аварийного освещения можно ориентироваться на данные следующей таблицы.

Параметры аварийного освещения

Место установки светильников	Количество о светильни- ков	Мощность единицы, Вт	Ток, А, при U=220 В
ЗРУ 6(10) кВ при двух выходах	2	60	0,6
ОПУ подстанции 110(220)/6(10) кВ	2	60	0,6
ОПУ подстанции 220/110/6(10) кВ	6	60	2,0
Лестница ( 2 марша )	3	40	0,6
Помещение аккумуляторной батареи	2	60	0,6

3) Кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 с) создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

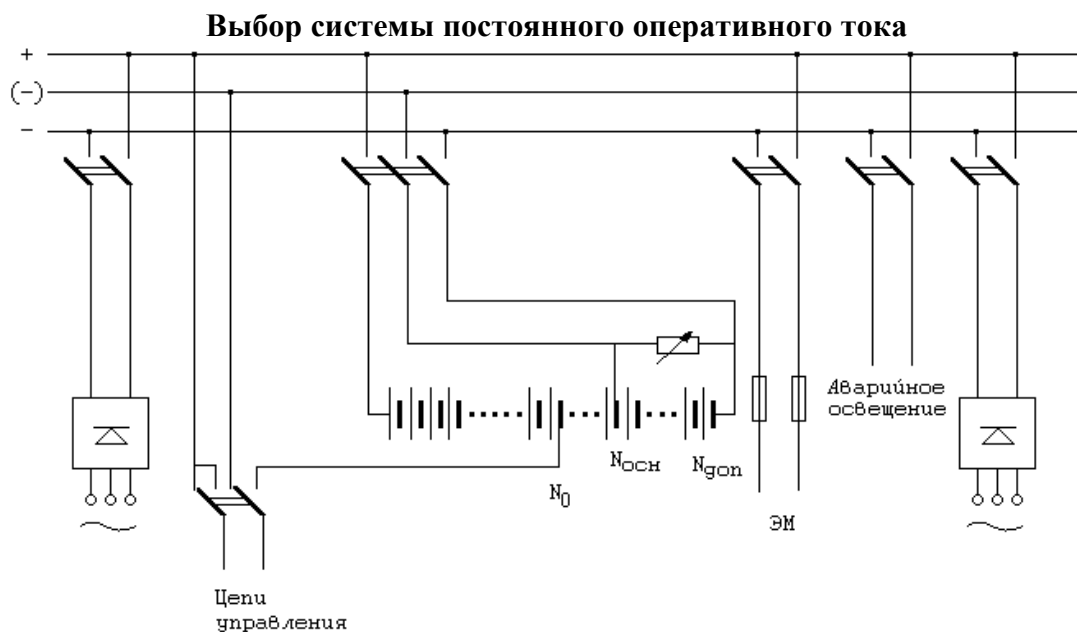
Значения токов, потребляемых электромагнитами включения и отключения выключателей, принимаются по табл.2.3.

Технические характеристики приводов выключателей

Тип выключателя	Тип привода	Потребляемый ток привода, А	
		при включении	при отключении
маломасляные выключатели			
ВМПЭ-10	ПЭ-11	58	1,25
ВМП-10	ПЭ-11	58	1,25
ВМП-10У	ПЭ-11У	58	1,25
ВМП-10Э	ПЭ-22	250	2,5
ВК-10	ППО-10(11)		
ВМТ-110Б	ППрК-1400	2,5	2,5
ВМТ-220Б	ППрК- 1400	7,5	7,5
электромагнитные, генераторные, баковые выключатели			
ВЭМ-6	ПЭ-22	250	2,5
МГ-10	ПС-31	155	2,5
С-35-50	ШПЭ-38	244	5
МКП-35	ШПЭ-31	124	5
У-35	ШПЭ-36	232	2,5
ВМК-35	ПЭ-31Н	166	5



У-110-40	ШПЭ-44	480	2,5
У-110-50	ШПЭ-46 (на полюс)	450	10
У-220-40	ШПЭ-44П (на полюс)	240	5
элегазовые выключатели			
ВГТ-110	ППрК-1400	2,5	2,5
ВГТ-220	ППрК- 1400	7,5	7,5
вакуумные выключатели			
ВБ-10	электромагнитный	35	2,5
ВБ-10	пружинно-магнитный	3	2,5
ВБЛ-10	электромагнитный	15	2,5
ВВТЭ-М-10	электромагнитный	60	2,5



### Выбор аккумуляторной батареи

Основные параметры :

- Номинальное напряжение СОР  $U_{ном} = 220 \text{ В}$ ;
- Допустимое превышение напряжения  $+5\%$  ( $U_{макс} = 231 \text{ В}$ )
- Напряжение постоянного подзаряда одного элемента (для большинства батарей закрытого типа)  $2,23 \text{ В}$ ;
- Число элементов в основной группе  $n = 231/2,23 = 103$  элемента (обычно от 100 до 104);
- Наименьшее напряжение, которое должна обеспечить АБ при любом (в т.ч. и толчковом) токе  $U_{мин} = 80\% \cdot U_{ном} = 80 \cdot 220 / 100 = 176 \text{ В}$  (остаточное напряжение);

Выбор ёмкости аккумуляторной батареи обусловлен требованиями по уровню остаточного напряжения. В общем случае, предусмотрены два этапа:

- В первом случае выбор выполняется по суммарному толчковому току одновременно срабатываемых «тяжёлых» приводов выключателей (как правило, ОРУ ВН) в начале разряда.
- Во втором случае рассматривается толчковый ток привода при включении одного выключателя ВН в конце длительного разряда током нагрузки аварийного режима. В итоге АБ выбирается по наибольшему из полученных значений емкости.

Для подстанций с малым количеством выключателей на стороне ВН с выключателями, имеющими малые токи включения приводов (например, элегазовые) и

большим количеством фидеров на стороне низкого напряжения с маломасляными или вакуумными выключателями с электромагнитными приводами можно ограничиться вторым вариантом: по толчку в конце разряда.

Потребители СОР проектируемой подстанции

Тип выключателя	Тип привода	Потребляемый ток привода, А		Мощность универсального двигателя завода пружин, кВт	Продолжительность завода, с
		при включении	при отключении		
ВМТ-110Б	ППРК - 1400	2,5	2,5	0,75	15
ВМПЭ-10	ПЭ - 11	58	1,25		

**Таблица 1.3.4. Допустимый длительный ток для проводов и шнуров с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с медными жилами**

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одножильных	трех одножильных	четырёх одножильных	одного двухжильного	одного трехжильного
0,5	11	-	-	-	-	-
0,75	15	-	-	-	-	-
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85

35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	-	-	-
185	510	-	-	-	-	-
240	605	-	-	-	-	-
300	695	-	-	-	-	-
400	830	-	-	-	-	-

### **Выбор системы выпрямленного оперативного тока**

На ПС 110/6-10 кВ с одним или двумя выключателями на стороне ВН, а также в случае, когда выключатели РУ ВН оборудованы двигательными приводами, может применяться выпрямленный оперативный ток. В качестве источников выпрямленного оперативного тока используются зарядно – подзарядные агрегаты.

Выбирается агрегат ВАЗП – 380/260 – 40/80. Основные параметры устройства:

$R_{ном} = 31 \text{ кВт}$ ,

Диапазон 1  $U_{вых} = 220 - 260 \text{ В}$ ,  $I_{ном} = 4-80 \text{ А}$ ,

Диапазон 2  $U_{вых} = 260 - 380 \text{ В}$ ,  $I_{ном} = 4-40 \text{ А}$ .

Для привода ПЭ-11 выключателя ВМПЭ-10 необходим  $I_{вкл.}=58\text{А}$ .

### **Система собственных нужд понижающей подстанции**

Потребителями собственных нужд подстанции являются:

- 1) электроосвещение ЗРУ, ОРУ, ОПУ, наружных площадок;
- 2) электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов;
- 3) устройства подогрева масла и приводов открыто установленных выключателей,
- 4) устройства подогрева приводов открыто установленных разъединителей, отделителей и короткозамыкателей;
- 4) устройства отопления и вентиляции ЗРУ, ОПУ ;
- 5) зарядные и подзарядные агрегаты;
- 6) масляное хозяйство;
- 7) компрессорное хозяйство
- 8) оборудование, включаемое во время производства ремонтных работ.

Суммарная мощность потребителей собственных нужд подстанций составляет, как правило, от 50 до 300 кВт, поэтому они запитываются от сети 0,4 кВ с системой заземления TN-C или TN-C-S. В качестве источников используются два трансформатора собственных нужд (ТСН), мощность которых выбирается в соответствии с нагрузкой с учетом допускаемой перегрузки при отказах и ремонте одного из трансформаторов ( для

подстанций – 15%) . Нагрузку собственных нужд допустимо ориентировочно принять по таблице.

Потребители собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт
Подогрев выключателей и приводов ( на три полюса)	
МКП-35	4,4
С-35-630-10	2,8
С-35-3200-50	4,4
МКП-110	15,8
У-110-2000-50	11,3
ВВБ-110	1,8
ВВБ-220	3,6
У-220-2000-40	54,8
У-220-3200-40	42,9
ВВБ-330	4,6
Подогрев шкафов КРУН и КРУ-10	1,0
Подогрев приводов разъединителей, отделителей, короткозамыкателей	0,6
МКП-35	4,4
С-35-630-10	2,8
Подогрев ППрК постоянный ( при низких температурах)	0,05 (0,8)
Вспомогательное оборудование синхронных компенсаторов	
КСВ-37500	140
КСВ-50000	165
КСВ-100000	205
Прочая нагрузка	
Отопление, освещение и вентиляция ОПУ	60-110
Отопление, освещение и вентиляция ЗРУ 10 (6) кВ	5-7
Отопление, освещение и вентиляция ЗРУ, совмещенного с ОПУ	20-30
Помещение выездного персонала	5,5
Освещение ОРУ 110, 220 кВ при Няч ≤ 3	2,0
Освещение ОРУ 110, 220 кВ при Няч > 3	5-10
Подогрев релейного шкафа	1,0
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	2х31
Маслохозяйство	75-400
Компрессорная (на один агрегат)	
Электродвигатели	20-55
Отопление, освещение	15-30

Установленная мощность устройств охлаждения трансформаторов

Тип трансформатора	Р <sub>охл.уст.</sub> , кВт
ТД-10000/35	1,5
ТД-16000/35	2
ТДНС-10000/35	1,5
ТДНС-16000/35	2
ТРДНС-25000/10; 35	2,5
ТРДНС-32000/10; 35	3
ТРДНС-40000/10; 35	4
ТРДНС-63000/20; 35	5

ТДТН-10000/35	1,5
ТДТН-16000/35	2,5
ТДН-10000/110	1
ТДТН-10000/110	1
ТДН-16000/110	1,5
ТДТН-16000/110	2
ТДН-25000/110	2,5
ТРДН-25000/110	2,5
ТДТН-25000/110	2,5
ТДН-40000/110	3
ТРДН-40000/110	3
ТДТН-40000/110	3,5
ТДН-63000/110	4
ТРДН-63000/110	4
ТДТН-63000/110	4,5
ТДН-80000/110	5
ТРДН-80000/110	5
ТДТН-80000/110	7,5
ТДЦТН-80000/110	29,6
ТРДЦТН-80000/110	29,6
ТРДН-32000/220	3
ТРДН-40000/220	3
ТРДН-63000/220	5,5
ТРДЦН-63000/220	29,6
ТРДЦН-100000/220	29,6
ТРДЦН-160000/220	44,4
ТРДНС-40000/330	5
ТРДЦН-63/330	22,2
ТДТН-25000/220	5
ТДТН-40000/220	4,5
АТДЦТН-63000/220/110	22,2
АТДЦТН-125000/220/110	29,6
АТДЦТН-200000/220/110	44,4
АТДЦТН-250000/220/110	51,8
АТДЦТН-125000/330/110	37
АТДЦТН-200000/330/110	44,4
АТДЦТН-250000/330/150	51,8
АТДЦН-400000/330/150	59,2
АОДЦТН-133000/330/220	37
АТДЦТН-250000/500/220	44,4
АТДЦН-500000/500/220	124
АОДЦТН-167000/500/220	29,6
АОДЦТН-267000/500/220	44,4
АОДЦТН-167000/500/330	29,6
АОДЦТН-267000/750/220	92,4
АОДЦТН-333000/750/330	108
АОДЦТН-417000/750/500	124

### Компрессорные установки

Марка	Мощность главного электро- двигателя, кВт	Мощность электродвигателя вентилятора, кВт
АВШ-1,5/45	22	0,8
ВШ-3/40М	40	2,2
2ВУ1-1,5/46	22	1,5
4ВУ1-3/46	45	1,5
ВШВ-2,3/230	55	-

Приняв для двигательной нагрузки  $\cos\varphi=0,85$ , а для остальных потребителей  $\cos\varphi=1$ , можно определить  $Q_{уст}$  и суммарную расчетную нагрузку потребителей собственных нужд:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sum P_{уст} + (\sum Q_{уст}),$$

где  $k_c$  - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки.

Коэффициенты спроса приемников собственных нужд

Наименование приемника	Коэффициенты спроса
Освещение ОРУ:	
при одном ОРУ	0,5
при нескольких ОРУ	0,35
Освещение помещений	0,6-0,7
Охлаждение трансформаторов	0,8-0,85
Компрессоры	0,4
Зарядно-подзарядные устройства	0,12
Электроподогрев выключателей и электроотопление	1,0

Номинальная мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по условиям:

- 1)  $S_{ТСН} \geq S_{расч}$  (для подстанций без дежурного персонала);
- 2)  $S_{ТСН} \geq S_{расч} / 1,15$  (для подстанций с дежурным персоналом).

Присоединение трансформаторов собственных нужд к питающей сети зависит от системы оперативного тока, применяемой на подстанции. Для подстанций на переменном или выпрямленном оперативном токе трансформаторы собственных нужд со стороны ВН присоединяются:

- на подстанциях 110 кВ и выше через предохранители к вводам 6 ... 10 кВ главных трансформаторов до выключателей, а при наличии реакторов между реакторами и выключателями;
- на подстанциях 35 кВ через предохранители к питающей ВЛ 35 кВ.

Для подстанций на постоянном оперативном токе с аккумуляторными батареями трансформаторы собственных нужд присоединяются:

- через предохранители или выключатели к шинам распределительного устройства 6 - 35 кВ;
- к обмоткам 6 - 35 кВ автотрансформаторов по блочной схеме.

ТСН небольшой мощности (до 63-100 кВА) устанавливаются непосредственно в шкафах КРУ (КРУН) 6(10) кВ, ТСН большей мощности размещаются открыто вне РУ-6(10) кВ. Для их подключения предусматриваются ячейки с предохранителями (выключателями) и кабельными выводами.

На напряжении 380/220 В от ТСН запитывается щит собственных нужд, выполняемый по схеме одиночной системы сборных шин, секционированной автоматическим выключателем (автоматом). Щит устанавливается в закрытом помещении общеподстанционного пункта управления.

Распределение приемников между щитами осуществляется по принципу территориальной близости к ним и удобства обслуживания. Приемники небольшой мощности, не допускающие перерывов в электроснабжении, нормально питаются от одной

секции шин собственных нужд и имеют резервное питание от другой секции шин или резерв по оборудованию (например, два пожарных насоса, питаемых с разных секций).

### Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность, состав потребителей и схема питания собственных нужд подстанции зависят от типа подстанции, мощности трансформаторов, класса напряжения, конструктивного выполнения подстанции, способа обслуживания, типа оборудования и вида оперативного тока. Наиболее ответственными потребителями СН подстанции являются оперативные цепи, система связи телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения и так далее. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузке СН с учетом коэффициентов загрузки.

В соответствии с “Нормами технологического проектирования подстанций” на всех двухтрансформаторных подстанциях 35–750 кВ устанавливается по два трансформатора собственных нужд. Схема подключения трансформаторов собственных нужд выбирается из условия надежного обеспечения питания ответственных потребителей.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности.

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos\varphi$	К спроса	Нагрузка	
	Единичная мощность, кВт х-шт	Общая мощность, кВт			$P_{\text{полн}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{полн}}, \text{ кВАр}$
Охлаждение трансформатора ТРДН-40000/110	2,6 x 2	5,2	0,85	0,8	4,16	2,7
Освещение ОРУ 110 кВ		2	1	0,5	1	
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, ОПУ		40	1	1	40	
Подогрев привода выключателей 110 кВ	5 x 3	15	1	1	15	
Подогрев привода разъединителей 110 кВ	0,6 x 10	6	1	1	6	
Аппаратура связи и телемеханики		1,5	1	1	1,5	
Постоянно включенные лампы и приборы		1	1	1	1	
Выпрямительная установка	31 x 2	62	1	1	62	
Итого:					136,7	2,7

$$S_{расч} = \sqrt{P_{полн}^2 + Q_{полн}^2} = \sqrt{136,7^2 + 2,7^2} = 137 \text{ кВА},$$

Мощность трансформаторов собственных нужд при двух ТСН на подстанции со скрытым резервом :

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{K_n}, \quad (7.2)$$

где:  $K_n=1.15$  коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

$$S_m = \frac{137}{1.15} = 120 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора собственных нужд ТСЗ 160/10, размещаемые на открытом воздухе на отдельной площадке.

### **Описание релейной защиты трансформатора**

Основная задача релейной защиты – обнаружить поврежденный участок электрической схемы и как можно быстрее выдать сигнал на его отключение.

К устройствам РЗ, действующим на отключение предъявляются следующие требования:

- селективность – действие РЗ при котором обеспечивается отключение только поврежденного элемента;
- быстродействие;
- чувствительность;
- надежность работы;

На проектируемой подстанции защищаемыми элементами являются трансформаторы, шины, линии на высоком напряжении, ячейки КРУ.

Для защиты трансформаторов применяются:

1. Продольная дифференциальная защита от внешних и внутренних кз (как симметричных, так и несимметричных). Принцип действия данной защиты основан на сравнении величины и направления тока между трансформаторами тока дифференциальной защиты. При внутренних кз направление меняется на противоположное, и защита действует на отключение выключателя.
2. Максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском по напряжению. Данная защита является резервной по отношению к дифференциальной защите и осуществляет ближнее резервирование.
3. МТЗ от перегрузки в режиме симметричной нагрузки трансформатора. Результатом действия этой защиты является сигнал дежурному персоналу о перегрузке.
4. Сигнализация о неисправности в цепях напряжения защиты.
5. Газовая защита от внутренних кз в обмотках трансформатора. Защита подает сигнал дежурному персоналу.

### **Конструктивное выполнение подстанции**

Основное распределительное устройство подстанции напряжением 110 кВ располагается на открытом воздухе и называется ОРУ.

ОРУ должно обеспечивать надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения, максимальное применение крупноблочных узлов. Расстояние между токоведущими частями и от них до различных элементов ОРУ должно выбираться в соответствии с требованиями ПУЭ.

Все аппараты ОРУ располагаются обычно на невысоких основаниях. По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования. Ошиновка подстанции бывает: гибкая, как правило, ОРУ и жесткая – ЗРУ.

Под силовыми трансформаторами предусматриваются маслоприемники, в которые укладывается слой гравия. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты



и автоматики прокладываются в лотках из железобетонных конструкций без заглубления в почву.

На низкой стороне подстанции распреустройства выполняются в виде КРУ или КРУН. В обоих случаях сборка РУ производится из ячеек заводского изготовления, что позволяет ускорить процесс монтажа.

Преимущества КРУ: большая надежность в работе, безопасность в обслуживании, компактность, экономичность, а также индустриализация монтажных работ. Ячейки соединяются между собой сборными шинами и имеют кабельные и воздушные вводы. Применяются шкафы с выключателями, установленными на тележке и имеющими втычные контакты. Такие контакты заменяют разъединители. Наличие выкатной тележки с выключателем повышает бесперебойность питания потребителей и обеспечивает удобный доступ к выключателю и его приводу при ремонте. Для безопасного обслуживания и локализации аварийных ситуаций корпус КРУ разделен на отсеки металлическими шторками.

Территория подстанции формируется в основном ОРУ, занимающая до 80% общей площади. Остальные 20% занимают установки трансформаторов, ЗРУ или КРУН, другие здания и сооружения.

ОРУ является основным производственным сооружением подстанции, поэтому от его расположения в зависимости от подхода воздушных линий определяется вся компоновка подстанции. В состав ОРУ, кроме оборудования и токоведущих частей входят опоры для гибкой и жесткой ошиновки, опоры под оборудование, молниеотводы и мачты освещения, кабельные лотки и каналы, специальные железнодорожные пути перекатки трансформаторов, огнестойкие преграды между трансформаторами.

На подстанции применяются два вида оград: внутренние и внешние. Внешняя ограда служит препятствием для проникновения на подстанцию посторонних лиц, крупных животных, а также для обеспечения сохранности дорогостоящего оборудования. Внутренняя ограда служит для отделения зоны, где можно находится персонал, от зоны с оборудованием, находящимся под напряжением.

Выбор шкафа КРУ осуществляется по марке и номинальным рабочим токам выбранных выключателей.

Паспортные данные шкафа К-XXVII

Наименование показателей		
Номинальное напряжение, кВ		10
Номинальный ток, А	шкафов	3200
	сборных шин	3200
Максимальное число и сечение силовых кабелей, мм <sup>2</sup>		12(3x240)
Электродинамическая стойкость, кА		81
Номинальный ток отключения выключателя, кА		31,5
Тип выключателя и привода		ВМПЭ-10 со встроенными электромагнитными приводами
Габариты шкафов, мм	ширина	1350
	глубина	1650
	высота	2817
Масса шкафа, кг		1800

### Сметно-финансовый расчет на сооружение подстанции

Данный расчет позволяет приблизительно оценить стоимость всего оборудования подстанции.

Все затраты по подстанции можно разделить на следующие категории:

1. РУ всех напряжений

2. Трансформаторы
3. Постоянная часть затрат:
  - Подготовка и благоустройство территории – 30 т.р.
  - Общеподстанционный пункт управления, собственные нужды – 40 т.р.
  - Подъездные и внутривозрадные дороги – 25 т.р.
  - Средства связи и телемеханики – 40 т.р.
  - Внешние сети (водоснабжение и канализация) – 10 т.р.
  - Прочие затраты – 30 т.р.

Результаты сметно-финансового расчёта сведены в таблицу. Расчет производится по упрощенным показателям стоимости в ценах 1985 г.

Наименование	Количество, шт.	Расчетная стоимость, т.р.	Общая стоимость, т.р.
ОРУ-110 кВ	3	36,3	108,9
ТРДН-40000/110	2	72,6	145,2
КРУ-10	14	2,8	39,2
Постоянные затраты	–	–	175
Общая стоимость	–	–	468,3

### РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Электротехнический справочник/ Под ред. профессоров МЭИ. Т1, Т2, Т3, 9-е изд., стер. - М.:Издательство МЭИ, 2004.-964с..
2. Выбор схем электрических соединений подстанций. Методические указания по дисциплине "Электрическая часть станций и подстанций"/ С.Е.Кокин, г.Екатеринбург, УГТУ, 2004, 43с.
3. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. СО 153-34.20.122-2006 Москва, ОАО ФСК России, 2006.
4. Правила устройства электроустановок / 7-е изд., перераб. и доп. – Спб.: -ДЕАН, 2007.- 704с.

### ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ</b>	<b>3</b>
<b>ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ</b>	<b>3</b>
<b>ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ</b>	<b>7</b>
<b>РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ</b>	<b>23</b>
<b>ВЫБОР КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДУСТРОЙСТВ</b>	<b>27</b>
<b>ВЫБОР ТОКОПРОВОДОВ НА СТОРОНЕ 110 КВ</b>	<b>29</b>
<b>ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ НА СТОРОНЕ 10 КВ</b>	<b>30</b>
<b>ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ</b>	<b>33</b>
<b>СИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ПОНИЖАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ</b>	<b>38</b>
<b>ВЫБОР ОПЕРАТИВНОГО ТОКА</b>	<b>43</b>
<b>СИСТЕМА СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОНИЖАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ</b>	<b>43</b>
<b>ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД</b>	<b>47</b>
<b>ОПИСАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА</b>	<b>48</b>
<b>КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ</b>	<b>48</b>
<b>СМЕТНО-ФИНАНСОВЫЙ РАСЧЕТ НА СООРУЖЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ</b>	<b>49</b>
<b>РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА</b>	<b>50</b>