

I. ВЫБОР ШИН РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

Типы проводников, применяемых в основных электрических цепях.

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций (генераторы, трансформаторы, синхронные компенсаторы) и аппараты в этих цепях (выключатели, разъединители и др.) соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

Рассмотрим типы проводников, применяемых на электростанциях и подстанциях. На рис. 1 упрощенно, без разъединителей, показаны элементы схем ТЭЦ, КЭС.

Цепь генератора на ТЭЦ (рис. 1, а). В пределах турбинного отделения от выводов генератора *G* до фасадной стены (участок *АВ*) токоведущие части выполняются шинным мостом из жестких голых алюминиевых шин или комплектным пофазно-экранированным токопроводом (в цепях генераторов мощностью 60 МВт и выше). На участке *ВВ* между турбинным отделением и главным распределительным устройством (ГРУ) соединение выполняется шинным мостом или гибким подвесным токопроводом. Все соединения внутри закрытого РУ 6—10 кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. Соединение от ГРУ до выводов трансформатора связи *T1* (участок *ИК*) осуществляется шинным мостом или гибким подвесным токопроводом.

На некоторых действующих электростанциях ГРУ располагается в главном корпусе, например, в машинном зале и весь участок от выводов генератора *G* до фасадной стены (участок *АК*) выполняется жесткими шинами.

Токоведущие части в РУ 35 кВ и выше обычно выполняются стале-алюминиевыми проводами АС. В некоторых конструкциях ОРУ часть или вся ошиновка может выполняться алюминиевыми трубами.

Цепь трансформатора собственных нужд (рис. 1, а). От стены ГРУ до выводов *T2*, установленного вблизи ГРУ, соединение выполняется жесткими алюминиевыми шинами. Если трансформатор собственных нужд устанавливается у фасадной стены главного корпуса, то участок *ГД* выполняется гибким токопроводом. От трансформатора до распределительного устройства собственных нужд (участок *ЕЖ*) применяется кабельное соединение.

В цепях линий 6-10 кВ вся ошиновка до реактора и за ним, а также в шкафах КРУ выполнена прямоугольными алюминиевыми шинами. Непосредственно к потребителю отходят кабельные линии.

В блоке генератор — трансформатор на КЭС участок *АВ* и отпайка к трансформатору собственных нужд *ВГ* (рис. 1, б) выполняются комплектным пофазно-экранированным токопроводом.

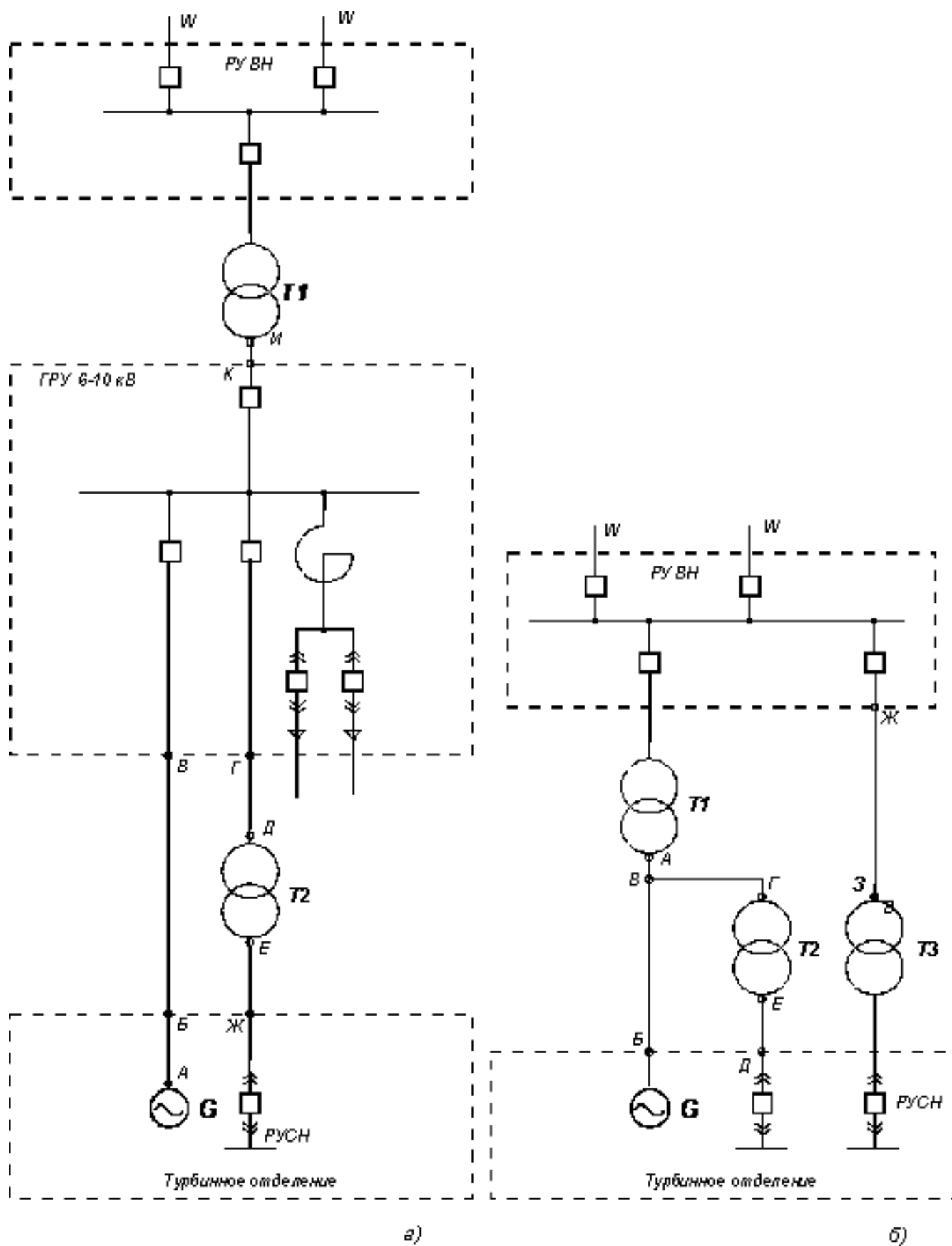


Рис. 1. К выбору проводников в основных электрических цепях: элементы схем ТЭЦ (а); КЭС и АЭС (б);

Для участка *ЕД* от *Т2* до распределительного устройства собственных нужд применяется закрытый токопровод 6 кВ.

В цепи резервного трансформатора собственных нужд (участок ЖЗ) может быть выполнен кабелем или гибким проводом. Выбор того или другого способа соединения зависит от взаимного расположения ОРУ, главного корпуса и резервного ТЗ. Так же как на ТЭЦ, вся ошиновка в РУ 35 кВ и выше выполняется проводами АС.

На подстанциях, в открытой части, могут применяться провода АС или жесткая ошиновка алюминиевыми трубами. Соединение трансформатора с закрытым РУ 6-10 кВ или с КРУ 6-10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. РУ 6-10 кВ применяется жесткая ошиновка.

Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6-10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе фаза А в желтый, фаза В - зеленый и фаза С - красный цвет; при постоянном токе положительная шина в красный, отрицательная — синий цвет.

Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин. Условие выбора:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах (

$\vartheta_{\text{о,ном}} = 25^{\circ}\text{C}$). В последнем случае

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп,ном}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{о}}}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{о,ном}}}}$$

Для неизолированных проводов и окрашенных шин принято $\vartheta_{\text{доп}}=70^{\circ}\text{C}$; $\vartheta_{\text{о,ном}}=25^{\circ}\text{C}$, тогда

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп,ном}} \sqrt{\frac{70 - \vartheta_{\text{о}}}{45}}$$

где $I_{\text{доп,ном}}$ допустимый ток по таблицам [2] при температуре воздуха $\vartheta_{\text{о,ном}}$

25 °С; θ - действительная температура воздуха;

$\theta_{\text{доп}}$ - допустимая температура нагрева продолжительного режима (по ПУЭ для шин принято +70°С).

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ производится по условию:

$$\theta_{\text{к}} \leq \theta_{\text{к,доп}} \text{ или } q_{\text{мин}} \leq q,$$

где $\theta_{\text{к}}$ - температура шин при нагреве током КЗ; $\theta_{\text{к,доп}}$ - допустимая температура

нагрева шин при КЗ [1]; $q_{\text{мин}}$ - минимальное сечение по термической стойкости; q — выбранное сечение.

Проверка шин на электродинамическую стойкость.

В большинстве конструкций шин механического резонанса не возникает. Поэтому ПУЭ не требуют их проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Механический расчет однополосных шин.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, определяется, Н/м:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^{(3)2}}{a}.$$

Так как расстояние между фазами значительно больше периметра шин $a \gg 2(b + h)$, то коэффициент формы $k_{\phi} = 1$.

Наибольшие электродинамические усилия возникают при трехфазном повреждении, поэтому в дальнейших расчетах учитывается ударный ток трехфазного КЗ. Индексы (3) для упрощения опускаются.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах), Н•м:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10},$$

где l — длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W},$$

где W — момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³ [1].

Шины механически прочны, если

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп},$$

где $\sigma_{доп}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин.

Согласно ПУЭ $\sigma_{доп} < 0,7 \sigma_{разр}$.

Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

- по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$;

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор; $F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 F_{разр}$$

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, Н:

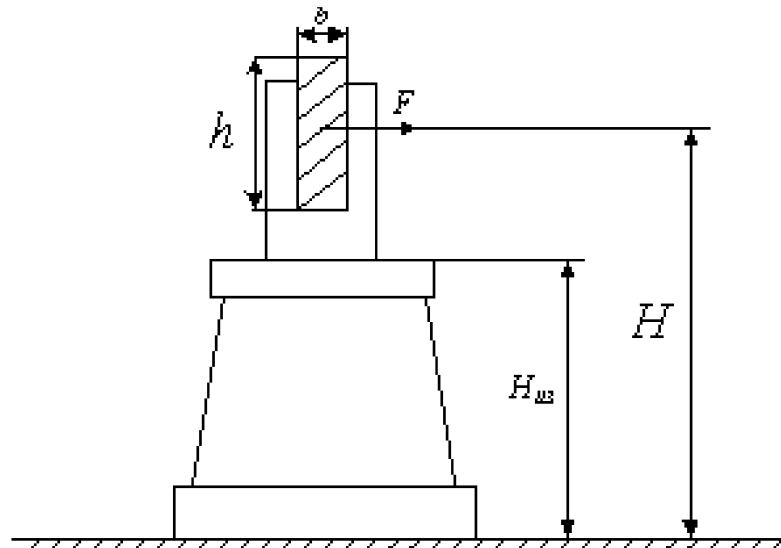


Рис. 2. К определению расчетной нагрузки на изолятор

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} l \cdot k_h \cdot 10^{-7} = f_{\phi} \cdot l \cdot k_h,$$

где k_h - поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на ребро (рис 2):

$$k_h = \frac{H}{H_{из}}; H = H_{из} + b + \frac{h}{2},$$

где $H_{из}$ - высота изолятора.

При расположении шин в вершинах треугольника $F_{расч} = k_h F_u$

Проходные изоляторы выбираются:

- по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном};$
- по номинальному току $I_{max} \leq I_{ном};$
- по допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп};$

Для проходных изоляторов расчетная сила, Н:

$$F_{расч} = 0.5 \cdot f_{\phi} \cdot l.$$

Пример 2.

Задание. Выбрать ошиновку в цепи генератора ТВФ-63 и сборные шины 10.5 кВ, к которым присоединен генератор на ТЭЦ с двумя генераторами по 63 МВт и связью с системой по линиям 110 кВ. Принять $T_{max} = 6000$ ч, среднемесячную температуру наиболее жаркого месяца $+30^{\circ}\text{C}$. Значения токов КЗ приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Значения токов КЗ

| Источник | $I_{н,0},$ кА | $I_{н,т},$ кА | $i_y,$ кА | $i_{a,t},$ кА |
|--------------------------------|------------------|------------------|--------------|------------------|
| G1 | 28,3 | 20,4 | 78,4 | 27,93 |
| G2+система | 30,2 | 26,7 | 83 | 14,8 |
| Итого на сборных шинах 10.5 кВ | 58,5 | 42,1 | 161,4 | 42,73 |

Решение. Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току.

Наибольший ток в цепи генераторов и сборных шин, А:

$$I_{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot \cos \varphi},$$

$$I_{max} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 10.5 \cdot 0.8} = 4558$$

Принимаем шины коробчатого сечения алюминиевые 2 (125 × 55 × 6.5) мм² (см. [1]), $I_{доп.ном} = 4640$ А. С учетом поправочного коэффициента на температуру 0,94 $I_{доп} = 4640 \cdot 0,94 = 4361$ А, что меньше наибольшего тока, поэтому выбираем шины 2(150 × 65 × 7) мм² сечением 2 × 1785 мм², $I_{доп} = 5650 \cdot 0,94 = 5311$ А > $I_{max} = 4558$ А.

Проверка сборных шин на термическую стойкость

По табл. 1 $I_{n,0} = 58,5$ кА, тогда тепловой импульс тока КЗ (кА²с):

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$B_k = 58.5^2 \cdot (4 + 0.185) = 14322$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм²:

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

$$q_{min} = \frac{\sqrt{14322 \cdot 10^6}}{91} = 1315$$

что меньше выбранного сечения 2 × 1785, следовательно, шины термически стойки; C принимаем по [1].

Проверка сборных шин на механическую прочность. По табл. 1 $i_y = 161,4$ кА. Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет производится без учета колебательного процесса в механической конструкции. Принимаем, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления W_{y0-y0} = 167 см³. При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчетную формулу принимаем по [1], МПа:

$$\sigma_{ф,мах} = 2.2 \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} 10^{-8},$$

$$\sigma_{ф,мах} = 2.2 \frac{161400^2 \cdot 2^2}{0.8 \cdot 167} 10^{-8} = 17.16,$$

где l принято ;

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi, max} < \sigma_{доп} = 75 \text{ МПа,}$$

поэтому шины механически прочны.

Выбор изоляторов.

Выбираем опорные изоляторы ОФ-10-2000У3, $F_{разр} = 20000 \text{ Н}$, высота изолятора $H_{из} = 134 \text{ мм}$. Проверяем изоляторы на механическую прочность. Максимальная сила, действующая на изгиб, Н:

$$F_u = 1.62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} 10^{-7},$$
$$F_u = \frac{1.62 \cdot 161400^2 \cdot 2}{0.8} 10^{-7} = 10550$$

где принято расстояние между фазами $a = 0.8 \text{ м}$.

Поправка на высоту коробчатых шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + c + \frac{h}{2}}{H_{из}},$$
$$k_h = \frac{134 + 7 + \frac{150}{2}}{134} = 1.61;$$

где $F_{расч} = k_h F_u = 1.61 \cdot 10550 = 16985 \text{ Н} > 0.6 F_{разр} = 12000 \text{ Н}$, таким образом, изолятор ОФ-10-2000У3 не проходит по механической прочности. Выбираем изолятор ОФ-10-3000У3, $F_{разр} = 30000 \text{ Н}$, тогда $F_{расч} = 16985 \text{ Н} < 0.6 \cdot 30000 \text{ Н}$.

Выбираем проходной изолятор П-10-5000-4250, $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 5000 \text{ А} > I_{max} = 4558 \text{ А}$; $F_{разр} = 42500 \text{ Н}$.

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{расч} = 0.5 F_u = 0.5 \cdot 10550 = 5275 < 0.6 F_{разр} = 0.6 \cdot 42500 \text{ Н}$$

Проверка ошиновки в цепи генератора на термическую стойкость.

Выше выбраны шины сборные и ошиновка в цепи генератора одинакового сечения $2 \times 1785 \text{ мм}^2$. Расчетный ток в цепи генератора по табл. $I_{н.о} = 30,2 \text{ кА}$ (ветвь G2 + система) меньше, чем на сборных шинах, поэтому ошиновка в цепи генератора термически стойка.

Проверка шин на механическую прочность.

Примем $l = \text{м}$, $a = 0,6 \text{ м}$; швеллеры шин соединены жестко только в местах крепления

шин на изоляторах ($l_{\text{ш}} = l$) По табл. 4.4 расчетный ток $i_y = 83 \text{ кА}$, тогда, МПа:

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

$$\sigma_{\Phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 2^2 \cdot 83000^2}{0.6 \cdot 167} = 4.76$$

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

$$\sigma_n = \frac{0.5 \cdot 83000^2 \cdot 10^{-7} \cdot 2^2}{0.134 \cdot 12 \cdot 14.7} = 58$$

где $h = 134 \text{ мм} = 0.134 \text{ м}$; $W_n = W_{y-y} = 14.7 \text{ см}^3$ по [1]

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\Phi} + \sigma_n = 4.76 + 58 = 62.76 < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа,}$$

поэтому шины механически прочны.

Выбор изоляторов. Выбираем опорные изоляторы ОФ-10-2000У3, сила, действующая на изолятор, Н:

$$F_{\text{расч}} = k_n \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} 10^{-7},$$

$$F_{\text{расч}} = 1.61 \cdot \sqrt{3} \frac{83000^2 \cdot 2 \cdot 10^{-7}}{0.6} = 6403 < 0.6 F_{\text{разр}} = 0.6 \cdot 20000$$

Проходной изолятор выбираем такого же типа, как на сборных шинах П-10-5000-4250.

Выбор комплектного токопровода. От выводов генератора до фасадной стены главного корпуса токоведущие части выполнены комплектным пофазно-экранированным токопроводом. По [2] выбираем ТЭКН-20/7800 на номинальное напряжение 20 кВ, номинальный ток 6800 А, электродинамическую стойкость главной цепи 250 кА.

Проверяем токопровод:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}; 4558 \text{ А} < 6800 \text{ А}$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; 83 \text{ кА} < 250 \text{ кА}$$

Выбор гибких шин и токопроводов

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два

провода из пучка — сталеалюминевые — несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода — алюминиевые — являются только токоведущими. Сечения отдельных проводов в пучке рекомендуется выбирать возможно большими (500, 600 мм²), так как это уменьшает число проводов и стоимость токопровода.

Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Провода линий электропередач напряжением более 35 кВ, провода длинных связей блочных трансформаторов с ОРУ, гибкие токопроводы генераторного напряжения проверяются по экономической плотности тока:

$$q_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{J_3},$$

где $I_{\text{норм}}$ - ток нормального режима (без перегрузок); J_3 - нормированная плотность тока, А/мм² (табл. 2).

Сечение округляется до ближайшего стандартного.

Проверке по экономической плотности тока не подлежат:

- сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при T_{max} до 5000 ч;
- ответвления к отдельным электроприемникам $U < 1$ кВ, а также осветительные сети;
- сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений;
- сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3—5 лет.

Таблица 2 - Экономическая плотность тока

| Проводник | При T_{max} , ч | | |
|---|--------------------------|-----------|--------|
| | 1000-3000 | 3000-5000 | > 5000 |
| Неизолированные провода и шины: Медные | 2.5 | 2.1 | 1.8 |
| Алюминиевые | 1.3 | 1.1 | 1 |
| Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами: Медными | 3 | 3.1 | 2.7 |
| Алюминиевыми | 1.6 | 1.4 | 1.2 |
| Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами: Медными | 3.5 | 3.1 | 2.7 |
| Алюминиевыми | 1.9 | 1.7 | 1.6 |

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}.$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по:

$$\sigma_k \leq \sigma_{k, \text{доп}}; q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{r} \leq q.$$

При проверке на термическую стойкость проводников линий, оборудованных устройствами быстродействующего АПВ, должно учитываться повышение нагрева из-за увеличения продолжительности прохождения тока КЗ. Расщепленные провода ВЛ при проверке на нагрев в условиях КЗ рассматриваются как один провод суммарного сечения.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_k^{(3)} \geq 20$ кА и провода ВЛ при $i_y \geq 50$ кА.

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и значение тока КЗ. Сближение гибких токопроводов при протекании токов КЗ может быть определено по методу, изложенному в [1].

Гибкие токопроводы с расщепленными фазами проверяются также по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Расчет производится в следующем порядке.

Усилие на каждый провод от взаимодействия со всеми остальными $n-1$ проводами составляет, Н/м,

$$f_{\text{ц}} = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{I_{n,0}^{(3)2}}{d},$$

где n — число проводов в фазе; d — диаметр фазы, м; $I_{n,0}^{(3)}$ — действующее значение тока трехфазного КЗ, А.

Под действием импульсных усилий $f_{\text{ц}}$ проводники фазы стремятся приблизиться к центру. Для фиксации проводов и уменьшения импульсных усилий в них устанавливают внутрифазовые (дистанционные) распорки. Расстояние между распорками должно быть, м,

$$l_p = k \cdot \sigma_{\text{max}} \cdot 10^3 \times \sqrt{\frac{(k-1) \cdot \sigma_{\text{max}} \cdot 24 \cdot \beta}{(\gamma_k + k\gamma_1)(\gamma_k - k\gamma_1)}},$$

где $k=1,8$ - коэффициент допустимого увеличения механического напряжения в проводе

при КЗ; σ_{max} - максимальное напряжение в проводе при нормальном режиме, МПа (при

температуре 40°C или при гололеде и температурe -5°C); β - коэффициент упругого

удлинения материала провода (для алюминия $\beta = 159 \cdot 10^{-13}$ м²/Н); γ_1 - удельная нагрузка

от собственной массы провода, МПа/м; γ_k - удельная нагрузка от сил взаимодействия при

КЗ, МПа/м:

$$\gamma_k = \frac{f_y}{q},$$

(q – сечение провода, мм²);

$$\sigma_{\max} = \frac{T_{\phi, \max}}{n \cdot q},$$

$T_{\phi, \max}$ – максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме, Н).

Максимальное тяжение на фазу определяется при механическом расчете проводов гибкой связи одновременно с определением максимальной стрелы провеса.

На участках токопровода вблизи источников питания расстояние между дистанционными распорками может составлять всего 3 м, а на удаленных пролетах по мере уменьшения токов КЗ это расстояние возрастает. Если по условию электродинамической стойкости дистанционных распорок не требуется, их устанавливают через 15 м для фиксации проводов расщепленной фазы.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше если их сечение меньше минимально допустимого, например, для

воздушных ЛЭП, согласно ПУЭ на напряжении 110 кВ $S_{\min} = 70 \text{ мм}^2$. Для РУ минимальные сечения одиночных проводов и проводов в пучках приведены в [3]. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, вредно влияющего на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений. Подробно явления коронного разряда изучаются в курсе «Техника высоких напряжений». Рассмотрим порядок расчета для выбора сечения проводов по условиям короны.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30.3 \cdot m \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right),$$

где m — коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$); r_0 - радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}},$$

где U - линейное напряжение, кВ; D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между

проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{cp} = 1.26D,$$

где D - расстояние между соседними фазами, см.

В распределительных устройствах 330 кВ и выше каждая фаза для уменьшения коронирования выполняется двумя, тремя или четырьмя проводами (см. [1]), т. е. применяются расщепленные провода. В отдельных случаях расщепленные провода применяются также на линиях 220 кВ. Напряженность электрического поля (максимальное значение) вокруг расщепленных проводов, кВ/см,

$$E = k \frac{0.354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r}},$$

где k — коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе; r_0 — эквивалентный радиус расщепленных проводов (см. [1]).

Расстояние между проводами в расщепленной фазе a принимается в установках 220 кВ 20-, в установках 330-750 кВ - .

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7% больше величин, определенных ранее.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны можно записать в виде

$$1,07E \leq 0,9E_0$$

Пример 1.

Задание. Выбрать сборные шины 110 кВ и токоведущие части в блоке от сборных шин до выводов блочного трансформатора. Генератор G3 типа ТВФ-100-2, трансформатор ТДЦ-

125000/110, $T_{max} = 6000$ ч. Токи КЗ на шинах 110 кВ: $I_{н,0}^{(3)} = 14,18$ кА; $i_y = 34,56$ кА.

Решение. Выбор сборных шин 110 кВ. Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае блока генератор — трансформатор, А:

$$I_{норм} = \frac{S_{норм,г}}{\sqrt{3}U_{ном}}$$
$$I_{норм} = \frac{118000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 620$$

Блочный трансформатор не может быть нагружен мощностью, большей, чем мощность генератора 118 МВ • А, поэтому

$$I_{max} = I_{norm} = 620 \text{ A.}$$

По [2] принимаем АС-300/48, $q = 300 \text{ мм}^2$, $d =$, $I_{доп} = 690 \text{ A}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами .

Проверка шин на схлестывание не производится, так как $I^{(3)}_{н,0} < 20 \text{ кА}$ [1].

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе [1].

Проверка по условиям коронирования в данном случае могла бы не производиться, так как согласно ПУЭ минимальное сечение для воздушных линий 110 кВ 70 мм^2 . Учитывая, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях, а также для пояснения методики расчета, проведем проверочный расчет.

Начальная критическая напряженность, кВ/см:

$$E_0 = 30.3m \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right),$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.22}} \right) = 31.6$$

Напряженность вокруг провода, кВ/см:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}},$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 121}{1.22 \lg \frac{1.26 \cdot 300}{1.22}} = 14.1$$

Здесь принято $U=121 \text{ кВ}$, так как на шинах электростанции поддерживается напряжение $1,1U_{ном}$.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$1,07 \cdot 14,1 = 15,1 < 0,9 \cdot 31,6 = 28,4.$$

Таким образом, провод АС-300/48 по условиям короны проходит.

Токоведущие части от выводов 110 кВ блочного трансформатора до сборных шин выполняем гибкими проводами. Сечение выбираем по экономической плотности тока $J_9 = 1 \text{ А/мм}^2$ (табл. 2), мм^2 :

$$q_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{J_3},$$

$$q_3 = \frac{620}{1} = 620$$

Принимаем два провода в фазе АС-300/48, наружный диаметр, допустимый ток $2 \times 690 = 1380$ А.

Проверяем провода по допустимому току

$$I_{\text{max}} = 620 \text{ А} < I_{\text{дол}} = 1380 \text{ А.}$$

Проверку на термическое действие тока согласно [1] не производим. Проверку на коронирование также не производим, так как выше было показано, что провод АС-300/48 не коронирует.

Пример 2.

Задание. Выбрать число и марки проводов в гибком токопроводе для присоединения генератора ТВФ-63 с распределительным устройством 10 кВ, если $T_{\text{max}} = 6000$ ч, $I^{(3)}_{\text{н.0}} = 50$ кА, допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям $h = 2,5$ м. Проверить токопровод по условиям схлестывания при КЗ.

Решение. Выбираем сечение по экономической плотности тока $J_3 = 1 \text{ А/мм}^2$ (табл. 4.5), мм^2 :

$$q_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{J_3},$$

$$q_3 = \frac{4330}{1} = 4330$$

Принимаем два несущих провода АС-500/64, тогда сечение алюминиевых проводов должно быть, мм^2 :

$$q_a = q_3 - q_{\text{АС}},$$

$$q_a = 4330 - 2 \cdot 500 = 3330$$

Число проводов А-500

$$n = \frac{3330}{500} = 6.06$$

Принимаем токопровод $2 \times \text{АС-500/64} + 6 \times \text{А-500}$ диаметром

$d = 160$ мм, расстояние между фазами $D =$.

Проверяем по допустимому току:

$$I_{\text{дол}} = 2 \cdot 945 + 6 \cdot 980 = 7770 \text{ А} > I_{\text{max}} = 4558 \text{ А.}$$

Пучок гибких неизолированных проводов имеет большую поверхность охлаждения, поэтому проверка на термическую стойкость не производится.

Проверяем токопровод по условиям схлестывания.

Сила взаимодействия между фазами, Н/м:

$$f = \frac{1.5 \cdot I_{n0}^{(3)2}}{D} 10^{-7},$$

$$f = \frac{1.5 \cdot 50000^2}{3} 10^{-7} = 125$$

Сила тяжести токопровода (с учетом массы колец, массы провода АС-500/64, провода А-500) определяется, Н/м:

$$g = 9,8 (2 \cdot 1,85 + 6 \cdot 1,38 + 1,6) = 133.$$

Принимая время действия релейной защиты (дифференциальной) $t_3=0,1$ с, находим, с:

$$t_{эж} = 0.1 + 0.05 = 0.15$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{эж}} = \frac{\sqrt{2.5}}{0.15} = 10.5.$$

По диаграмме (см [1]) для значения $f/g = 125/133 = 0,94$ находим $b/h=0,24$, откуда $b = 0,24 \cdot 2,5 =$.

Допустимое отклонение фазы, м:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2},$$

$$b_{доп} = \frac{3 - 0.16 - 0.2}{2} = 1.32$$

Схлестывания не произойдет, так как $b < b_{доп}$.

Проверяем гибкий токопровод по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Усилие на каждый провод, Н/м:

$$f_4 = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{I_{n0}^{(3)2}}{d},$$

$$f_4 = \frac{8-1}{8^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{50^2 \cdot 10^6}{0.16} = 3418$$

Удельная нагрузка на каждый провод от взаимодействия при КЗ, МПа/м:

$$\gamma_x = \frac{f_4}{q},$$

$$\gamma_x = \frac{341.8}{500} = 0.683$$

Удельная нагрузка на провод А-500 от собственного веса, МПа/м:

$$\gamma_1 = \frac{9.8m}{q}$$

$$\gamma_1 = \frac{9.8 \cdot 1.38}{500} = 0.027$$

Принимая максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме, $T_{\phi, \max} = 100 \cdot 10^3$ Н, определяем, МПа:

$$\sigma_{\max} = \frac{T_{\phi, \max}}{n \cdot q}$$

$$\sigma_{\max} = \frac{100 \cdot 10^3}{8 \cdot 500} = 25$$

Определяем допустимое расстояние между распорками внутри фазы, м:

$$l_p = k \cdot \sigma_{\max} \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(k-1) \cdot \sigma_{\max} \cdot 24 \cdot \beta}{(\gamma_x + k \cdot \gamma_x) \cdot (\gamma_x - k \cdot \gamma_x)}}$$

$$l_p = 1.8 \cdot 25 \cdot 10^3 \sqrt{\frac{0.8 \cdot 25 \cdot 24 \cdot 159 \cdot 10^{-13}}{(0.683 + 1.8 \cdot 0.027)(0.683 - 1.8 \cdot 0.027)}} = 5.77$$

Таким образом, в токопроводе необходима установка внутрифазных распорок на расстоянии не более друг от друга.

Выбор кабелей

Кабели широко применяются в электроустановках. Потребители 6—10 кВ, как правило, получают питание по кабельным линиям, которые сначала прокладываются в кабельных туннелях в распределительном устройстве, а затем в земле (в траншеях). Для присоединения потребителей собственных нужд электростанций и подстанций к соответствующим шинам также используются кабели 6 и 0,4 кВ. Эти кабели прокладываются в кабельных полуэтажах, кабельных туннелях, на металлических лотках, укрепленных на стенах и конструкциях здания или открытого распределительного устройства. Чтобы обеспечить пожарную безопасность в производственных помещениях ТЭС и АЭС, рекомендуется применять кабели, у которых изоляция, оболочка и покрытия выполнены из невоспламеняющихся материалов, например из самозатухающего полиэтилена или поливинил-хлоридного пластика.

В зависимости от места прокладки, свойств среды, механических усилий, воздействующих на кабель, рекомендуются различные марки кабелей (табл. 3).

Кабели выбирают:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$
- по конструкции

$$q_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{J_3};$$

- по экономической плотности тока
- по допустимому току $I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$

где $I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом положенных в земле кабелей k_1 и на температуру окружающей среды k_2 .

$$I_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп, ном}}$$

Поправочные коэффициенты k_1 и k_2 , допустимый ток находят по справочникам или ПУЭ.

При выборе сечения кабелей следует учитывать допустимую перегрузку их, определяемую по ПУЭ в зависимости от вида прокладки, длительности максимума и предварительной нагрузки.

Выбранные по нормальному режиму кабели проверяют на термическую стойкость по условию:

$$q_k \leq q_{k, \text{доп}} \text{ или } q_{\text{min}} \leq q.$$

При этом кабели небольшой длины проверяют по току при КЗ в начале кабеля; одиночные кабели со ступенчатым сечением по длине проверяют по току при КЗ в начале каждого участка. Два параллельных кабеля и более проверяют по токам при КЗ непосредственно за пучком кабелей, т. е. с учетом разветвления тока КЗ.

Таблица 3 – Рекомендуемые марки кабелей

| Область применения | С бумажной пропитанной изоляцией | С пластмассовой и резиновой изоляцией |
|---|----------------------------------|---------------------------------------|
| В земле (в траншеях) со средней коррозионной активностью: | | |
| • без блуждающих токов | ААШв, ААШп, ААПл | АпвБбШв, АВБбШв |
| • с наличием блуждающих токов | ААШп, ЯААБ2л, ААП2л | АПАШв, АПАШп, АВАШв |
| Прокладка в туннелях, каналах, кабельных полуэтажах, производственных помещениях: | | |
| • сухих | ААГ, ААШв, ААБлГ | АВВГ, АВРГ |
| • сырых | ААШв, ААБлГ, ААБв | АВВБГ, АВРБГ |

| | | |
|--|----------------------|---|
| • сырых с высокой коррозионной активностью | ААШв, ААБвГ, ААБ2лШв | АВБбШв, АПАШв |
| Прокладка в пожароопасных помещениях | ААГ, ААШв, ААБвГ | АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АВВБГ, АВВбГ, АВБбШв |

Пример: Выбрать сечение кабеля в цепи линии 10 кВ, присоединенной к групповому реактору $I_{норм} = 200$ А, $I_{max} = 310$ А. Кабель прокладывается в кабельном полуэтаже закрытого распределительного устройства,

$$g_0 = 30^0 \text{ C}, T_{max} = 4500 \text{ ч.}$$

Решение. Выбираем кабель марки ААГ, 10 кВ, трехжильный. Определяем экономическое сечение, мм²:

$$q_3 = \frac{I_{норм}}{J_3},$$

$$q_3 = \frac{200}{1.4} = 142.85$$

По условиям монтажа принимаем два кабеля по ², $I_{доп,ном} = 155$ А. Поправочный коэффициент на температуру воздуха по табл. [1] = 0,93, тогда длительно допустимый ток на два кабеля:

$$I_{доп} = 0.93 \cdot 155 \cdot 2 = 288.3 \text{ А, что меньше}$$

$$I_{max} = 310 \text{ А.}$$

поэтому увеличиваем сечение до ²; $I_{доп.ном} = 185$ А;

$$I_{доп} = 0.93 \cdot 185 \cdot 2 = 344,1 \text{ А, что больше } I_{max} = 310 \text{ А.}$$

В конкретных условиях, при известной длительности наибольшей нагрузки, можно учесть допустимую перегрузку кабелей (табл. 1.3.1 и 1.3.2 ПУЭ) и принять меньшее сечение. Для проверки термической стойкости определяем ток КЗ за пучком из двух кабелей (§ 1.4.17 ПУЭ).

По примеру 3.9 [1] $X_{рез} = 0,32$ Ом, по табл. 3.3 [1] $X_0 = 0,08$ Ом/км. Примем длину кабеля , тогда результирующее сопротивление увеличится всего на $0,08 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 0,004$ Ом. Если учесть активное сопротивление, то $r_0 = 0,28$ Ом/км, тогда, Ом:

$$r = r_0 \cdot l,$$

$$r = 0.28 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 0.014$$

С учетом параллельного соединения кабелей полное результирующее сопротивление, Ом:

$$Z_{рез} = \sqrt{(0.32 + 0.002)^2 + 0.007^2} = 0.322$$

Ток КЗ за пучком кабелей, кА:

$$I_{n,0} = \frac{10.5}{\sqrt{3 \cdot 0.322}} = 18.82$$

По каждому кабелю проходит ток КЗ $18,82/2 = 9,41$ кА, тогда тепловой импульс тока КЗ, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_x = I_{n,0}^2 (t_{отк} + T_a)$$

$$B_x = 9.41^2 (1.2 + 0.23) = 126.62$$

Минимальное сечение по термической стойкости, мм^2 :

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_x}}{C}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{126.62 \cdot 10^6}}{100} = 112.5$$

где $C = 100$ по табл. 3.14. [1]

Таким образом, необходимо принять два кабеля по 120 мм^2 .

2. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Общие сведения

Выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т. е. наименьшее время отключения;

пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т. е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{НОМ}$ и номинальное напряжение $U_{НОМ}$.

Выбор выключателей

В общих сведениях о выключателях рассмотрены те параметры, которые характеризуют выключатели по ГОСТ. При выборе выключателей необходимо учесть 12 различных параметров, но, так как заводами-изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, например:

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{отк.ном}}; \quad i_{\text{вкл.ном}} \geq 1.8\sqrt{2}I_{\text{отк.ном}},$$

допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам:

по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

по длительному току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; \quad I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию :

$$I_{n,\tau} \leq I_{\text{отк.ном}}$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{\text{отк.ном}}}{100},$$

где $i_{a,\text{ном}}$ - номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ; β_n - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % (по рис 3); $i_{a,\tau}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ; τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{z,\text{min}} + t_{c,\text{в}}$$

где $t_{z,\text{min}} = 0.01$ с - минимальное время действия релейной защиты;

$t_{c,\text{в}}$ - собственное время отключения выключателя.

Если условие $I_{n,\tau} \leq I_{\text{отк.ном}}$ соблюдается, а $i_{a,\tau} > i_{a,\text{ном}}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ:

$$\left(\sqrt{2}I_{n,\tau} + i_{a,\tau}\right) \leq \sqrt{2}I_{\text{отк.ном}} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$$

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_y \leq i_{\text{вкл}}; I_{н,0} \leq I_{\text{вкл}},$$

где i_y - ударный ток КЗ в цепи выключателя; $I_{н,0}$ - начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя; $I_{\text{вкл}}$ - номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей); $i_{\text{вкл}}$ - наибольший пик тока включения (по каталогу). Заводами-изготовителями соблюдается условие $i_{\text{вкл}} = 1.8\sqrt{2}I_{\text{вкл}}$, где $k_y = 1,8$ - ударный коэффициент, нормированный для выключателей. Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы k_y может быть более 1.8.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{н,0} \leq I_{\text{дин}}; i_y \leq i_{\text{дин}},$$

где $i_{\text{дин}}$ - наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу $I_{\text{дин}}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ. Проверка по двум условиям производится по тем же соображениям, которые указаны выше.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

где B_k - тепловой импульс тока КЗ по расчету; $I_{\text{тер}}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу; $t_{\text{тер}}$ - длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

Методика расчета B_k удаленного и не удаленного КЗ изложена в [3].

Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя в учебном проектировании обычно не производится, так как в большинстве энергосистем реальные условия восстановления напряжения соответствуют условиям испытания выключателя.

Пример Задание: Выбрать выключатель $Q1$ и разъединитель $QS1$ в цепи генератора ТВФ-63-2, работающего на шины 10,5 кВ, и выключатель $Q2$ и разъединитель $QS2$ в цепи блока с генератором ТВФ-120-2 (рис, 4). Расчетные токи КЗ даны в табл. 4.

Выбор $Q1, QS1$. Расчетные токи продолжительного режима определяем, А:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8} = 4330,$$

$$I_{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0.95 \cdot \cos \varphi_{ном}}$$

$$I_{max} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.95 \cdot 0.8} = 4558.$$

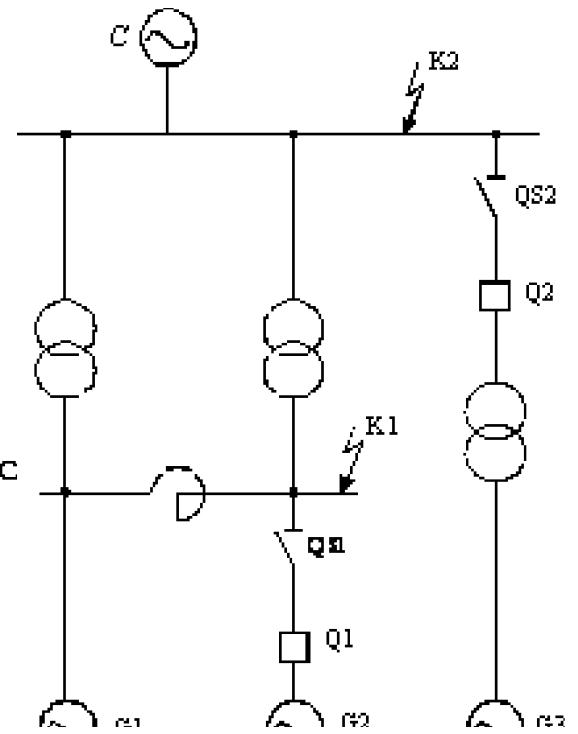
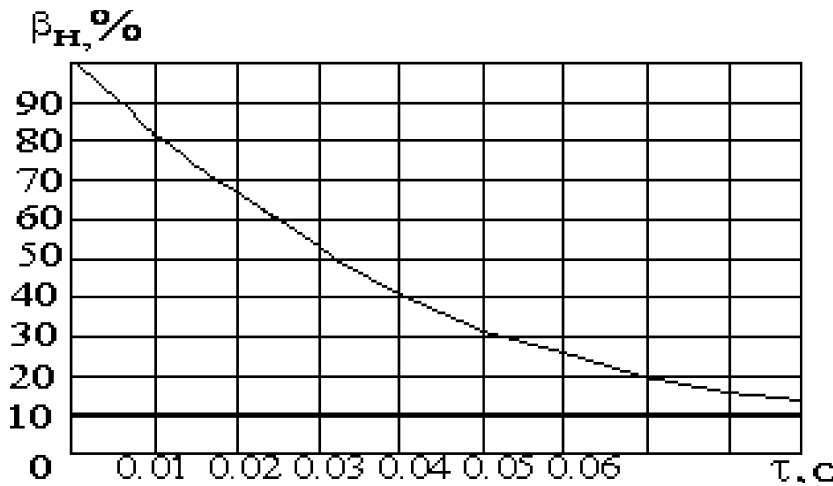


Рисунок 3 – Нормирование содержания аperiodической составляющей

Рис. 4 – Упрощенная схема.

Таблица 4 – Расчет токов КЗ

| Точка КЗ | Источник | $I_{n,0}$, | $I_{n,\tau}$, | i_y , | $i_{a,\tau}$, |
|----------|--------------------|-------------|----------------|---------|----------------|
| | | кА | кА | кА | кА |
| К1 | G1, G2 | 2,2 | 2 | 6,04 | 1,94 |
| | G3 | 2,21 | 2,01 | 6,12 | 2,38 |
| | Система | 9,61 | 9,67 | 22,08 | 0,69 |
| | Суммарное значение | 14,08 | 13,68 | 34,24 | 5,01 |
| К2 | G2 | 28,3 | 20,4 | 78,4 | 27,93 |
| | Система + G1, G2 | 32 | 27,8 | 85,2 | 15,3 |
| | Суммарное значение | 60,3 | 48,2 | 163,6 | 43,23 |

Расчетные токи КЗ принимаем по табл. 4.

$$I_{n,0} = 32 \text{ кА}; I_{n,\tau} = 27.8 \text{ кА}; i_y = 85.2 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau} = 15.3 \text{ кА}; B_x = 32^2 (4 + 0.14) = 4239 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем по каталогу выключатель маломасляный МГГ-10-5000-45УЗ (масляный генераторный, горшковый, 10 кВ, номинальный ток отключения 45 кА, для умеренного климата, закрытой установки).

Выбираем разъединитель РВК-10-5000 ($I_{\text{откл}}=200$ кА; $I_{\text{мер}}=70$ кА; $t_{\text{мер}}=10$ с). Расчетные и каталожные данные сведены в табл. 5.

Выбор Q2, QS2. Расчетный ток продолжительного режима в цепи блока генератор — трансформатор определяется по наибольшей электрической мощности генератора ТВФ-120-2 (125 МВА), А:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{мах}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656.$$

Расчетные токи КЗ принимаем по табл. 4. с учетом того, что все цепи на стороне ВН проверяются по суммарному току КЗ на шинах:

$I_{\text{к1}}=14,08$ кА; $I_{\text{к2}}=13,68$ кА; $I_{\text{к3}}=34,24$ кА; $I_{\text{к4}}=5,01$ кА; $B_{\text{к}} = 14,08^2 (0,18 + 0,14) = 63,44$ кА². с.

Выбираем по каталогу 02.00.06-81 маломасляный выключатель ВМТ-110Б-20 (110 кВ, 1000 А, ток отключения 20 кА,). Привод к выключателю ШПЭ-44У 1. Выбираем по каталогу 02.10.05-81 разъединитель типа РНДЗ-110/1000У1 (разъединитель для наружной установки, двухколонковый, с заземляющим ножом, на 110 кВ, 1000 А). Привод — ПР-У1. Все расчетные и каталожные данные сведены в табл. 6.

3. Разъединители

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляют следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;
- исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер);

Разъединители по числу полюсов могут быть *одно- и трехполюсными*, по роду

установки – для внутренних и наружных установок, по конструкции – рубящего, поворотного, катящего, пантографического и подвесного типа. По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по току

$$I_{норм} \leq I_{ном}, I_{мах} \leq I_{ном};$$

- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{нр,с}; I_{н,0} \leq I_{нр,с};$$

где $i_{нр,с}, I_{нр,с}$ - предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение)

- по термической стойкости

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер};$$

где B_k - тепловой импульс по расчету, $кА^2 \cdot с$; $I_{тер}$ - предельный ток термической стойкости; $t_{тер}$ - длительность протекания предельного тока термической стойкости.

Короткозамыкатели выбираются по тем же условиям, но без проверки по току нагрузки.

Примеры выбора и проверка разъединителей приведен в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Расчетные и каталожные данные

| Расчетные данные | Каталожные данные | |
|---|---|--|
| | Выключатель МГГ-10-5000-45У3 | Разъединитель РВК-10-5000 |
| $U=10.5$ кВ | $U_{НОМ} = 10$ кВ | $U_{НОМ} = 10$ кВ |
| $I_{max}=4558$ А | $I_{НОМ} = 5000$ А | $I_{НОМ} = 5000$ А |
| $I_{н,г} = 27.8$ кА | $I_{отк,НОМ} = 45$ кА | - |
| $i_{а,г} = 15.3$ кА | $i_{а,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \beta_n \cdot I_{отк,НОМ}}{100} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0.1 \cdot 45 = 6.34$ кА | - |
| $\sqrt{2}I_{н,г} + i_{а,г} = \sqrt{2} \cdot 27.8 +$ $+ 15.3 = 54.5$ кА | $\sqrt{2}I_{отк,НОМ} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 45(1 + 0.1) = 69.8$ кА | - |
| $I_{н,0} = 32$ кА | $I_{дин} = 45$ кА | - |
| $i_y = 85.2$ кА | $i_{дин} = 120$ кА | $i_{дин} = 200$ кА |
| $B_x = 4239$ кА ² · с | $I_{тер}^2 t_{тер} = 45^2 \cdot 4 =$ $= 8100$ кА ² · с | $I_{тер}^2 t_{тер} = 70^2 \cdot 10 =$ $= 49000$ кА ² · с |

Таблица 6 – Расчетные и каталожные данные

| Расчетные данные | Каталожные данные | |
|------------------|-------------------|----------------------------------|
| | Выключатель | Разъединитель РНДЗ-110/1000У1 |

| | ВМТ-110Б-20 | |
|--|--|---|
| $U=110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{max}}=656 \text{ А}$ | $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ | $I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$ |
| $I_{\text{н,т}} = 13.68 \text{ кА}$ | $I_{\text{отк,НОМ}} = 20 \text{ кА}$ | - |
| $i_{\text{а,т}} = 5.01 \text{ кА}$ | $i_{\text{а,НОМ}} = \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{отк,НОМ}}}{100} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0.2 \cdot 20 = 5.6 \text{ кА}$ | - |
| $I_{\text{н,0}} = 14.08 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$ | - |
| $i_{\text{у}} = 34.24 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к}} = 63.44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{мер}}^2 t_{\text{мер}} = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{мер}}^2 t_{\text{мер}} = 31.5^2 \cdot 3 =$ $= 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

4. Реакторы

Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, а также позволяют поддерживать на шинах определенный уровень напряжения при повреждении за реакторами.

Основная область применения реакторов – электрические сети напряжением 6-10 кВ. Иногда токоограничивающие реакторы используются в установках 35 кВ и выше, а также при напряжении ниже 1000 В.

Реактор представляет собой индуктивную катушку, не имеющую сердечника из магнитного материала. Благодаря этому он обладает постоянным индуктивным сопротивлением, не зависящим от протекающего тока.

Выбор реакторов

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению.

Номинальное напряжение выбирают в соответствии с номинальным напряжением установки. При этом предполагается, что реакторы должны длительно выдерживать максимальные рабочие напряжения, которые могут иметь место в процессе эксплуатации. Допускается использование реакторов в электроустановках с номинальным напряжением,

меньшим номинального напряжения реакторов.

Номинальный ток реактора (ветви сдвоенного реактора) не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен:

$$I_{ном} \geq I_{длт}$$

Индуктивное сопротивление реактора определяют, исходя из условий ограничения тока КЗ до заданного уровня. В большинстве случаев уровень ограничения тока КЗ определяется по коммутационной способности выключателей, намечаемых к установке или установленных в данной точке сети.

Как правило, первоначально известно начальное значение периодического тока КЗ $I_{н,0}$, которое с помощью реактора необходимо уменьшить до требуемого уровня.

Рассмотрим порядок определения сопротивления индивидуального реактора. Требуется ограничить ток КЗ так, чтобы можно было в данной цепи установить выключатель с номинальным током отключения $I_{ном,отк}$ (действующее значение периодической составляющей тока отключения).

По значению $I_{ном,отк}$ определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ, при котором обеспечивается коммутационная способность выключателя. Для упрощения обычно принимают $I_{н,0,треб} = I_{ном,отк}$.

Результирующее сопротивление, Ом, цепи КЗ до установки реактора можно определить по выражению:

$$X_{рез} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} I_{н,0}}$$

Требуемое сопротивление цепи КЗ для обеспечения $I_{н,0,треб}$

$$X_{рез}^{треб} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} I_{н,0,треб}}$$

Разность полученных значений сопротивлений даст требуемое сопротивление реактора

$$X_p^{треб} = X_{рез}^{треб} - X_{рез}$$

Далее по каталожным и справочным материалам выбирают тип реактора с большим ближайшим индуктивным сопротивлением.

Сопротивление секционного реактора выбирается из условий наиболее эффективного ограничения токов КЗ при замыкании на одной секции. Обычно оно принимается таким, что падение напряжения на реакторе при протекании по нему номинального тока достигает 0,08—0,12 номинального напряжения, т.е.

$$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{ном}}{U_{...}} = 0.08 - 0.12$$

В нормальных же условиях длительной работы ток и потери напряжения в секционных реакторах значительно ниже.

Фактическое значение тока при КЗ за реактором определяется следующим образом. Вычисляется значение результирующего сопротивления, цепи КЗ с учетом реактора

$$X'_{рез} = X_{рез} + X_p,$$

а затем определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{н,0} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot X'_{рез}}.$$

Аналогично выбирается сопротивление групповых и сдвоенных реакторов. В последнем случае определяют сопротивление ветви сдвоенного реактора $X_p = X_B$.

Выбранный реактор следует проверить на электродинамическую и термическую стойкость при протекании через него тока КЗ.

Электродинамическая стойкость реактора гарантируется при соблюдении следующего условия:

$$i_{дин} \geq i_y^{(3)},$$

где $i_y^{(3)}$ - ударный ток при трехфазном КЗ за реактором; $i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости реактора, т. е. максимальный ток (амплитудное значение), при котором не наблюдается остаточной деформации обмоток (иногда в каталогах этот ток обозначается как I_{max}).

Термическая стойкость реактора характеризуется заводом-изготовителем величиной $t_{тер}$ — временем термической стойкости и среднеквадратичным током термической стойкости $I_{тер} = i_{дин} / 2.54$. Поэтому условие термической стойкости реактора имеет вид:

$$B_k^{зад} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k,$$

где B_k - расчетный импульс квадратичного тока при КЗ за реактором.

При соблюдении указанного условия нагрев обмотки реактора при КЗ не будет превышать допустимого значения.

В ряде случаев необходимо определить уровень остаточного напряжения на шинах при КЗ непосредственно за реактором. Для этой цели можно воспользоваться выражением:

$$\Delta U_{ост} \% = x_p \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot \sin \varphi}{U_{ном}} 100,$$

с учетом того, что в режиме КЗ $\sin(\varphi) \approx 1$. Тогда выражение для определения остаточного напряжения на шинах примет вид:

$$\Delta U_{\text{ост}} \% = x_p \frac{\sqrt{3} \cdot I_{n,0}}{U_{\dots}} 100,$$

Значение $U_{\text{ост}}$ по условиям работы потребителей должно быть не менее 65-70 %.

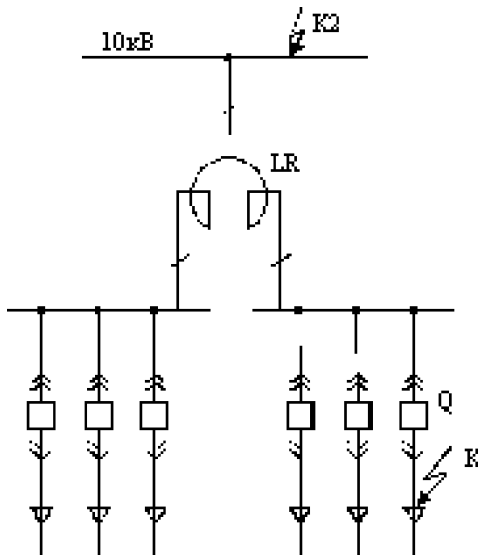
Пример.

Задание. Выбрать групповой реактор для ограничения тока КЗ в цепях шести линии, питающих потребителей от шин 10 кВ генераторного распределительного устройства ТЭЦ.

Максимальный ток продолжительного режима работы для каждой линии $I_{\text{max}} = 310$ А. Суммарное начальное значение периодической составляющей тока КЗ на шинах 10 кВ $I_{n,0, \text{КЗ}} = 60.69$ кА. К установке на линиях принимается выключатель ВПМ-10 с $I_{\text{отк, ном}} = 20$ кА. Основная релейная защита - максимальная токовая с выдержкой времени, полное время отключения КЗ $t_{\text{отк}} = 1.2$ с.

Решение. Намечаем к установке сдвоенный реактор серии РБСГ (с горизонтальным расположением фаз) на номинальное напряжение 10 кВ с номинальным током ветви $I_{\text{ном}} = 1000$ А. При этом учитываем, что линии распределены по три на каждую ветвь реактора, т. е:

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{max}} = 3 \cdot 310 = 930 \text{ А}$$



Определим результирующее сопротивление цепи КЗ при отсутствии реактора, Ом:

$$x_{\text{рез}} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 60.69} = 0.1.$$

Требуемое сопротивление цепи КЗ из условия обеспечения номинальной отключающей способности выключателя определяется по, Ом:

$$x_{\text{рез}}^{\text{треб}} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0.303$$

Рис 4 – Расчетная схема

Требуемое сопротивление реактора для ограничения тока КЗ, Ом:

$$x_p^{\text{треб}} = 0.303 - 0.1 = 0.203$$

Выбираем окончательно реактор РБСГ-10-2 \times 1000-0,22 с параметрами: $U_{НОМ} = 10$ кВ,
 $I_{НОМ} = 1000$ А, $X_P = 0,22$ Ом, $i_{МАХ} = 55$ кА.

Результирующее сопротивление цепи КЗ с учетом реактора, Ом:

$$x'_{рез} = 0.1 + 0.22 = 0.32.$$

Фактическое значение периодической составляющей тока КЗ за реактором, кА:

$$I_{н.0} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0.32} = 18.85.$$

Проверка стойкости реактора в режиме КЗ.

Электродинамическая стойкость. Ударный ток КЗ, кА:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{н.0} \cdot k_y,$$

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 18.85 \cdot 1.956 = 52.35,$$

где $k_y = 1.956$ (определено по табл. 3.8 [1]).

Условие электродинамической стойкости

$$i_{ОДН} = 55 \text{ кА} > i_y^{(3)} = 52.35 \text{ кА}$$

выполняется.

Термическая стойкость. Завод гарантирует время термической стойкости $t_{тер} = 8$ с и среднеквадратичный ток термической стойкости $I_{тер} = 25,6$ кА.

Условие термической стойкости, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_k^{зад} = 25.6^2 \cdot 8 > B_{к, расч},$$

$$B_{к, расч} = I_{н.0}^2 (t_{отх} + T_a),$$

$$B_{к, расч} = 18.85^2 (1.2 + 0.23) = 508.1$$

выполняется ($T_a = 0,23$ с по табл. 3.8[1]).

Остаточное напряжение на шинах генераторного распределительного устройства при КЗ за реактором, %:

$$\Delta U_{ост} \% = x_p \frac{\sqrt{3} \cdot I_{н.о}}{U_{ном}} 100,$$

$$\Delta U_{ост} \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 18.85 \cdot 100}{10} = 71.7$$

Потеря напряжения при протекании максимального тока в нормальном режиме работы с учетом уменьшения сопротивления в нормальном режиме, %:

$$\Delta U_p \% = x_p (1 - k_{св}) \frac{\sqrt{3} \cdot I_{мах} \cdot \sin \varphi}{U_{ном}} 100,$$

$$\Delta U_p \% = 0.22 \cdot (1 - 0.53) \frac{\sqrt{3} \cdot 0.93 \cdot 0.53}{10} 100 = 0.88$$

где $k_{св} = 0.53$ (из каталога для данного реактора); коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi$ принят равным 0,85, т. е. $\sin \varphi = 0.53$.

Выбранный реактор удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

5. ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Выбор трансформаторов тока по месту установки см в [4].

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном}; I_{мах} \leq I_{1ном}.$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- по конструкции и классу точности:
- по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq k_{эд} \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, i_y \leq i_{дин},$$

где i_y - ударный ток КЗ по расчету; $k_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости

по каталогу; $I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока; $I_{\text{дин}}$ - ток электродинамической стойкости.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (k_r \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}}; B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$$

где B_k - тепловой импульс по расчету; k_r - кратность термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ - время термической стойкости по каталогу; $I_{\text{тер}}$ - ток термической стойкости;

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока; $Z_{2\text{ном}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

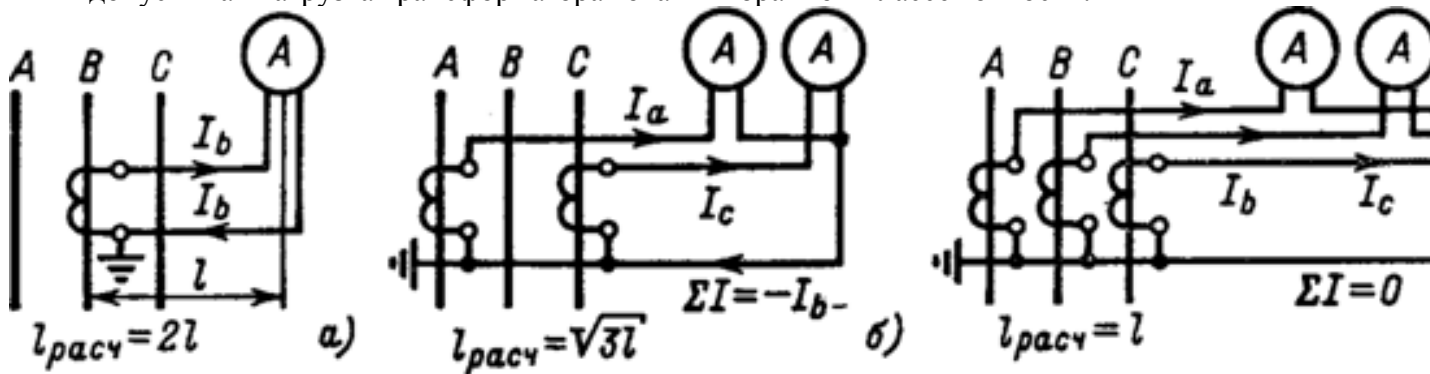


Рис. 5 - Схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов: а— включение в одну фазу; б—включение в неполную звезду;

в — включение в полную звезду

Рассмотрим подробнее выбор трансформаторов тока по вторичной нагрузке.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}$$

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами; I_2 - вторичный номинальный ток

прибора.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}},$$

откуда

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}.$$

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

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}},$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются

провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$); $l_{\text{расч}}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (рис. 5).

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец) можно принять для разных присоединений приблизительно равной, м:

| | |
|--|-------|
| Все цепи ГРУ 6—10 кВ, кроме линий к потребителям | 40-60 |
| | 20-40 |
| Цепи генераторного напряжения блочных электростанций | 4-6 |

Линии 6—10 кВ к потребителям

Все цепи РУ:

| | |
|-------------------------|---------|
| 35 кВ | 60-75 |
| 110 кВ | 75-100 |
| 220 кВ | 100-150 |
| 330-500 кВ | 150-175 |
| Синхронные компенсаторы | 25-40 |

Для подстанций указанные длины снижают на 15-20%. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или полиэтиленовой изоляцией в свинцовой, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Работа электрического оборудования связана с вибрацией, поэтому по условию механической прочности сечение не должно быть меньше 4 мм² для алюминиевых жил и 2,5 мм² для медных жил (см. ПУЭ). Сечение больше 6 мм² обычно не применяется.

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности, при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника -

удвоенную мощность одного трансформатора; $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, $B \cdot A$.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi_{приб})^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi_{приб})^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов - не более 1,5% при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 1,5 мм² для медных жил и 2,5 мм² для алюминиевых жил.

Пример.

Задание. Выбрать трансформаторы тока и напряжения для присоединения измерительных приборов в цепи генератора ТВФ-63-2, включенного на сборные шины 10,5 кВ. Значения токов КЗ приведены в таблице 4.

Решение. Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по табл. 4.11[1], схема включения приборов показана на рис. 6. Так как участок от выводов генератора до стены турбинного отделения выполнен комплектным токопроводом ТЭКН-20/7800, то

выбираем трансформаторы тока, встроенные в токопровод, ТШВ15-6000-0,5/10P; $I_{2ном}$

= 1.2 Ом; $k_{мер} = 20$; $t_{мер} = 3$ с. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в табл. 7.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения (рис. 6) и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора ТА1 (табл. 8).

Таблица 7 – Расчетные и каталожные данные

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|------------------|-------------------|
|------------------|-------------------|

| | |
|--|---|
| $U_{уст} = 10.5 \text{ кВ}$ | $U_{НОМ} = 20 \text{ кВ}$ |
| $I_{max} = 4558 \text{ А}$ | $I_{НОМ} = 6000 \text{ А}$ |
| $i_y = 85.2 \text{ кА}$ | Не проверяются |
| $B_k = 4239 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $(k_{тер} I_{НОМ})^2 t_{тер} =$ $(20 \cdot 6)^2 \cdot 4 = 57600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| $r_{2НОМ} = 0.943 \text{ Ом}$ | $r_{2НОМ} = 1.2 \text{ Ом}$ |

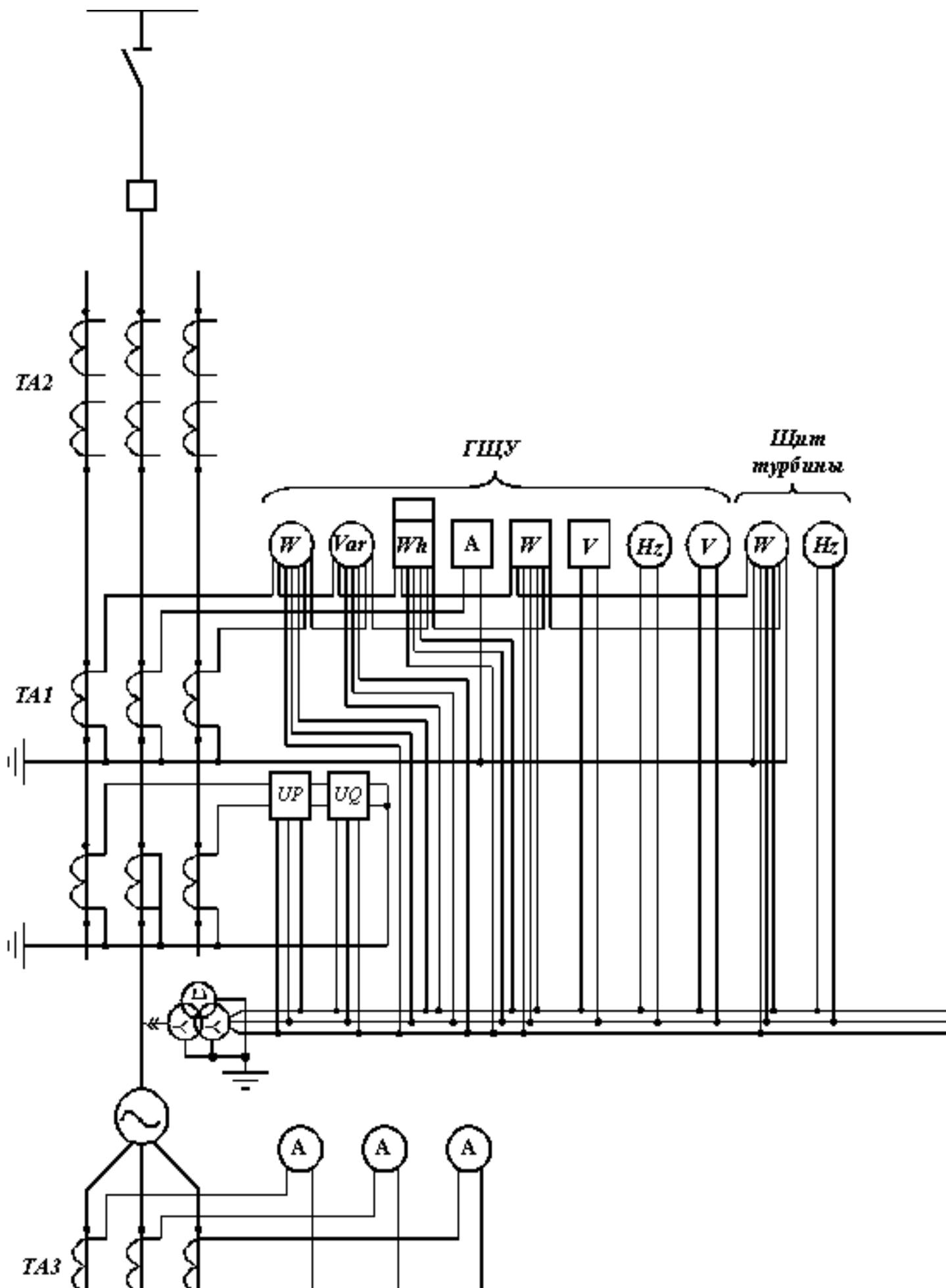


Рисунок 6 – Схема включения измерительных приборов генератора

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

| Прибор | Тип | Нагрузка ВА, фазы | | |
|--------------------------|----------|-------------------|----|-----|
| | | А | В | С |
| Ваттметр | Д-335 | 0.5 | - | 0.5 |
| Варметр | Д-335 | 0.5 | - | 0.5 |
| Счетчик активной энергии | САЗ-И680 | 2.5 | - | 2.5 |
| Амперметр регистрирующий | Н-344 | - | 10 | - |
| Ваттметр регистрирующий | Н-348 | 10 | - | 10 |
| Ваттметр (щит турбины) | Д-335 | 0.5 | - | 0.5 |
| Итого | | 14 | 10 | 14 |

Из таблицы 8 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Общее сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{14}{25} = 0.56$$

Допустимое сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

$$r_{\text{пр}} = 1.2 - 0.56 - 0.1 = 0.54.$$

Для генератора 63 МВт применяется кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина, трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = l$, тогда сечение, мм²:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{приб}}},$$

$$q = \frac{0.0283 \cdot 40}{0.54} = 2.1.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм². В цепи комплектного токопровода установлен трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06-10УЗ. Проверим его по вторичной нагрузке. Подсчет нагрузки основной обмотки трансформатора напряжения

приведен в табл. 9. Вторичная нагрузка, $B \cdot A$:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{71^2 + 9.7^2} = 71.65.$$

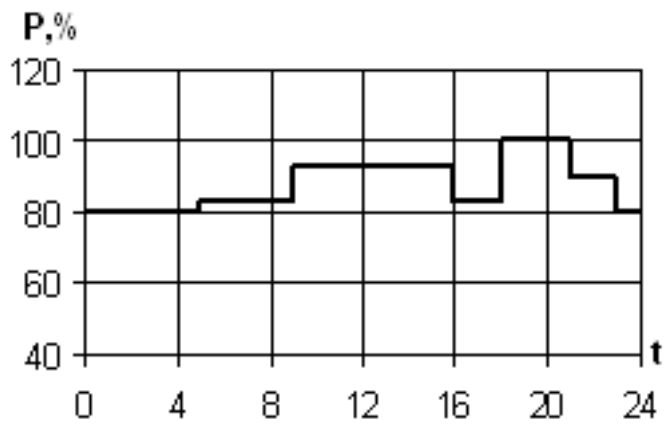
Выбранный трансформатор ЗНОЛ.06-10УЗ имеет номинальную мощность $75 \frac{B \cdot A}{S_{2\Sigma}}$ в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков. Таким образом, $S_{ном} = 3 \cdot 75 = 225 \frac{B \cdot A}{S_{2\Sigma}}$, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

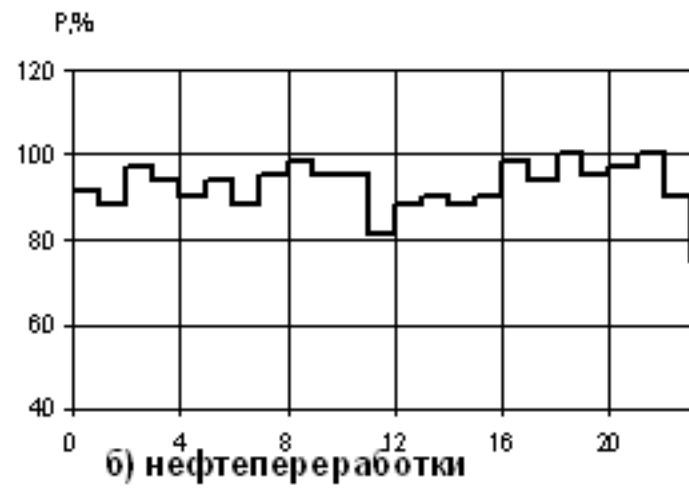
| Прибор | Тип | S одной обмотки, ВА | Число обмоток | $\cos \varphi$ | $\sin \varphi$ | Число приборов | Общая потребляемая мощность | |
|----------------------------|-------|---------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|-----------------------------|--------|
| | | | | | | | P, Вт | Q, B·A |
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | - |
| Ваттметр | Д-335 | 1.5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 2 | - |
| Варметр | Д-335 | 1.5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| Датчик активной мощности | Е-829 | 10 | - | 1 | 0 | 1 | 10 | - |
| Датчик реактивной мощности | Е-830 | 10 | - | 1 | 0 | 1 | 10 | - |
| Счетчик активной энергии | И-680 | 2 Вт | 2 | 0.38 | 0.925 | 1 | 4 | 9.7 |
| Ваттметр регистрирующий | Н-348 | 10 | 2 | 1 | 0 | 1 | 20 | - |
| Вольтметр регистрирующий | Н-344 | 10 | 1 | 1 | 0 | 1 | 10 | - |
| Частотомер | Э-372 | 3 | 1 | 1 | 0 | 2 | 6 | - |

ЛИТЕРАТУРА

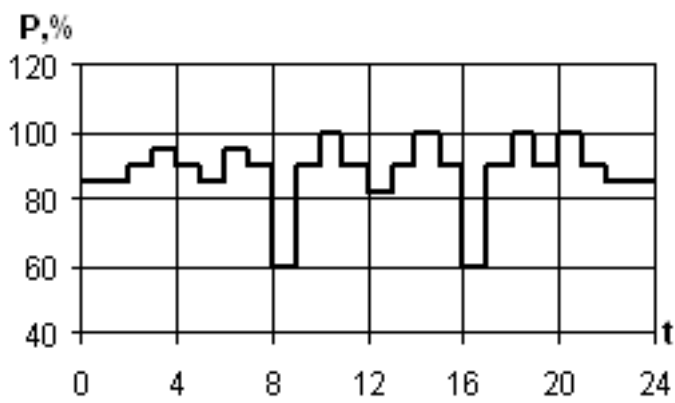
1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
3. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов/ А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.В. Наяшкова и др. Под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
4. Измерительные трансформаторы на главных схемах электростанций. МУ для



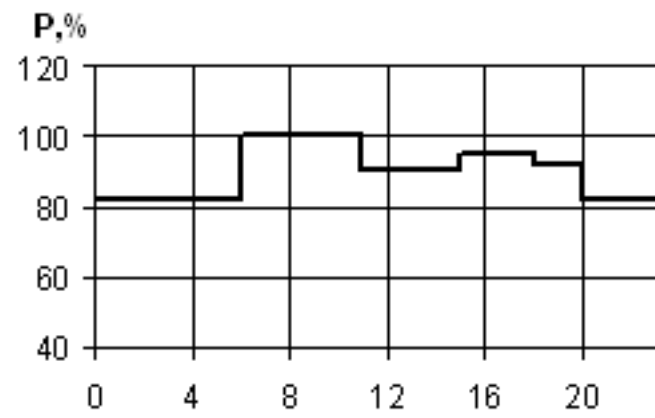
а) угледобычи



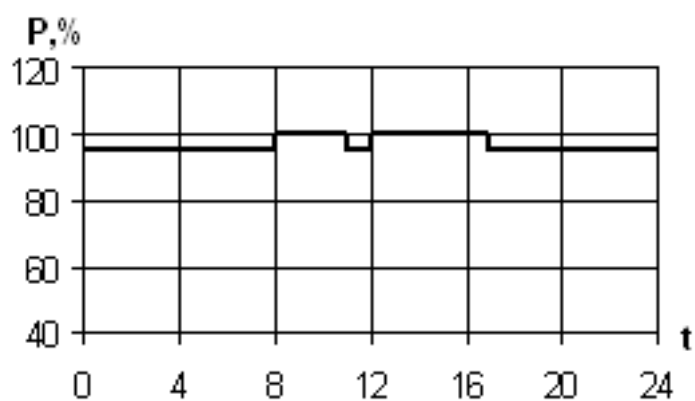
б) нефтепереработки



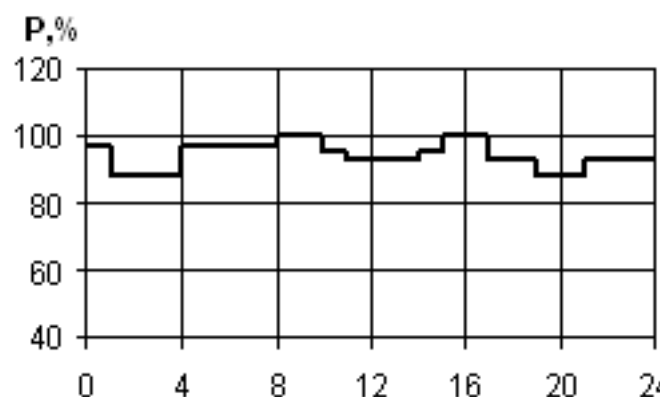
в) торфоразработки



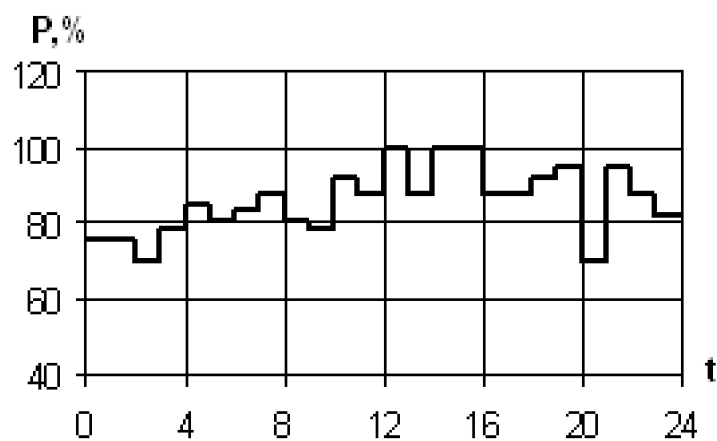
г) черной металлургии



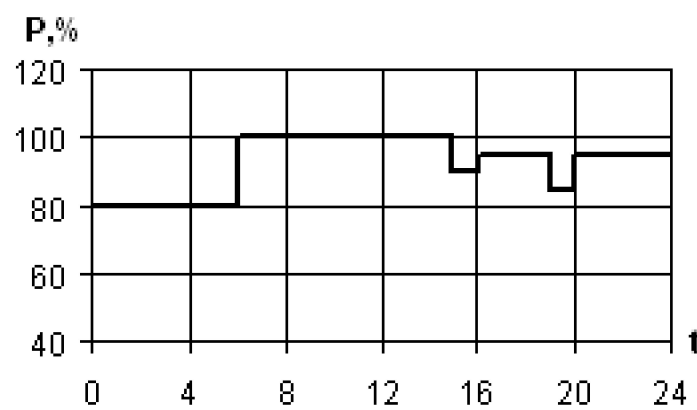
д) цветной металлургии



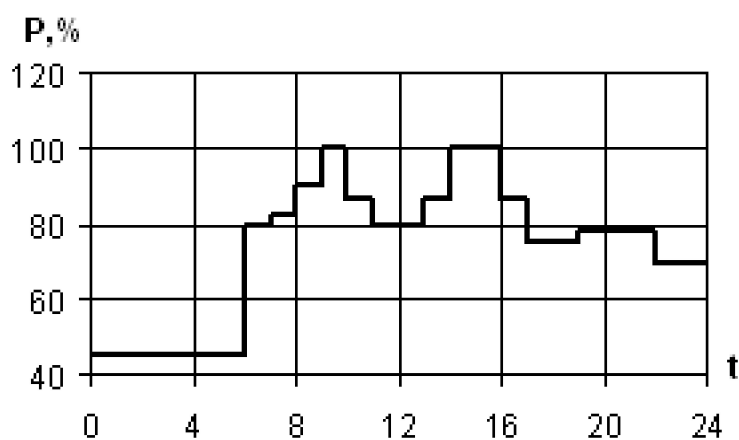
е) химии



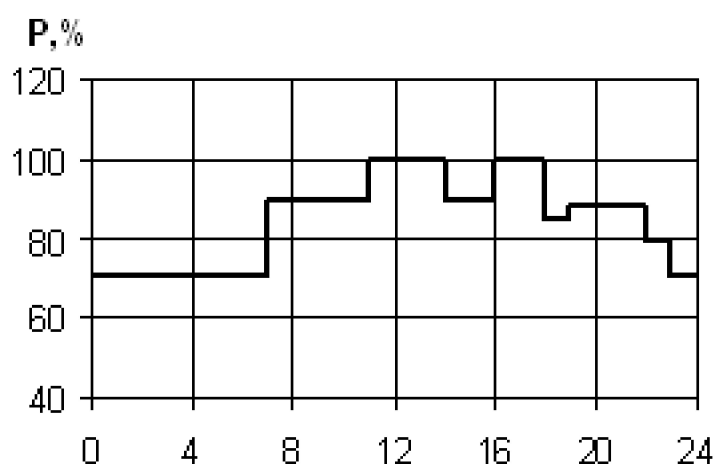
ж) тяжелого машиностроения



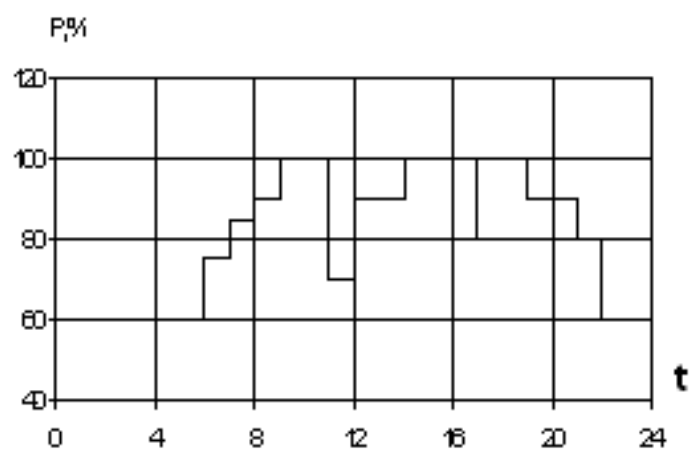
з) целлюлозно-бумажной



и) станкостроительных



к) печатных и отделочных фабрик



л) прядильно-ткацких фабрик