



# ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

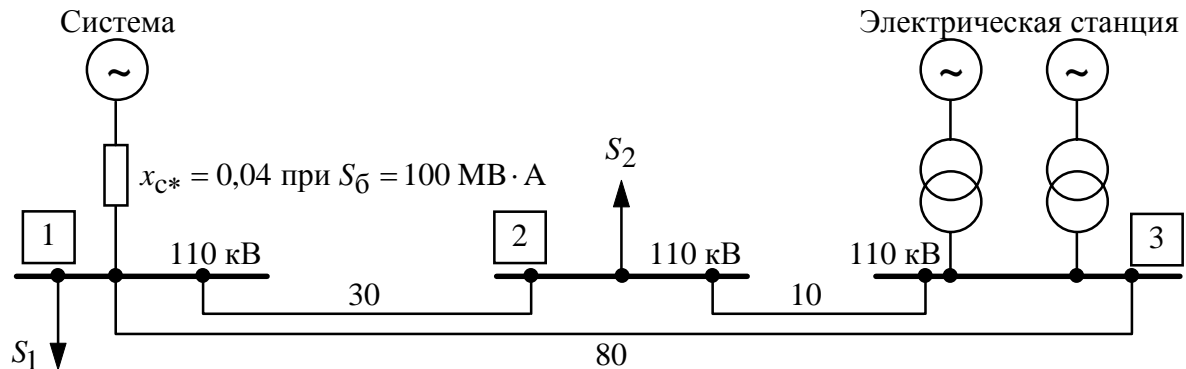
( ПРИМЕР )

### **ЛИТЕРАТУРА**

1. Электрическая часть станций и подстанций. Учебник для вузов/ Под ред. А.А.Васильева. - М.: Энергия, 1990. - 576с., ил.
2. Электрическая часть электростанций/ Под ред. С.В.Усова. - Л.: Энергия, 1987. - 616с., ил.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергия, 1987.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков К.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергия, 1989.
5. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ/ Под ред. С.С.Рокотяна и Я.С.Самойлова. - М.: Энергоиздат, 1982.
6. Гервиц М.Н., Кокин С.Е., Нестеренков В.П. Проектирование подстанций. Учебное пособие по курсу "Электрическая часть станций". - Свердловск: УПИ, 1988.
7. Электротехнический справочник/ Под ред. профессоров МЭИ. Т1, Т2, Т3, 7-е изд., испр. - М.: Энергоатомиздат, 1985-1988.
8. Выбор схем электрических соединений подстанций. Методические указания по дисциплине "Электрическая часть станций и подстанций"/ С.Е.Кокин, г.Екатеринбург, УГТУ, 2004, 43с.
9. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. 3-е изд. М.: Минэнерго СССР, 1979, 40с.
10. Правила устройства электроустановок /Минэнерго СССР, 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648с.

Пример расчета основных разделов пояснительной записки.  
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

а) Карта-схема электрической сети



- б)  $N_{П/СТ} = 2$ ;  
 $P_{\text{зимн.мах}} = 47 \text{ МВт}$ ;  
 $\cos \varphi = 0,84$ ;  
 $U_{ВН} = 110 \text{ кВ}$ ;  $U_{НН} = 10 \text{ кВ}$ ;  
 $t_{\text{ср}}^{\text{зимн}} = -5^{\circ} \text{ C}$ ;  $t_{\text{ср}}^{\text{летн}} = 15^{\circ} \text{ C}$ .

Распределение потребителей по категориям:

I – 20 %;

II – 40 %;

III – 40 %.

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

в) График нагрузки:

Час	$S_{\text{зимн}} , \%$	$S_{\text{летн}} , \%$	Час	$S_{\text{зимн}} , \%$	$S_{\text{летн}} , \%$
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

## I. Выбор силовых трансформаторов подстанции

Расчеты проводятся в полной мощности  $S_{\text{зимн max}} = \frac{P_{\text{зимн max}}}{\cos \varphi} = \frac{47}{0,84} = 56 \text{ МВ·А}$ .

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 два варианта выбора (силовые трансформаторы с РПН)

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

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

**Зима. Нормальный режим**

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

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

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



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 таблицам ГОСТ 14209-85 для систематических перегрузок находится  $k_2 \text{ доп}$ :

$$k_1 = 0,61 \text{ } (k_1 = 0,7);$$

$$t_{\text{пер}} = 5 \text{ ч } (h = 6 \text{ ч});$$

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

$$k_2 \text{ доп} = 1,37.$$

Поскольку  $k_2 = 1,1 < k_2 \text{ доп} = 1,37$ .

Нормальный режим зимой допустим.

Примечание: для определения  $k_2 \text{ доп}$  силовых трансформаторов  $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ ;

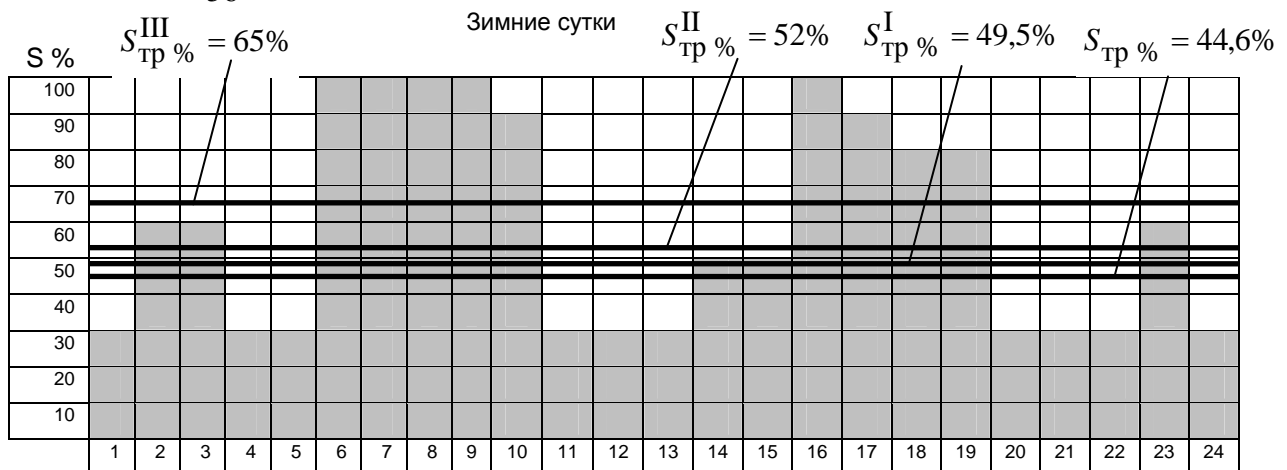
$$\Theta = t_{\text{ср}} + 20^\circ \text{ C.}$$

### Зима. Аварийный режим

Аварийный (послеаварийный) режим обусловлен отключением одного из трансформаторов. Расчет проводится аналогично.

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

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



Первый и последний период перегрузки можно не рассматривать

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

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

$$B_1 > B_2;$$

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

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

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

Условие эквивалентирования выполнено.

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

Поскольку  $k_1 > 1$ , то во время, предшествующее перегрузке с 5 до 10 часов, трансформатор также перегружен. Для того, чтобы сделать  $k_1 \leq 1$  требуется отключить часть нагрузки

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

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

Таким образом, подобное отключение действительно допустимо.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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  $k_2$ :

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

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

По таблицам ГОСТ 14209-85 для аварийных перегрузок для

$$k_1 = 1;$$

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

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

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

Следует продолжить отключение части потребителей.

$$\Delta S_{\text{откл}}^{\text{II}} = (k_2 - k_{2 \text{ доп}}) S_{\text{тр}} = (1,88 - 1,5) \cdot 25 = 9,5 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{откл}} \Sigma = \Delta S_{\text{откл}} + \Delta S_{\text{откл}}^{\text{I}} + \Delta S_{\text{откл}}^{\text{II}} = 5,5 + 2,5 + 9,5 = 17,5 \text{ МВА};$$

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

$$S_{\text{max}}^{\text{III}} = S_{\text{max}}^{\text{II}} - \Delta S_{\text{откл}}^{\text{II}} = 48 - 9,5 = 38,5 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}}^{\text{III}} \% = \frac{25}{38,5} \cdot 100 = 65 \text{ \%}.$$

$$k_2 = \frac{S_{\text{max}}^{\text{III}}}{S_{\text{тр}}} \cdot 0,98 = \frac{38,5}{25} \cdot 0,98 = 1,5092;$$

$$k_1 = \frac{S_{\text{max}}^{\text{III}}}{S_{\text{тр}}} \cdot 0,54 = \frac{38,5}{25} \cdot 0,54 = 0,83.$$

По таблицам ГОСТ 14209-85 для аварийных перегрузок для

$$k_1 = 0,9$$

$$t_{\Pi} = 6 \text{ ч};$$

$$t_{\text{ср.зимн}} = 0^{\circ} \text{ C};$$

$$k_{2 \text{ доп}} = 1,5.$$

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

### Лето. Нормальный режим

$$S_{\text{л max}} = 56 \text{ МВА}$$

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

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



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

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

$$B_1 > B_2;$$

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

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

По таблицам ГОСТ 14209-85 для систематических перегрузок находится  $k_2$  доп :

$$k_1 = 0,5;$$

$$h_{\text{пер}} = 4 \text{ ч};$$

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

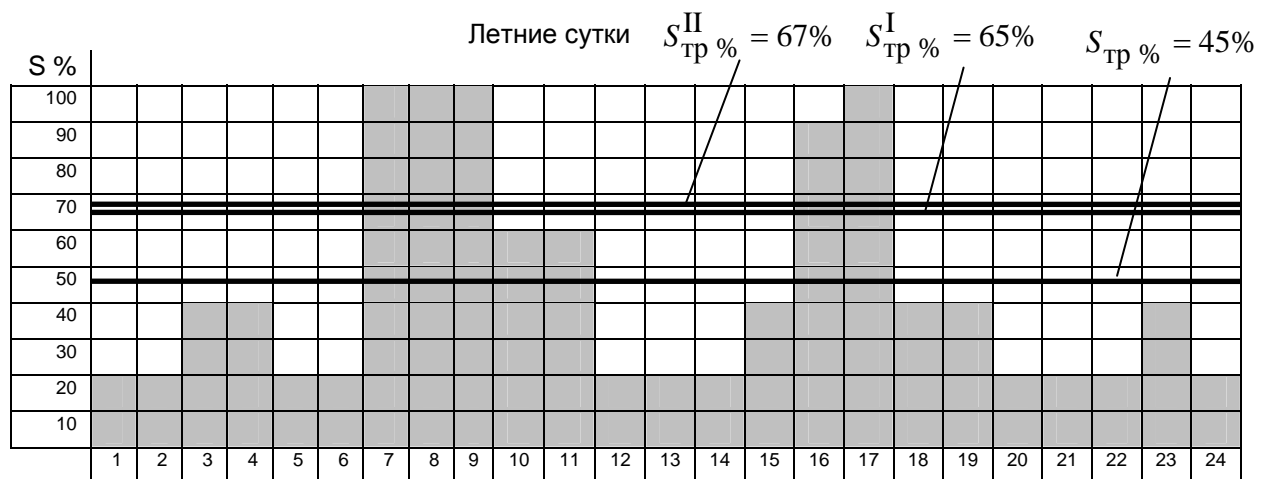
$$k_2 \text{ доп} = 1,56.$$

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

### Лето. Аварийный режим

$$S_{\text{тр}} = 25 \text{ МВА};$$

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



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

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

$$B_1 > B_2;$$

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

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

$$0,9 S_{\max} = 50,4 \text{ МВА};$$

$$k_2 S_{\text{тр}} = 48,2 \text{ МВА}.$$

Условия эквивалентирования не выполняются. В таком случае полагают, что

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



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

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

По ГОСТ 14209-85 для аварийных перегрузок  $k_2$  доп для

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

$$h_{\text{пер}} = 6 \text{ ч};$$

$$k_1 = 1;$$

$$k_2 \text{ доп} = 1,3.$$

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

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

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

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

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

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

$$B_1 > B_2;$$

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

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

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

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

Условие эквивалентирования выполняется.

По ГОСТ 14209-85 для аварийных перегрузок  $k_2$  доп для

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

$$h_{\text{пер}} = 4 \text{ ч};$$

$$k_1 = 0,7;$$

$$k_2 \text{ доп} = 1,5.$$

$$k_2 > k_2 \text{ доп}.$$

$$\Delta S_{\text{откл}}^I = (k_2 - k_2 \text{ доп}) S_{\text{тр}} = (1,529 - 1,5) \cdot 25 = 0,725 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{откл}} \Sigma = 18,48 \text{ МВА};$$

$$S_{\max}^{\text{II}} = S_{\max}^I - \Delta S_{\text{откл}}^I = 37,52 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}}^{\text{II}} \% = \frac{25}{37,52} \cdot 100 = 67 \%.$$

Периоды перегрузки не изменились.

$$k_2 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{37,52^2 \cdot 3}{3}} = \frac{37,52}{25} = 1,5;$$

$$k_1 = \frac{37,25}{25} \cdot 0,432 = 0,64$$

по  $\Theta_{\text{охл}} = 20^\circ \text{ C}$ ,  $h_{\text{пер}} = 4 \text{ ч}$ ,  $k_1 = 0,7$ ,  $k_2_{\text{доп}} = 1,5 = k_2 \Rightarrow$  расчет закончен.

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

#### Зима. Нормальный режим

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

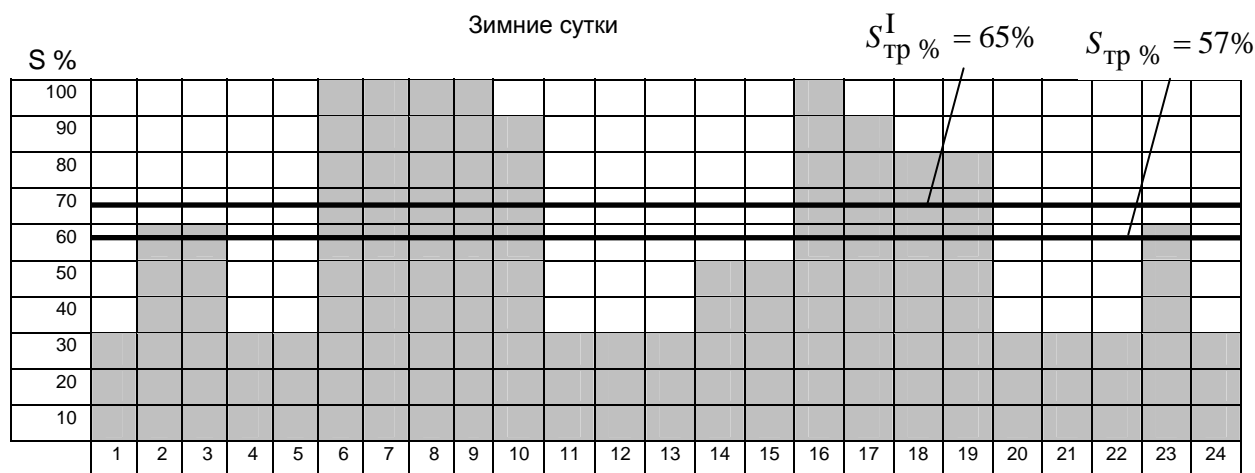
$$S_{\Sigma \text{ тр}} = 2 \cdot 32 = 64 \text{ МВА}.$$

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.



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

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

$$B_1 > B_2;$$

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

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

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

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

По ГОСТ 14209-85 для аварийных перегрузок по

$$\left. \begin{array}{l} \Theta_{\text{охл}} = 0^\circ \text{ C}; \\ h_{\text{пер}} = 6 \text{ ч}; \\ k_1 = 1 \end{array} \right\} k_2_{\text{доп}} = 1,5.$$

$$\Delta S_{\text{откл}} = (k_2 - k_2_{\text{доп}}) S_{\text{тр}} = (1,71 - 1,5) \cdot 32 = 6,72 \text{ МВА};$$

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

$$S_{\text{max}}^{\text{I}} = 56 - 6,72 = 49,28 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}}^{\text{I}} \% = \frac{32}{49,28} \cdot 100 = 65 \%;$$

Периоды перегрузок не изменились.

$$k_2 = \frac{S_{\text{max}}^{\text{I}}}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{1^2 \cdot 4 + 0,9^2}{5}} = \frac{49,28}{32} \cdot 0,98 = 1,51;$$

$$k_1 = \frac{49,28}{32} \cdot 0,54 = 0,83.$$

По таблицам ГОСТ 14209-85 для аварийных перегрузок для

$$\left. \begin{array}{l} \Theta_{\text{охл}} = 0^\circ \text{C}; \\ h_{\text{пер}} = 6 \text{ ч}; \\ k_1 = 0,9 \end{array} \right\} k_{2 \text{ доп}} = 1,5.$$

$$k_2 \approx k_{2 \text{ доп}}.$$

Расчет закончен.

### Лето. Нормальный режим

$$S_{\text{л max}} = 56 \text{ МВА}$$

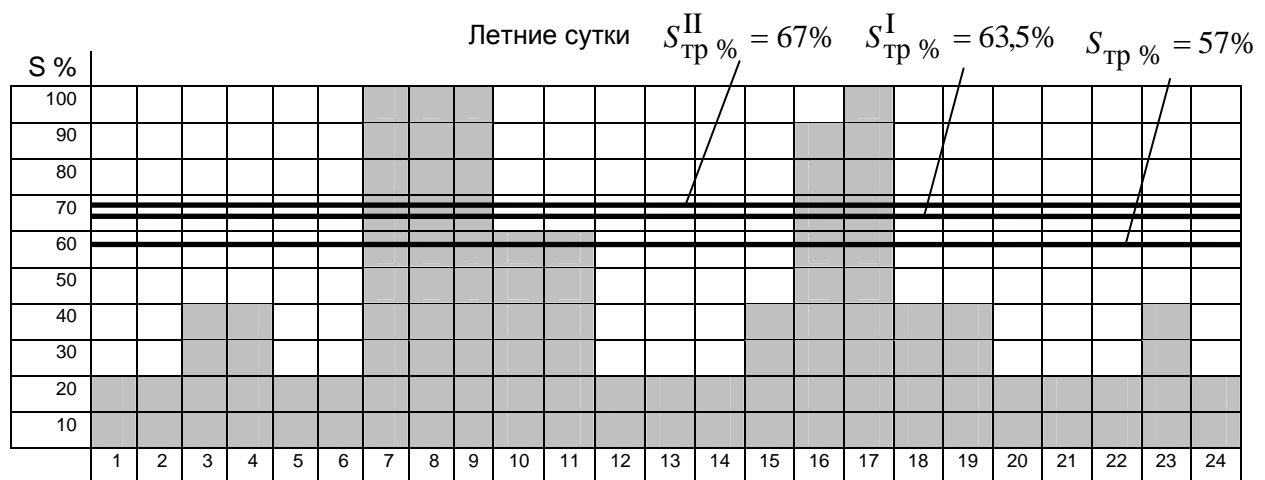
$$S_{\Sigma \text{ тр}} = 2 \cdot 32 = 64 \text{ МВА}.$$

Трансформаторы несут мощность без перегрузки.

### Лето. Аварийный режим

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

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



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

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

$$B_1 > B_2;$$

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

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

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

Условие эквивалентирования не выполняется, поэтому

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

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

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

по

$$\left. \begin{array}{l} \Theta_{\text{охл}} = 0^\circ \text{C}; \\ h_{\text{пер}} = 6 \text{ ч}; \\ k_1 = 0,8 \end{array} \right\} k_2 \text{ доп} = 1,4.$$

$$\Delta S_{\text{откл}} = (k_2^{\text{I}} - k_2 \text{ доп}) S_{\text{тр}} = (1,575 - 1,4) \cdot 32 = 5,6 \text{ МВА};$$

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

$$S_{\max}^{\text{I}} = S_{\max} - \Delta S_{\text{откл}} = 56 - 5,6 = 50,4 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}}^{\text{I}} \% = \frac{32}{50,4} \cdot 100 \% = 63,5 \%;$$

$$B_1 = 50,4^2 \cdot 3 = 7620,5 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_2 = 50,4^2 + (0,9 \cdot 50,4)^2 = 4597,7 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$B_1 > B_2;$$

$$k_2 = \frac{1}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{B_1}{3}} = \frac{1}{32} \sqrt{\frac{7620,5}{3}} = 1,575;$$

$$k_1 = \frac{S_{\max}^{\text{I}}}{S_{\text{тр}}} \cdot 0,432 = \frac{50,4}{32} \cdot 0,432 = 0,68.$$

Для

$$\left. \begin{array}{l} \Theta_{\text{охл}} = 20^\circ \text{C}; \\ h_{\text{пер}} = 4 \text{ ч}; \\ k_1 = 0,7 \end{array} \right\} k_2 \text{ доп} = 1,5.$$

$$k_2 > k_2 \text{ доп}$$

$$\Delta S_{\text{откл}} = (k_2 - k_2 \text{ доп}) S_{\text{тр}} = (1,575 - 1,5) \cdot 32 = 2,4 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{откл}} \Sigma = 5,6 + 2,4 = 8 \text{ МВА} < S_{\text{III}};$$

$$S_{\max}^{\text{II}} = 56 - 8 = 48 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}}^{\text{II}} \% = \frac{32}{48} \cdot 100 \% = 67 \%.$$

Периоды перегрузки не изменились, поэтому

$$k_2 = \frac{48}{32} = 1,5;$$

$$k_1 = \frac{48}{32} \cdot 0,432 = 0,648.$$

Для

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

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

**Зима. Аварийный режим**

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

$$S_{\text{тр}} = 40 \text{ МВА}.$$

$$S_{\text{тр}} \% = \frac{40}{56} \cdot 100 \% = 72 \%.$$



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

$$B_2 = 9690 \text{ МВА}^2 \cdot \text{ч};$$

$$k_2 = \frac{1}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{B_1}{5}} = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{15084,2}{5}} = 1,37.$$

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

$$k_2 S_{\text{тр}} = 1,37 \cdot 40 = 54,9 \text{ МВА} \Rightarrow \text{условие эквивалентирования выполняется.}$$

$$k_1 = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{тр}}} \cdot 0,54 = \frac{56}{40} \cdot 0,54 = 0,76.$$

По ГОСТ 14209-85 для аварийных перегрузок по

$$\left. \begin{array}{l} \Theta_{\text{охл}} = 0^\circ \text{C}; \\ h_{\text{пер}} = 6 \text{ ч}; \\ k_1 = 0,8 \end{array} \right\} k_{2 \text{ доп}} = 1,5.$$

$k_2 < k_{2 \text{ доп}} \Rightarrow$  перегрузка трансформатора допустима.

### Лето. Нормальный режим

$$S_{\text{л max}} = 56 \text{ МВА}$$

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

Трансформаторы несут мощность без перегрузки.

### Лето. Аварийный режим

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

$$S_{\text{тр}} = 40 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}} \% = \frac{40}{56} \cdot 100 \% = 72 \%.$$



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

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

$$B_1 > B_2;$$

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

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

по

$$\left. \begin{array}{l} \Theta_{\text{охл}} = 20^\circ \text{C}; \\ h_{\text{пер}} = 4 \text{ ч}; \\ k_1 = 0,6 \end{array} \right\} k_{2 \text{ доп}} = 1,5.$$

$k_2 < k_{2 \text{ доп}} \Rightarrow$  перегрузка трансформатора допустима.

## Расчет приведенных затрат

$$З = E_H \cdot K + I_{ao} + I_{пот} + Y.$$

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

$$I_{пот} = \beta \Delta W_{пот},$$

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

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

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:

$$T_{max} = \frac{\left( \sum_{i=1}^{24} S_3 \% i \cdot t_i \right) t_{3 \text{ сут}} + \left( \sum_{i=1}^{24} S_{л} \% i \cdot t_i \right) t_{л \text{ сут}}}{100},$$

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

$$T_{max} = \frac{(30 \cdot 10 + 50 \cdot 2 + 60 \cdot 3 + 80 \cdot 2 + 90 \cdot 2 + 100 \cdot 5) \cdot 210 + (20 \cdot 11 + 40 \cdot 6 + 60 \cdot 2 + 80 \cdot 1 + 90 \cdot 4) \cdot 155}{100} = 4563 \text{ ч};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4563}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5083 \text{ ч}.$$

## 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  $\varepsilon_3 = \frac{P_{откл.3}}{P_{max 3}}$  и  $\varepsilon_{л} = \frac{P_{откл.л}}{P_{max л}}$  - 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 учитывает);

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

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

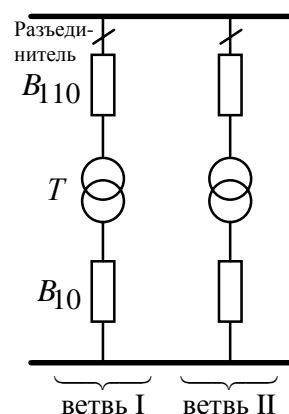
$$k_{B I} = 0,02 \cdot 0,4 \cdot 10^{-3} + 0,1 \cdot 2,8 \cdot 10^{-3} + 0,02 \cdot 60 \cdot 10^{-3} + 0,08 \cdot 1,3 \cdot 10^{-3} = 1,592 \cdot 10^{-3}$$

, год;

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

### Вариант 1: 2×25 МВА

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



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

$$\Delta W_{пот} = 2 \cdot 30 \cdot 8760 + \frac{120}{2} \left( \frac{56}{25} \right)^2 \cdot 5083 = 2055,9 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_{пот} = \beta \Delta W_{пот} = 0,8 \cdot 10^{-2} \cdot 2055,9 = 16,446 \text{ тыс. руб.}$$

Для  $\varepsilon_3 = \frac{P_{откл.3}}{P_{max 3}} = \frac{\Delta S_{откл \Sigma}^{зимн}}{S_{max}} = \frac{17,5}{56} = 0,31$  по кривым удельного ущерба (кривая 2 - промышленность) определяем  $\alpha_3^{ab} = 1,8$  тыс.руб./кВт.

$$\text{Для } \varepsilon_L = \frac{P_{откл.Л}}{P_{max Л}} = \frac{\Delta S_{откл \Sigma}^{летн}}{S_{max}} = \frac{18,48}{56} = 0,33, \quad \alpha_L^{ab} = 1,85 \text{ тыс.руб./кВт.}$$

$$Y = \frac{0,31 \cdot 1,8 \cdot 10^3 \cdot 47 \cdot 3,184 \cdot 10^{-3} \cdot 210 + 0,33 \cdot 1,85 \cdot 10^3 \cdot 47 \cdot 3,184 \cdot 10^{-3} \cdot 155}{365} = 86,8 \text{ тыс. руб.}$$

### Вариант 2: 2×32 МВА

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

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

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

$$I_{пот} = 0,8 \cdot 10^{-2} \cdot 1829 = 14,63 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{Для } \varepsilon_3 = \frac{\Delta S_{откл \Sigma}^{зимн}}{S_{max}} = \frac{6,72}{56} = 0,12 - \alpha_3^{ab} = 0,9 \text{ тыс.руб./кВт.}$$

$$\text{Для } \varepsilon_L = \frac{\Delta S_{откл \Sigma}^{летн}}{S_{max}} = \frac{8}{56} = 0,14 - \alpha_L^{ab} = 1,0 \text{ тыс.руб./кВт.}$$

$$Y = \frac{0,12 \cdot 0,9 \cdot 10^3 \cdot 47 \cdot 3,184 \cdot 10^{-3} \cdot 210 + 0,14 \cdot 1,0 \cdot 10^3 \cdot 47 \cdot 3,184 \cdot 10^{-3} \cdot 155}{365} = 18,19 \text{ тыс. руб.}$$

### Вариант 3: 2×40 МВА

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

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

$$\Delta W_{пот} = 2 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{160}{2} \left( \frac{56}{40} \right)^2 \cdot 5083 = 1673 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_{пот} = 0,8 \cdot 10^{-2} \cdot 1673 = 13,38 \text{ тыс. руб.}$$

$$Y = 0.$$

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.	16,45	14,63	13,38
4. Ущерб от ограничения электроснабжения потребителей, тыс. руб.	86,8	18,19	0



5. Итоговые приведенные затраты, тыс. руб.	128,13	60,67	44,45
6. Итоговые затраты, %	100	46	34

**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×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;

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

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

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

– Трансформаторы: 2×ТДЦ–80,  $U_K = 10,5$  %,  $U_{\text{ННОМ}} = 6,3$  кВ,  $U_{\text{ВНОМ}} = 121$  кВ,

$$x_{\text{ТС}} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{80} = 17,35 \text{ Ом}.$$

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

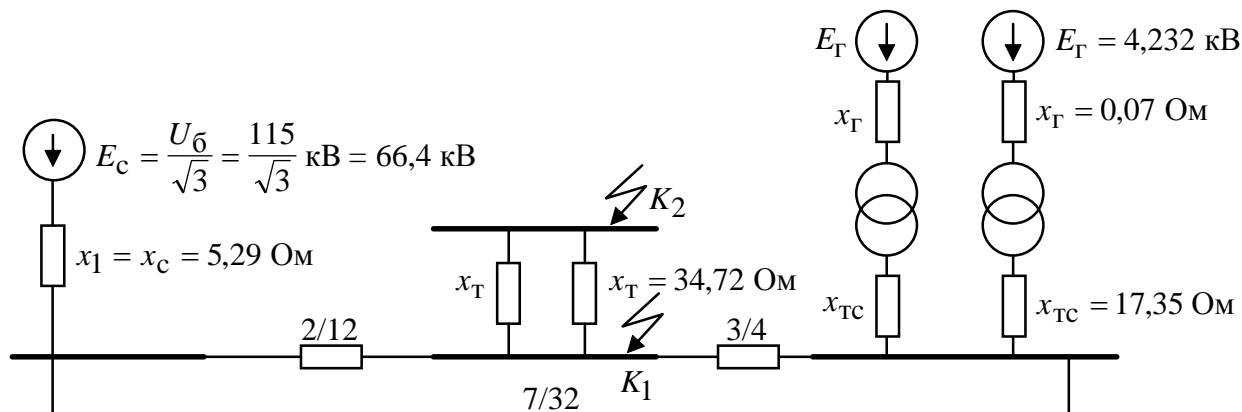
$$x_2 = x_0 \ell_{12} = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ Ом};$$

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

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

– Трансформаторы подстанции: 2×ТРДН 40000/110,  $U_K = 10,5$  %,  $x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,72 \text{ Ом (на полную мощность)}.$

– Схема замещения



$$E'_\Gamma = E_\Gamma \frac{121}{6.3} = 81.28 \text{ кВ};$$

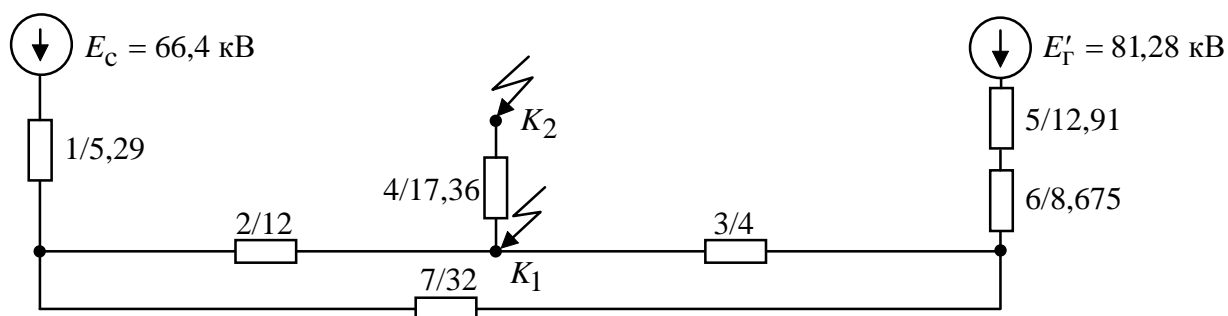
$$x'_\Gamma = x_\Gamma \frac{121^2}{6.3^2} = 25.82 \text{ Ом};$$

$$x_5 = x_\Gamma \Sigma = \frac{x'_\Gamma}{2} = \frac{25.82}{2} = 12.91 \text{ Ом};$$

$$x_6 = x_{TC} \Sigma = \frac{x_{TC}}{2} = 8.675 \text{ Ом};$$

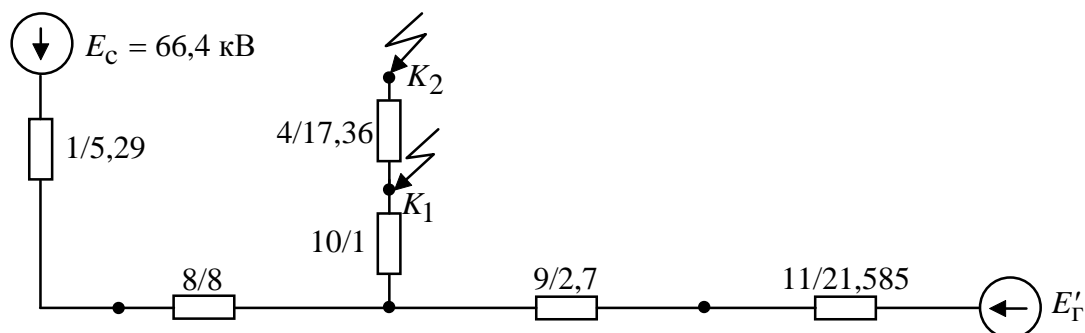
$$x_4 = x_T \Sigma = \frac{x_T}{2} = \frac{37.72}{2} = 17.36 \text{ Ом}.$$

– 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:



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

$$x_9 = \frac{x_3 x_7}{x_\Sigma} = \frac{4 \cdot 32}{48} = 2.7 \text{ Ом};$$

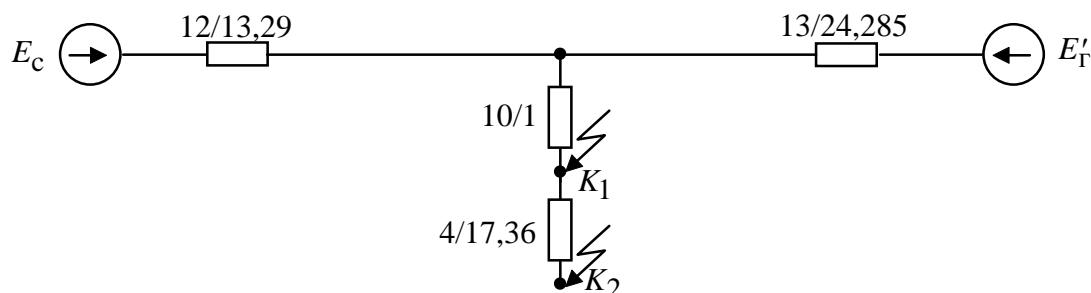
$$x_{10} = \frac{x_2 x_3}{x_\Sigma} = \frac{12 \cdot 4}{48} = 1 \text{ Ом};$$

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

После следующего шага схема принимает вид трехлучевой звезды, где

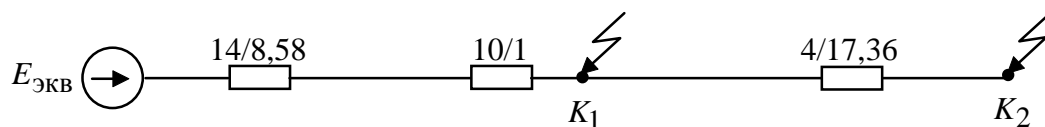
$$x_{12} = x_1 + x_8 = 5,29 + 8 = 13,29 \text{ Ом};$$

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



### 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:

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

$$I_{\text{с0}} = \frac{E_c - I_{\text{к0}} x_{10}}{x_{12}} = \frac{66,4 - 7,47 \cdot 1}{13,29} = 4,43 \text{ кА};$$

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

Удаленность точки к.з. от станции:

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

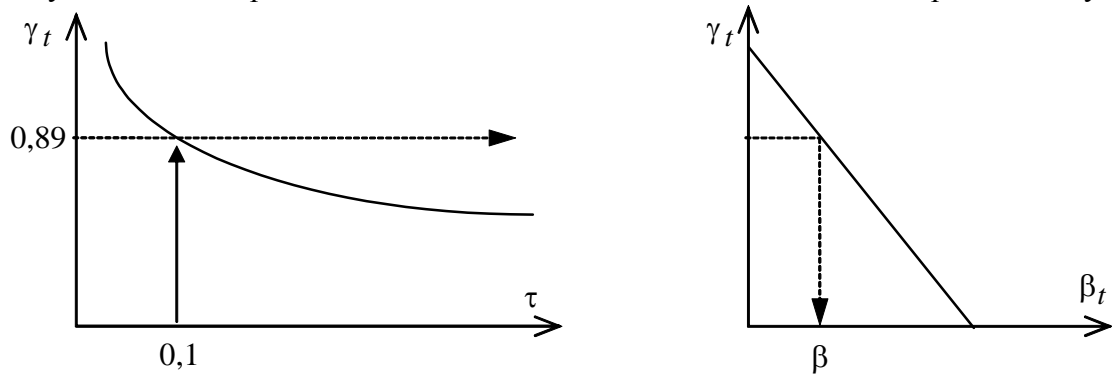
Содержание тока от станции в суммарном токе к.з.:

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

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

$$I_{к\tau} = I_{к0}.$$

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

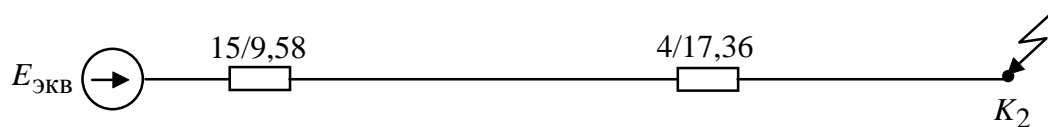


$$\frac{I_{к\tau}}{I_{к0}} = \beta \Rightarrow I_{к\tau} = I_{к0} \cdot \beta.$$

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

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

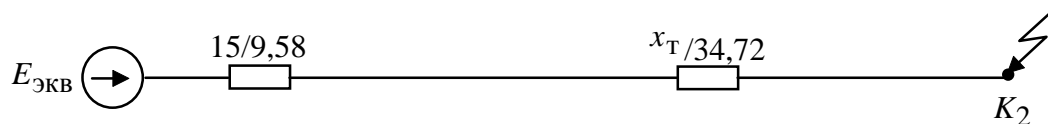
а) без использования расщепления, параллельная работа трансформаторов



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

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

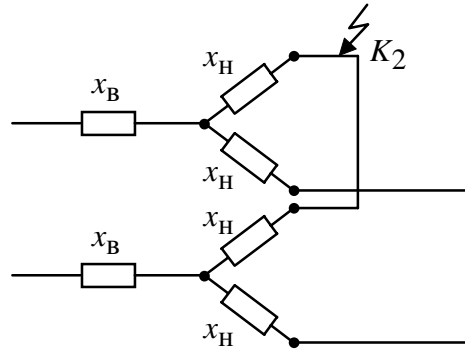
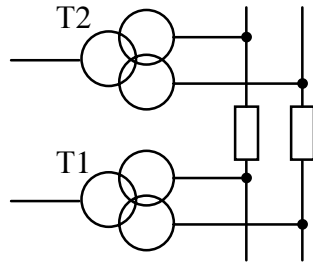
б) без использования расщепления, раздельная работа



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

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

в) использование расщепления, параллельная работа секций



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

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

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

$$I'_{K2} = \frac{71,58}{9,58 + 32,55} = 1,69 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = 1,69 \cdot \frac{115}{10,5} = 18,6 \text{ кА};$$

г) использование расщепления, раздельная работа секций

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

$$I'_{K2} = \frac{71,58}{74,68} = 0,95 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = 10,5 \text{ кА}.$$

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

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{K2} k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 17,69 \cdot 1,81 = 45,28 \text{ кА},$$

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

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

### 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 ( $S_{тр}$ ) определяется из расчетов электрической сети. В данном случае полагаем  $S_{тр} = 0,5 S_{зимн \text{ max}}$ :

$$I_{раб} \leq I_{ном};$$

$$I_{раб.форс} \leq I_{ном}.$$

Форсировочный ток определяется для наиболее нагруженного выключателя:

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

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 аperiodической составляющей

$$i_{a\tau} < i_{a\text{ ном}},$$

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

$$i_{a\tau} = i_{a\tau\text{ сист}} + i_{a\tau\text{ станц}} = \sqrt{2} \left( I_{с0} \cdot e^{\frac{-\tau-0,01}{T_{ас}}} + I_{г0} \cdot e^{\frac{-\tau-0,01}{T_{аг}}} \right) =$$

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

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

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

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

д) проверка на термическую стойкость:

$$B_{к} \leq B_{к\text{ ном}};$$

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

$$B_{к} = I_{к0}^2 (t_{откл} + T_a) = 7,47^2 (0,09 + 0,02) = 16,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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

**Вывод:** выключатель принимается к установке.

**Выбор разъединителя 110 кВ**

Намечаем разъединитель РНДЗ–1–110/630.

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

**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–XXXX

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

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

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
$I_{\text{к т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$	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 ячеек.

Выключатели для ячеек отходящих линий выбираются на меньший рабочий ток:

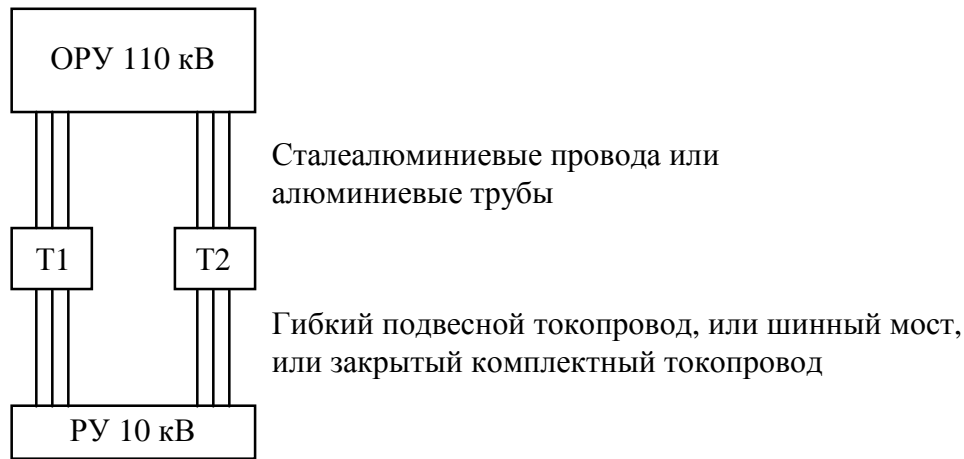
$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{\text{зимн max}} \cdot 1,5}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} n_{\text{лэп}}} = \frac{56 \cdot 1,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6} = 769 \text{ А},$$

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

Остальные расчетные параметры остаются в прежних значениях.

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

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.

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

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

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

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

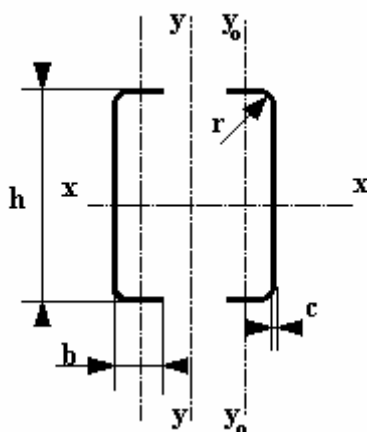
1. Проверка по допустимому току:

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

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



$I_{\text{доп}}=2,820$  кА, следовательно необходимо выбрать шины следующего сечения  $2 \times 1010$  мм<sup>2</sup> с  $I_{\text{доп}}=3,5$  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, см <sup>3</sup>	W x-x	27
	W y-y	5,9
	W y <sub>0</sub> -y <sub>0</sub> для двух коробов	58
Момент инерции, см <sup>4</sup>	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°C, коэффициент  $C=90$  А·с<sup>1/2</sup>/мм<sup>2</sup>. 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  $a=0,6$  м,  $l = 1,7$  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:

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

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  $= W_{y_0-y_0}$ .

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

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

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

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

### 5.3.3. 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

$$F_{доп} = 0,6 k_h F_{разр}$$

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

Выбор изоляторов

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

### 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:  $U_{уст} \leq U_{ном}.$

3. По первичному току:  $I_{раб\ max} \leq I_{1\ ном}.$

4. По электродинамической стойкости:  $i_{уд} \leq i_{дин}$

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.

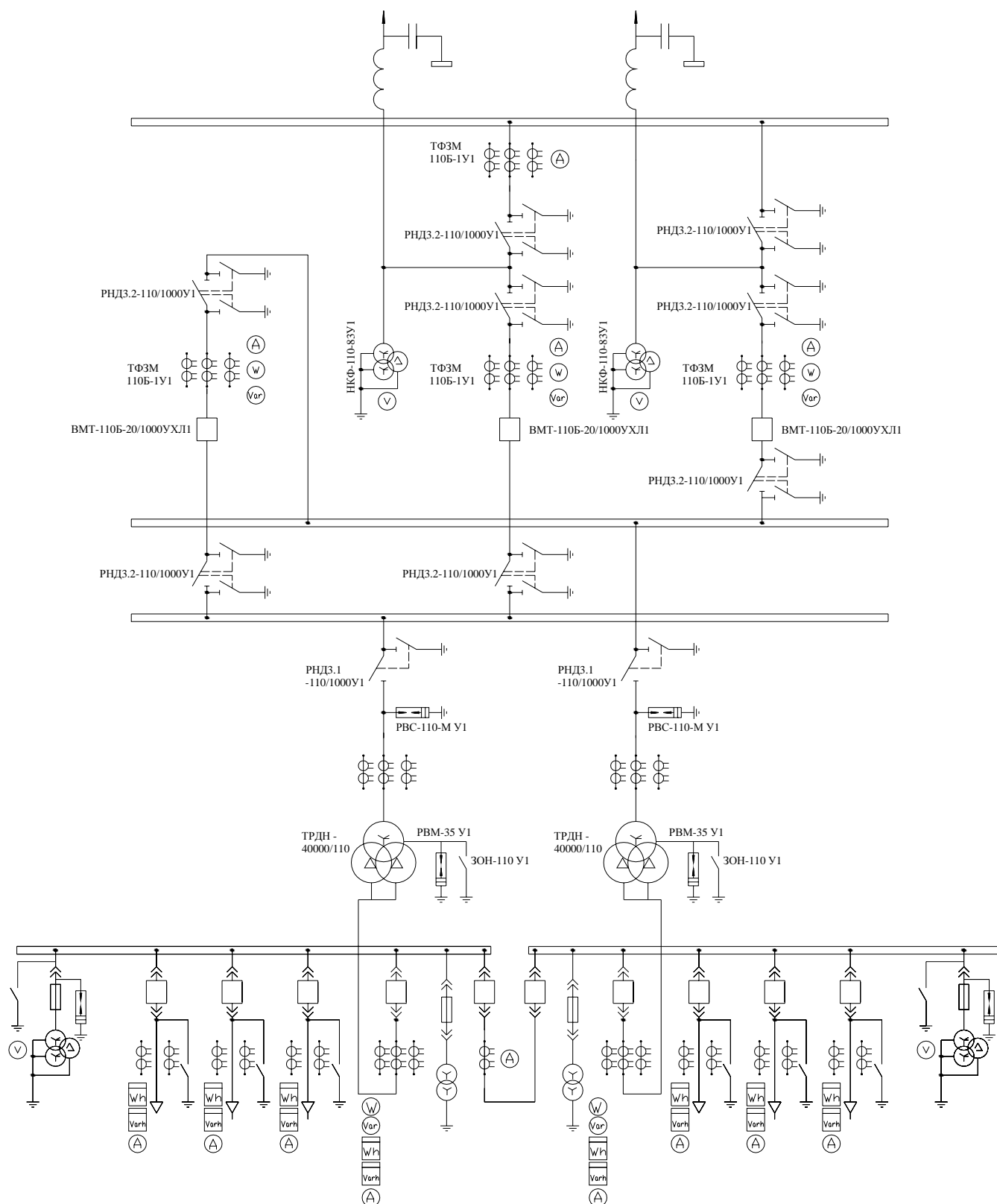


Схема измерений на подстанции

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
$B_{\text{к рас}} \leq I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}}$	$16,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	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
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{I ном}}$	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 кА <sup>2</sup> ·с	3675 кА <sup>2</sup> ·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	0,5
Счетчик активной энергии	СА4У-И672М	2,5	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И676М	2,5	2,5	2,5
Итого	—	5,5	5,5	5,5

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

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,67 \text{ Ом};$$

$\ell_{\text{рас}} = \ell$  – 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	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	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



$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$S_2 \leq S_{ном}$	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	
							Р, 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	4	4,5	17,5
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И676М	3,0	3	0,25	0,97	4	9	35
Итого:	–	–	–	–	–	–	21,5	52,5

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{21,5^2 + 52,5^2} = 56,7 \text{ МВА.}$$

Выбор трансформатора напряжения

Условия выбора	Расчетные данные	Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10У3
Класс точности	0,5	0,5
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$S_2 \leq S_{ном}$	56,7 В·А	3×75 В·А = 225 В·А

### Выбор оперативного тока

Оперативный ток служит для питания вторичных устройств, к которым относятся оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления и др.

От источников оперативного тока требуется повышенная надежность, их мощность должна быть достаточной для надежного действия вторичных устройств при самых тяжелых авариях, а напряжение должно отличаться высокой стабильностью.

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 ВА3П – 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  $I_{вкл.}=58\text{А.}$

### 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		cosφ	К спроса	Нагрузка	
	Единичная мощность, кВт·шт	Общая мощность, кВт			P <sub>полн</sub> , кВт	Q <sub>полн</sub> , кВАр
Охлаждение трансформатора ТРДН-40000/110		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 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 распреедустройства 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 выкаткой 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(3х240)
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 внутриплощадочные 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.

Сметно-финансовый расчет на сооружение подстанции.

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