

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Оренбургский государственный университет»

Е.Я. АБРАМОВА, С.К. АЛЕШИНА, В.И. ЧИНДЯСКИН

РАСЧЕТ
ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ
В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Рекомендовано Ученым советом Оренбургского государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет» в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по программе высшего профессионального образования по специальности «Электроснабжение»

Оренбург 2004

ББК 31.277.1
А 16
УДК 621.311 (076.1)

Рецензент
кандидат технических наук, доцент А.Г. Никульченко

А 16 **Абрамова Е.Я., Алешина С.К., Чиндяскин В.И.**
Расчет понизительной подстанции в системах электроснабжения: Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию. 2-е изд., перераб. и доп.- Оренбург: ГОУ ОГУ, 2004.- 91 с.

ISBN

В учебном пособии приведены основные материалы, необходимые для выполнения курсового проекта по дисциплинам «Электроэнергетика» и «Системы электроснабжения». Данное пособие может быть использовано при выполнении дипломного проекта.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по программе высшего профессионального образования по специальности 100400.

А

ББК 31.277.1

ISBN

© Абрамова Е.Я.,
Алешина С.К.,
Чиндяскин В.И. 2004
© ГОУ ОГУ, 2004

Введение

В методических указаниях приведены рекомендации по выполнению курсового проекта по электрической части станций и подстанций. Рассмотрены вопросы по выбору главной схемы подстанции промышленного предприятия, по выбору аппаратов и проверке их.

Многообразие условий, которые необходимо учитывать при проектировании подстанций промышленных предприятий разных отраслей промышленности, не позволяет в ряде случаев дать однозначные решения по некоторым вопросам, поэтому приведенные в указаниях рекомендации не следует рассматривать как единственно возможные. В отдельных случаях возможны и неизбежны отступления от них, вытекающие из местных условий и из опыта проектирования в данной отрасли. Кроме этого имеются ссылки на литературу, где тот или иной вопрос рассмотрен более подробно.

1 Выбор и обоснование главной схемы электрических соединений

Главная схема электрических соединений определяет основные качества электрической части станций и подстанций: надежность, экономичность, ремонтпригодность, безопасность обслуживания, удобство эксплуатации, удобство размещения электрооборудования, возможность дальнейшего расширения и т. д.

Выбор главной схемы – сложная задача. Многообразие исходных данных исключает возможность типовых универсальных решений, справедливых для любых условий. В большинстве случаев выбор схемы базируется на технико-экономических расчетах. А для подстанций с двумя напряжениями схема определяется однозначно и ее проектирование сводится к выбору уже существующих типовых схем – это упрощенные, с сокращенным числом выключателей или без них (блочные схемы), схемы мостиков, схемы с короткозамкателями и отделителями.

В соответствии с нормами технологического проектирования /1/ главная схема электрических соединений подстанции выбирается с использованием схем РУ 35...750 кВ, утвержденных Минэнерго и согласованных с Госстроем. Ниже рассматриваются наиболее распространенные и характерные схемы электрических соединений подстанций.

Блочные схемы являются наиболее простыми (рисунок 1.1).

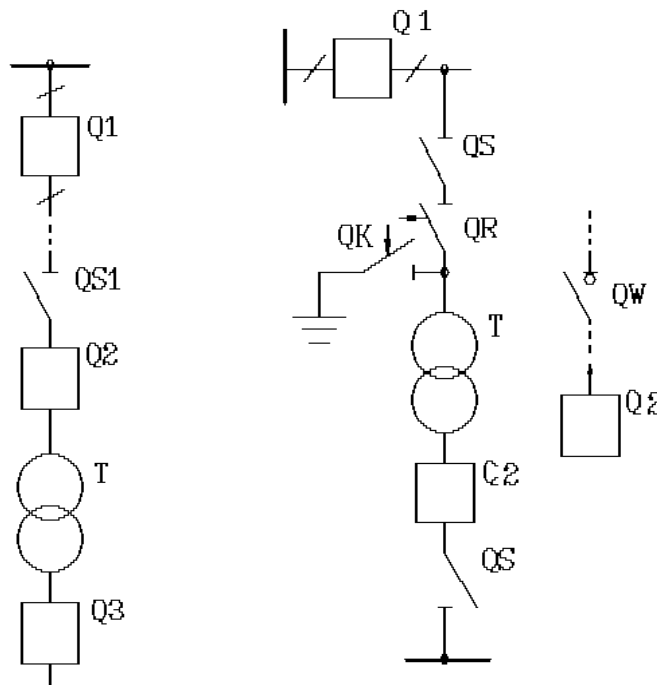


Рисунок 1.1 – Блочная схема однитрансформаторных подстанций

Они применяются на тупиковых подстанциях напряжением до 330 кВ включительно или на ответственных подстанциях, присоединенных к одной или двум параллельным линиям напряжением 220 кВ.

На двухтрансформаторных подстанциях небольшой и средней мощности напряжением от 35 до 220 кВ для присоединения к линиям с двухсторонним питанием применяются схемы с одной секционированной системой шин и схемы "мостика" (рисунки 1.2 –1.6).

Блочная схемы без перемычки (рисунок 1.2) целесообразна при небольшой длине линий, поскольку при этом вероятность отключения линии вместе с трансформатором относительно мала.

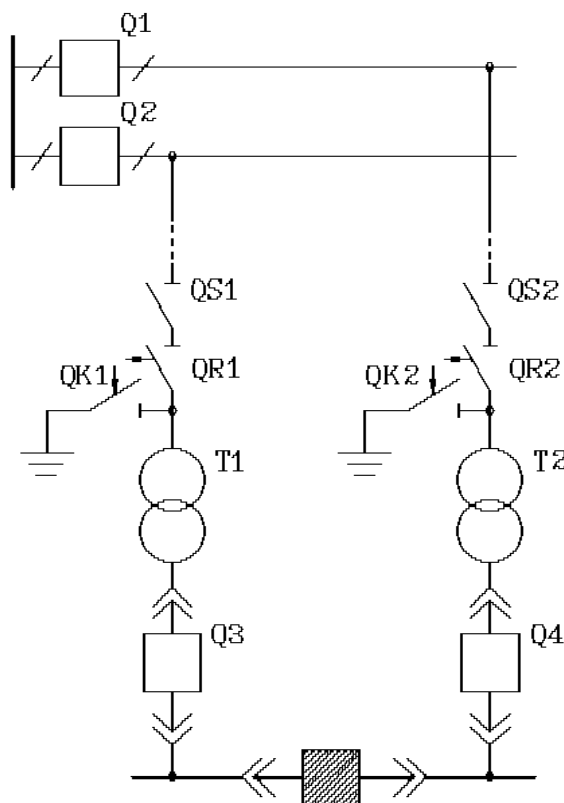


Рисунок 1.2 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции

Недостаток этой схемы заключается в том, что при повреждении и ремонте линии в работе остается один трансформатор. Электроснабжение не прерывается, но оставшийся в работе трансформатор может оказаться сильно перегруженным.

Схема с ремонтной перемычкой из разъединителей (рисунок 1.3) обеспечивает возможность присоединения обоих трансформаторов к одной линии при ремонте второй. Это схема с "неавтоматической" перемычкой.

Схема с отделителем двухстороннего действия на перемычке (с "автоматической" перемычкой) (рисунок 1.4) обеспечивает при повреждении на линии и отключении соответствующего трансформатора возможность автоматического подключения ко второй линии, в связи с чем уменьшается время срабатывания защиты.

Для обеспечения большей надежности и уменьшения времени срабатывания защиты, перемычка может быть выполнена на выключателе (рисунок 1.5).

Место расположения перемычки "в сторону линии" (рисунок 1.3, 1.4) или "в сторону трансформатора" (рисунок 1.5, 1.6) зависит от длины линии и графика нагрузки подстанции. Если питающие линии короткие и график нагрузки

подстанции неравномерный, то переключку целесообразно ставить "в сторону линии". Если питающие линии длинные и график нагрузки подстанции равномерный, то переключку ставят "в сторону трансформатора" (рисунок 1.5).

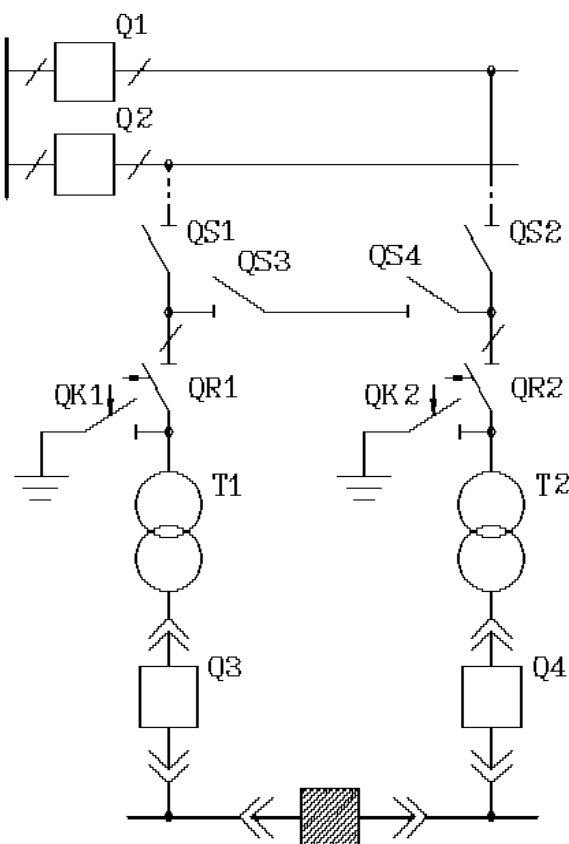


Рисунок 1.3 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции с ремонтной переключкой из двух разъединителей

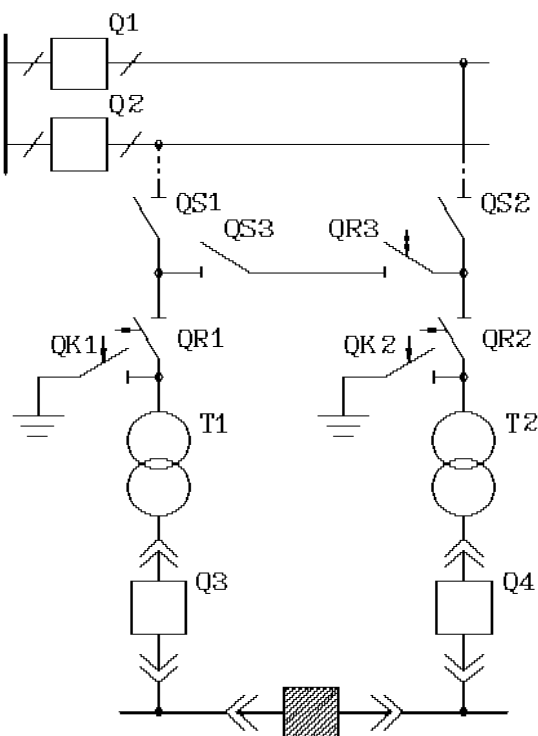


Рисунок 1.4 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции с автоматической переключкой

Наиболее надежной, но и самой дорогой является схема, выполненная на выключателях (рисунок 1.5, 1.6). 80 процентов схем тупиковых подстанций выполняются без выключателей на высокой стороне.

При коротких линиях обходятся и без короткозамыкателя, так как повреждение трансформатора может быть отключено выключателем, стоящим в голове линии без дополнительного сигнала.

Характерные схемы транзитных (проходных) подстанций приведены на рисунках 1.5 – 1.11. Если допустимо прервать транзит мощности на высокой стороне, то можно применять схемы, представленные на рисунок 1.5 и 1.6. Мощность трансформатора при этом не должна превышать 125 МВА. Сюда относятся схемы сдвоенного мостика (рисунок 1.7, 1.8, 1.9). В противном случае применяются упрощенные схемы с ремонтной перемычкой (рисунок 1.10, 1.11). Для увеличения надежности данные схемы полностью выполняются на выключателях, применение которых должно быть экономически обосновано.

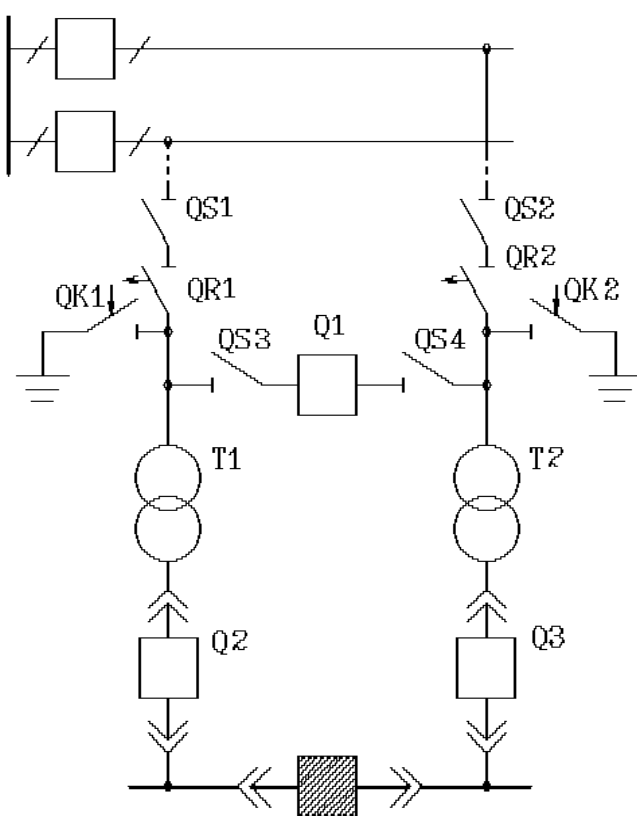


Рисунок 1.5

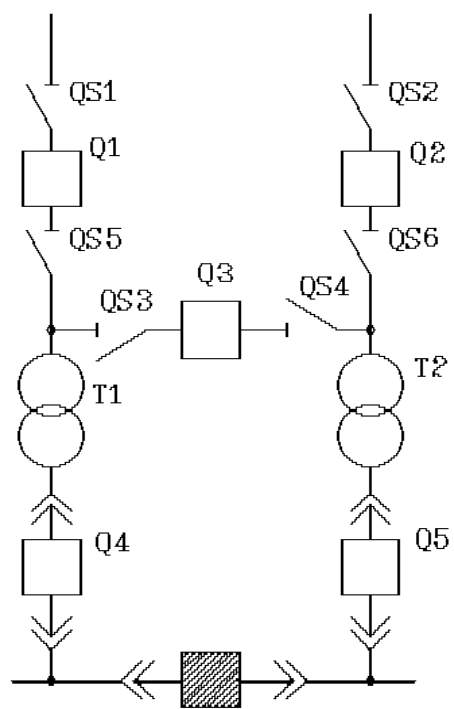


Рисунок 1.6

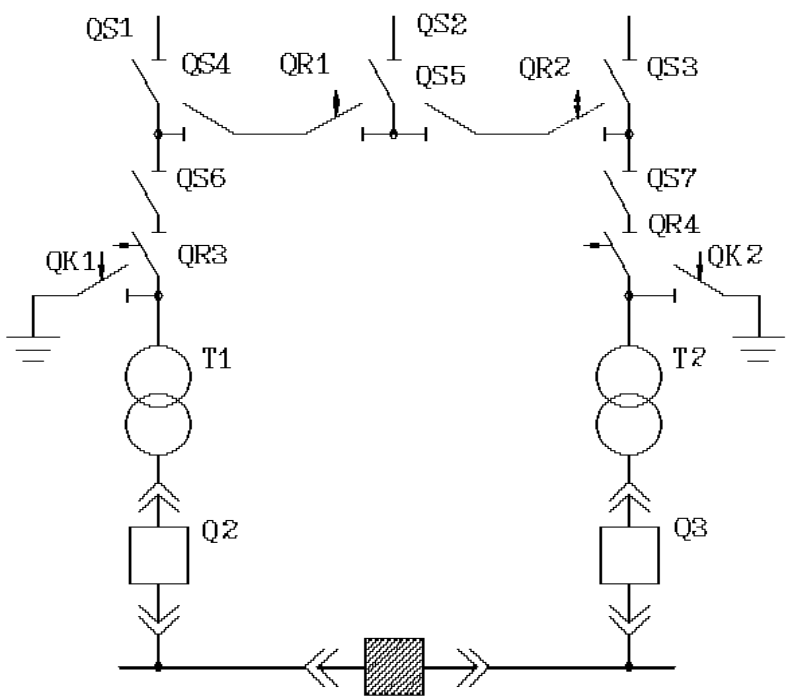


Рисунок 1.7

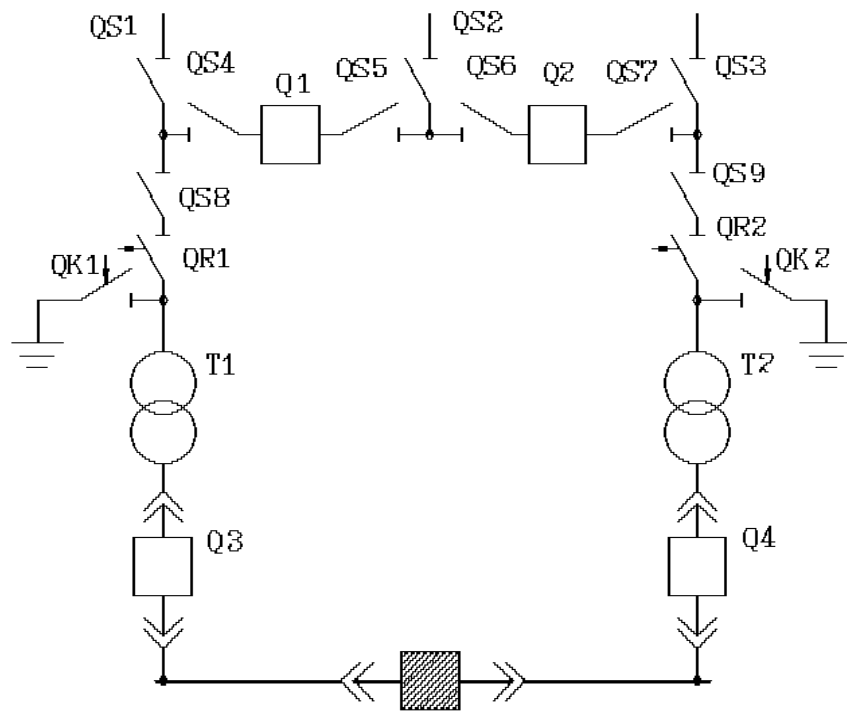


Рисунок 1.8

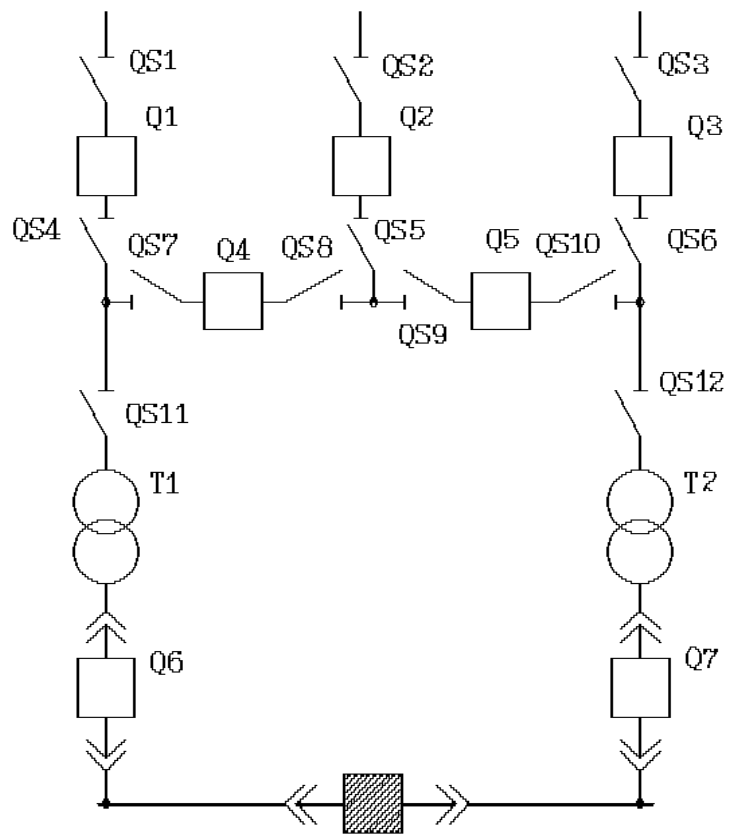


Рисунок 1.9

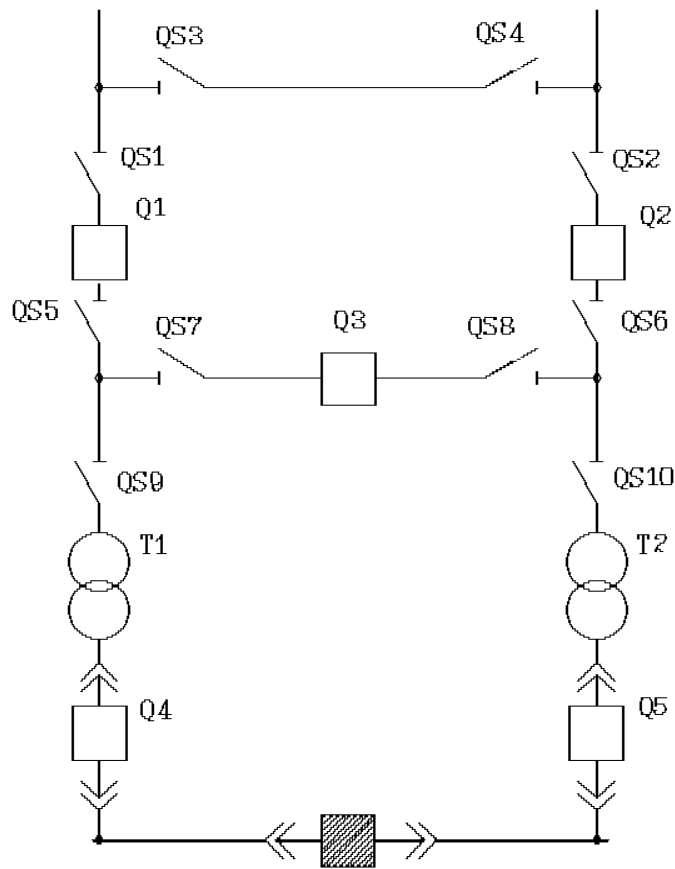


Рисунок 1.10

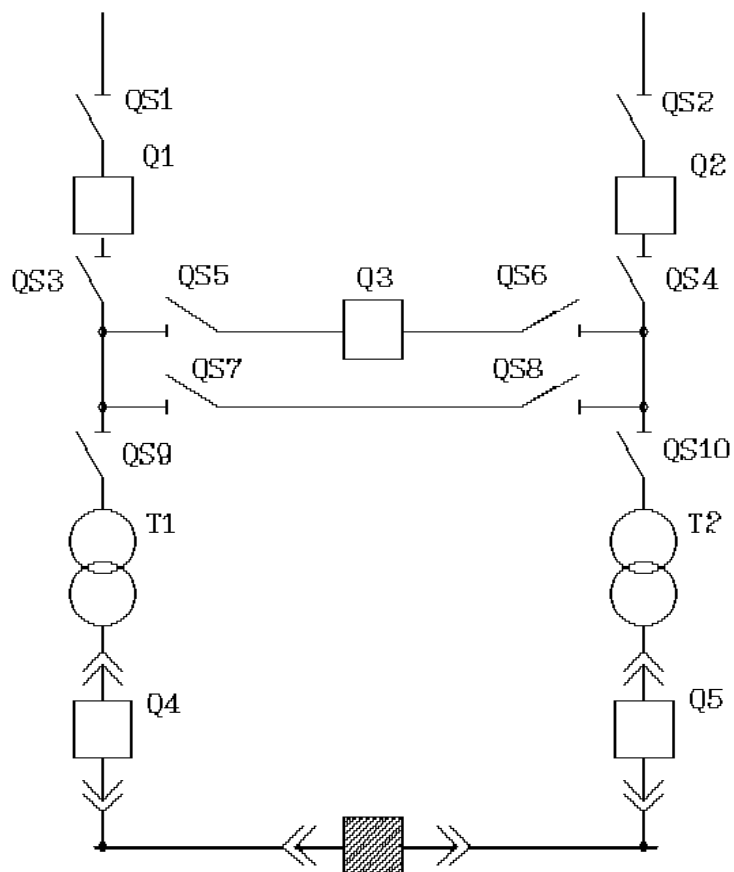


Рисунок 1.11

2 Расчет и построение годового графика нагрузки

В задании на курсовое проектирование указывается предприятие, для снабжения которого необходимо спроектировать подстанцию. Пользуясь /2, 3/ выбирается суточный график нагрузки, как правило, зимний, вычерчивается с привязкой к своему заданию, принимая максимальную нагрузку по графику равной заданной полной S_{max} или активной P_{max} мощности подстанции. При известной S_{max} , P_{max} типовой график нагрузки переводится в график нагрузки конкретного потребителя, используя следующие соотношения для каждой ступени графика:

$$P_i = \frac{n_i \%}{100} \cdot P_{max}, \quad (2.1)$$

где P_i – мощность на i -той ступени суточного графика, МВт;
 $n_i\%$ – ордината соответствующей ступени суточного типового графика, %;
 P_{max} – максимальная нагрузка подстанции, указанная в задании, МВт;

Затем по суточному графику нагрузки определяют:

1) суточный расход электроэнергии W_c , МВт·ч:

$$W_c = \sum_{i=0}^{24} P_i \cdot t_i, \quad (2.2)$$

где t_i – продолжительность i -той ступени суточного графика, час;

2) среднесуточную нагрузку P_{cpc} , МВт и показывают ее на суточном графике нагрузок (рисунок 2.1):

$$P_{cpc} = \frac{W_c}{t_c}, \quad (2.3)$$

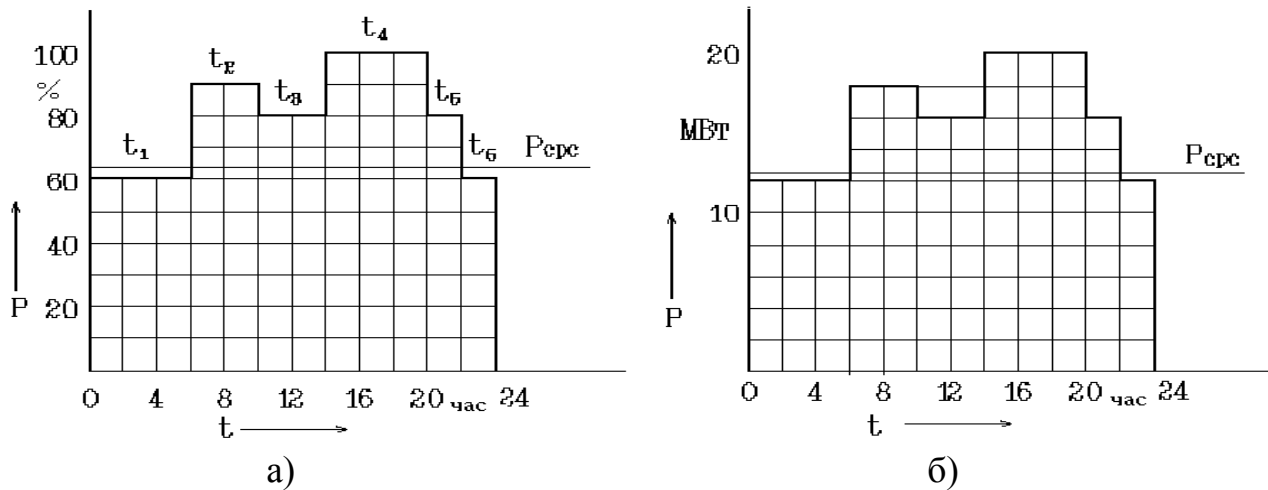
где t_c – продолжительность суток – 24 часа;

3) коэффициент заполнения графика $K_{зз}$, который показывает степень неравномерности графика работы установки:

$$K_{зз} = \frac{P_{cpc}}{P_{max}} = \frac{W_c}{P_{max} \cdot t_c}, \quad (2.4)$$

Затем строят годовой график нагрузки по продолжительности для заданной промышленности. Обычно для каждого потребителя в справочной литературе приводится несколько суточных графиков, характеризующих работу потребителя в разное время года и в разные дни недели. Это типовые графики

зимних и летних суток для рабочих дней, график выходного дня и т.д. Основным является зимний суточный график рабочего дня. Его максимальная нагрузка P_{max} принимается за 100% и ординаты всех остальных графиков задаются в процентах относительно этого значения (рисунок 2.1).



а) – типовой график, б) – график нагрузки конкретного потребителя
Рисунок 2.1 - Суточные графики нагрузок

Мощности каждой ступени графика, МВт:

$$P_{1cm} = \frac{60\%}{100} \cdot 20 = 12;$$

$$P_{2cm} = \frac{90\%}{100} \cdot 20 = 18;$$

$$P_{3cm} = \frac{80\%}{100} \cdot 20 = 16;$$

$$P_{4cm} = \frac{100\%}{100} \cdot 20 = 20;$$

$$P_{5cm} = \frac{80\%}{100} \cdot 20 = 16;$$

$$P_{6cm} = P_{1cm} = \frac{60\%}{100} \cdot 20 = 12.$$

Годовой график по продолжительности нагрузок показывает длительность работы подстанции в течении года с различными нагрузками. По оси ординат откладываются нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс – часы года от 0 до 8760 час. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от P_{max} до P_{min} (рисунок 2.2).

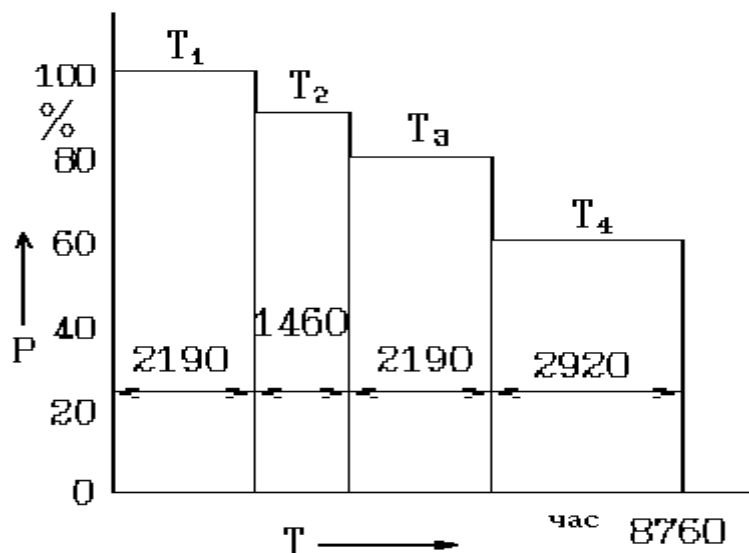


Рисунок 2.2 - Годовой график продолжительности нагрузок

Построение годового графика продолжительности нагрузок производится на основе известных суточных графиков (в процентах или в именованных единицах). По графику определяются:

1) годовое потребление электроэнергии W_z , МВт·ч:

$$W_z = \sum_{i=0}^n P_i \cdot T_i, \quad (2.5)$$

где $T_i = t_{iz} \cdot n_z + t_{il} \cdot n_l$;

t_{iz} , t_{il} – продолжительности ступеней на зимнем и летнем графиках нагрузок, час;

n_z , n_l – количество зимних и летних суток в году;

2) продолжительность использования максимальной нагрузки, T_{max} , час:

$$T_{max} = \frac{W_z}{P_{max}}, \quad (2.6)$$

Например, продолжительности ступеней годового графика нагрузки (рисунок 2.2), построенного по суточному графику (рисунок 2.1):

$$T_1 = t_4 \cdot 365 = 6 \cdot 365 = 2190;$$

$$T_2 = t_2 \cdot 365 = 4 \cdot 365 = 1460;$$

$$T_3 = (t_3 + t_5) \cdot 365 = (4 + 2) \cdot 365 = 2190;$$

$$T_4 = (t_1 + t_6) \cdot 365 = (6 + 2) \cdot 365 = 2920;$$

Предполагается, что зимой и летом предприятие работает по одному графику.

3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов

Силовые трансформаторы, установленные на подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12 - 15% ниже, а расход активных элементов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

В задании на курсовое проектирование обычно указывается два напряжения подстанции – 110 (35) кВ и 10 (6) кВ, поэтому по количеству обмоток следует принимать двухобмоточные трансформаторы. Если мощность выбранного трансформатора 25000 кВА и более, то необходимо принимать трансформаторы с расщепленными обмотками по низшей стороне с целью ограничения токов короткого замыкания.

Выбор числа трансформаторов на подстанции определяется категорией потребителя (см. задание). Понижительные подстанции желательно выполнять с числом трансформаторов не более двух. Для потребителей третьей и частично второй категории возможно рассмотрение варианта установки одного трансформатора при наличии резервного питания от соседней трансформаторной подстанции.

На подстанциях с двумя трансформаторами рабочие секции шин низшего напряжения целесообразно держать в работе отдельно. При таком режиме ток короткого замыкания уменьшается и облегчаются условия работы аппаратов низкого напряжения /1/.

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. При выборе мощности трансформаторов следует добиваться как экономически целесообразного режима работы, так и соответствующего обеспечения резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов. При этом следует помнить, что на однострансформаторной подстанции определяющим является нормальный режим работы, на двухтрансформаторной подстанции определяющий режим – послеаварийный.

Мощность трансформатора на двухтрансформаторной подстанции можно выбирать двумя способами: по заданной мощности подстанции; по графику нагрузки.

1) первый способ.

Мощность трансформатора на подстанции в соответствии с /1/ определяется:

$$S_{ном} = (0,65...0,7)S'_{max} , \quad (3.1)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;
 S'_{max} – максимальная нагрузка подстанции с учетом компенсирующих устройств.

$$S'_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + (Q_{\max} - Q_{\text{кy}})^2}, \quad (3.2)$$

где P_{\max} – максимальная активная мощность;
 Q_{\max} – максимальная реактивная мощность подстанции;
 $Q_{\text{кy}}$ – мощность компенсирующих устройств;

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.3)$$

$\operatorname{tg} \varphi$ определяется по заданному $\cos \varphi$;

$$Q_{\text{кy}} = Q_{\max} - Q_{\text{эс}}, \quad (3.4)$$

где $Q_{\text{эс}}$ – реактивная мощность, которая может быть выдана энергосистемой в сеть.

$$Q_{\text{эс}} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\delta}, \quad (3.5)$$

Базовое значение $\operatorname{tg} \varphi_{\delta} = 0.4$ при питании подстанции на $U = 220 - 230$ кВ;
 $\operatorname{tg} \varphi_{\delta} = 0.3$ при питании подстанции на $U = 110 - 150$ кВ; $\operatorname{tg} \varphi_{\delta} = 0.25$ при питании подстанции на $U = 35$ кВ, /4/.

Расчетная мощность трансформаторов, полученная по формуле 3.1, округляется до ближайшей стандартной мощности ($S_{\text{ном}}$) по шкале ГОСТ 11920-85, ГОСТ 12965-85. Затем выбранный трансформатор проверяется на перегрузочную способность по ГОСТ 14209-97

$$S_{\text{ном}} \cdot k_2 \geq S'_{\max}, \quad (3.6)$$

где k_2 – коэффициент аварийной перегрузки при отключении одного из трансформаторов во время аварии, определяется по таблицам аварийных перегрузок /7/.

Он зависит от коэффициента начальной нагрузки (K_1), температуры охлаждающей среды во время аварии ($\theta_{\text{охл}}$), длительности перегрузки (h), а также от системы охлаждения трансформатора. В соответствии с /1, 5, 6/ $k_2 = 1,4$ при соблюдении следующих условий: в тех случаях, когда нагрузка трансформаторов (для систем охлаждения М, Д, ДЦ и Ц) до и после аварийной перегрузки не превышала 0,9 от его паспортной мощности, его возможно перегружать в срок до 5 суток на 40 % при температуре охлаждающего воздуха $\theta_{\text{охл}}$ не более $+30^{\circ}\text{C}$, но при этом продолжительность перегрузки в каждые сутки не должна превышать 6 часов (суммарная продолжительность перегрузки подряд или с разрывами), при температуре охлаждающего воздуха $\theta_{\text{охл}}$ более $+30^{\circ}\text{C}$ величина перегрузки снижается до 30 % и продолжительность ее уменьшается до 4 часов в сутки.

Коэффициент начальной нагрузки K_1 определяется как:

$$K_1 = \frac{S_{ср.кв}}{n \cdot S_{ном}}, \quad (3.7)$$

где $S_{ср.кв}$ – среднеквадратичная нагрузка;
 n – число трансформаторов.

Возможно использование коэффициента начальной нагрузки в максимальном режиме.

$$K_{1max} = \frac{S'_{max}}{n \cdot S_n}, \quad (3.8)$$

Если при проверке трансформатора в аварийном режиме не выполняется условие (3.6), то необходимо предусмотреть отключение части потребителей III категории, или увеличить мощность трансформатора на одну ступень.

2) второй способ.

В основу этого расчета положен график нагрузки предприятия и критерием выбора является износ изоляции трансформатора. По суточному графику нагрузки рассчитывается среднеквадратичная нагрузка $S_{ср.кв}$:

$$S_{ср.кв} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T S_i^2 dt}, \quad (3.9)$$

где T – продолжительность графика, час;
 S_i – полная мощность i -той ступени графика.

И тогда номинальная мощность трансформатора будет определяться как:

$$S_{ном} \geq S_{ср.кв} \quad \text{или} \quad S_{ном} \geq S^*_{ср.кв} \cdot S'_{max}, \quad (3.10)$$

где $S^*_{ср.кв}$ – среднеквадратичная нагрузка в относительных единицах.

$$S^*_{ср.кв} = \frac{S_{ср.кв}}{S'_{max}}, \quad (3.11)$$

По среднеквадратичной мощности рекомендуется выбирать мощность трансформаторов, питающих резкопеременную нагрузку.

Полученная мощность округляется до ближайшей стандартной. Затем $S_{ном}$ наносится на суточный график в виде прямой линии.

Выбранный трансформатор проверяется на аварийную перегрузку. Для этого задаются средней температурой охлаждающего воздуха (для Оренбургской области $\theta_{охл} = -13,4$ °С) [7] и по графику определяется суммарное количество часов перегрузки трансформатора свыше номинальной мощности h .

Затем определяется начальная нагрузка (K_1) из выражения (3.7) или:

$$K_1 = \frac{1}{n \cdot S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}},$$

где S_m – средняя мощность интервала длительностью Δt_m .

По таблице 11 ГОСТ 14209-97 для известных K_1 и h , а также температуры окружающей среды и способа охлаждения трансформатора определяется допустимая аварийная нагрузка k_2 . Затем проверяется условие (3.6), если оно не выполняется, поступают также, как и в предыдущем случае (см. с. 19).

Например, задан график нагрузки предприятия (рисунок 3.1), для которого $S'_{max} = 23$ МВА.

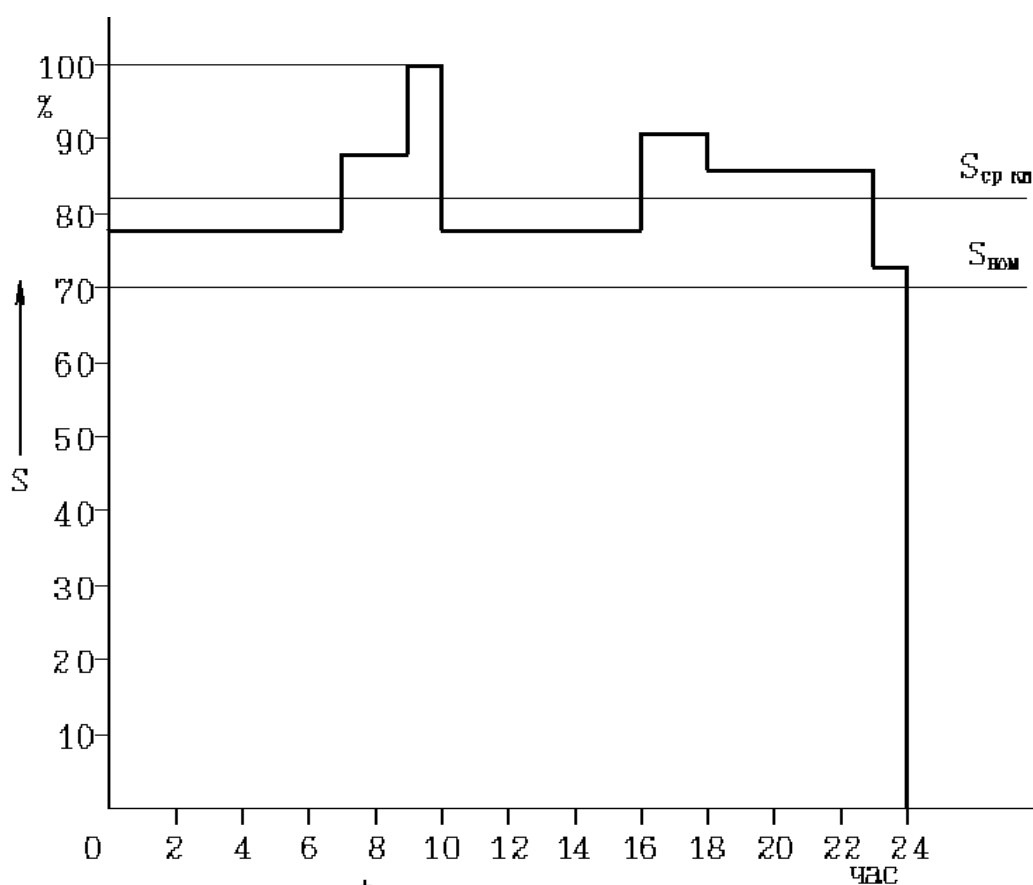


Рисунок 3.1

Определяется среднеквадратичная мощность:

$$S_{*ср.кв} = \sqrt{\frac{0.78^2 \cdot 7 + 0.88^2 \cdot 2 + 1^2 \cdot 1 + 0.78^2 \cdot 6 + 0.91^2 \cdot 2 + 0.86^2 \cdot 5 + 0.73^2 \cdot 1}{24}},$$

$$S_{*ср.кв} = 0.82$$

$$S_{ном} = 0.82 \cdot S'_{max} = 0.82 \cdot 23 = 18.9 \text{ МВА.}$$

По справочнику /10/ выбираются два трансформатора мощностью $S_{ном} = 16$ МВА. Откладывается данная величина на графике в процентах от максимальной нагрузки подстанции

$$S_{*ном} = \frac{S_{ном}}{S'_{max}} = \frac{16}{23} = 0,7.$$

Проверяется коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S'_{max}}{2 \cdot S_{ном}} = \frac{23}{2 \cdot 16} = 0,72,$$

что соответствует экономической загрузке трансформаторов.

Систематическая нагрузка трансформаторов меньше их номинальной мощности ($S'_{max} < 2 \cdot S_{ном}$), поэтому выбранные трансформаторы проверяются только на аварийную перегрузку.

Коэффициент аварийной перегрузки (K_2), как было указано выше, зависит от системы охлаждения трансформатора (ТМ, ДЦ и т. д.), температуры охлаждающей среды ($\theta_{охл}$), числа часов аварийной перегрузки (h), коэффициента начальной нагрузки, (K_1 или K_{1max}).

$$K_2 = f(\theta_{охл}; h; K_{1max})$$

$$\theta_{охл} = -13,4^{\circ}\text{C}; h = 24 \text{ час}$$

$$K_{1max} = \frac{23}{2 \cdot 16} = 0,72,$$

По таблице /27/ определяется $K_2 = 1,5$.

Проверяется выбранный трансформатор на аварийную перегрузку:

$$S_{ном} \cdot K_2 \geq S'_{max}; 16 \cdot 1,5 > 23 \text{ МВА.}$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет требованиям ГОСТ 14209-97. Выписываются все каталожные данные трансформатора из справочников /2, 3/. Например: ТДН-16000/110/10

$$S_{ном} = 16 \text{ МВА}, U_{вн} = 115 \text{ кВТ}, U_{нн} = 11 \text{ кВ}, I_{xx} = 0,7 \%,$$

$$P_{xx} = 18 \text{ кВТ}, P_{кз} = 85 \text{ кВТ}, U_{кз} = 10,5 \%.$$

Габариты: длина 6 м, ширина 3,5 м, высота 5,5 м.

Выбор мощности трансформатора на однотрансформаторной ГПП производится по среднеквадратичной мощности:

$S_{ном} \geq S_{ср.кв}$ с проверкой перегрузочной способности трансформатора в часы максимума

$$S_{ном} \cdot K_2 \geq S'_{max},$$

где K_2 – коэффициент допустимой систематической нагрузки.

Так как потребная мощность предприятия растет из года в год, при проектировании подстанций необходимо фундаменты и конструкции, а также ошиновку подстанции и аппараты ввода рассчитывать для трансформаторов на ступень выше расчетной мощности, т. е. предусмотреть возможность увеличения мощности подстанции без существенных переделов /1/.

4 Токи короткого замыкания

4.1 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов необходимо знать токи короткого замыкания. При этом достаточно уметь определять ток трехфазного короткого замыкания в месте повреждения, а в некоторых случаях – распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. При расчете определяют периодическую составляющую тока короткого замыкания для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. Для решения большинства практических задач расчет ведут с рядом упрощений /8/.

Расчет токов при трехфазном коротком замыкании производят в следующем порядке:

1) Для рассматриваемой установки составляют расчетную схему; Расчетная схема - это однолинейная схема электроустановки с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на значение тока короткого замыкания и поэтому должны учитываться при выполнении расчетов. Расчетная схема установки должна отражать нормальный режим работы. На расчетной схеме (рисунок 4.1 и 4.2) намечают расчетные точки короткого замыкания - так, чтобы аппараты и проводники попадали в наиболее тяжелые условия работы. Исключением являются аппараты в цепи присоединений с реактором, выбираемые по току короткого замыкания за реактором.

В приведенных схемах предусмотрена отдельная работа трансформаторов по низкой стороне.

2) По расчетной схеме составляют схему замещения, заменяя электромагнитные связи электрическими, источники вводят в схему замещения как ЭДС и сопротивления, остальные элементы – как сопротивления. Расчет токов короткого замыкания можно вести как в именованных, так и в относительных единицах. В сетях и установках напряжением до 1000 В обычно расчет производят в именованных единицах. В установках напряжением свыше 1000 В принято все сопротивления короткозамкнутой цепи приводить к базисным условиям и выражать в относительных единицах. Предварительно принимают базисную мощность S_{δ} (100 или 1000 МВА). За базисное напряжение принимают среднее номинальное напряжение ($U_{\delta} = U_{cp}$) той ступени, на которой предполагается короткое замыкание, согласно следующей шкале: 6.3; 10.5; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770 кВ. Таким образом, для каждой точки короткого замыкания будут свои базисные напряжения U_{δ} и токи I_{δ} :

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (4.1)$$

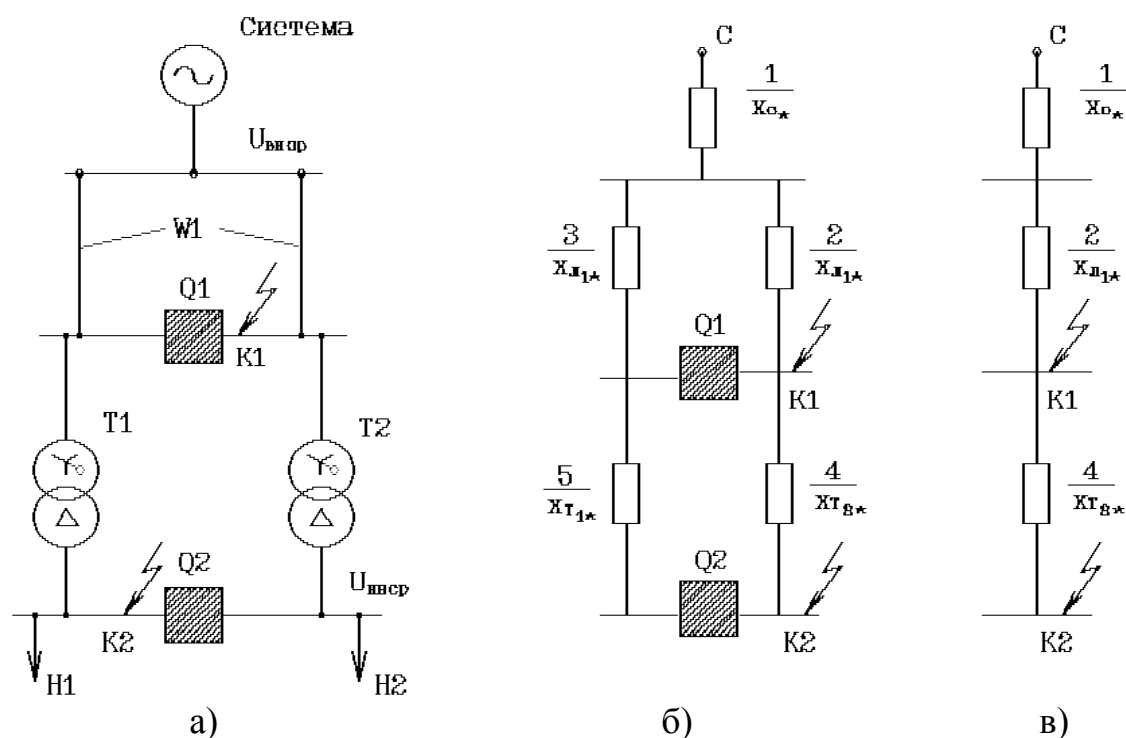


Рисунок 4.1 - Расчетная схема (а) и схемы замещения (б) и (в) для тупиковой или отпаечной подстанции.

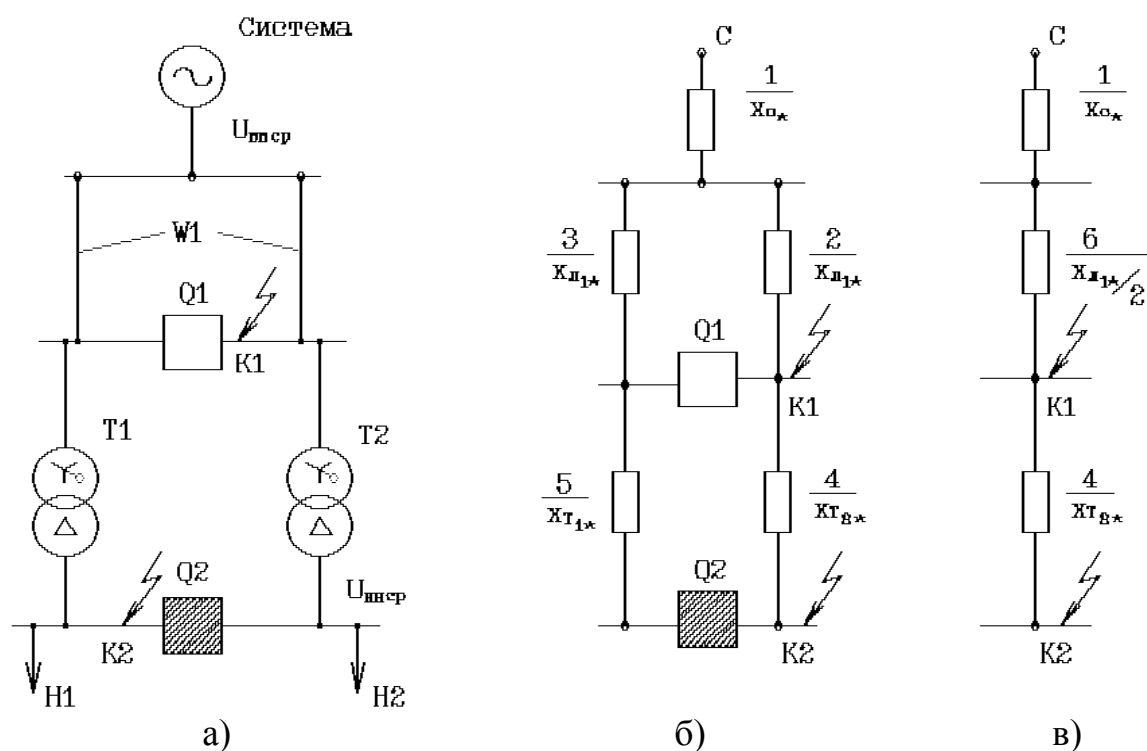


Рисунок 4.2 - Расчетная схема (а) и схемы замещения (б) и (в) для транзитной подстанции

Формулы для определения сопротивлений основных элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах при базисных условиях приведены ниже в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

Элементы электроустановки	Каталожные данные	Сопротивления	
		Именованные единицы	Относительные единицы
генератор	$x''_{*d(n)}$ S_n	$x_2 = x''_{*d(n)} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_n}$	$x_2 = x''_{*d(n)} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}$
энергосистема	S_k	$x_c = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_k}$	$x_{*c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k}$
	$I_{н.отк}$	$x_c = \frac{U_{\bar{o}}^2}{\sqrt{3} \cdot U_{срн} \cdot I_{н.отк}}$	$x_{*c} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{срн} \cdot I_{н.отк}}$
	$x_{*c(n)}$ $S_{ин}$	$x_c = x_{*c(n)} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ин}}$	$x_{*c} = x_{*c(n)} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ин}}$
трансформатор	$U_{к\%}$ S_n	$x_m = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_n}$	$x_{*m} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}$
реактор	$x_{p\%}$ I_n	$x_p = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot I_n} \cdot \frac{U_n}{U_{\bar{o}}}$	$x_p = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{I_{\bar{o}}}{I_n} \cdot \frac{U_n}{U_{\bar{o}}}$
линии электропередачи	$x_{нл}$ l $U_{л}$	$x_{л} = x_{нл} \cdot l \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{U_{лср}^2}$	$x_{*л} = x_{нл} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{лср}^2}$
обобщенная нагрузка	S_n $x''_{*он(n)}$	$x''_{он} = \frac{x''_{*он(n)} \cdot U_{\bar{o}}^2}{S_n}$	$x''_{*он} = \frac{x''_{*он(n)} \cdot S_{\bar{o}}}{S_n}$

где S_n ; I_n ; $x''_{*d(n)}$ – номинальные параметры элементов схемы (генератора, трансформатора, системы и т. д.), МВА; кА;

$S_{\bar{o}}$ – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания энергосистемы, МВА;

$I_{н.отк}$ – номинальный ток отключения выключателя, присоединенного к шинам энергосистемы;

$U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора /9, 10/;

U_n – среднее номинальное напряжение в месте установки данного элемента, кВ;

$x_{нл}$ – погонное индуктивное сопротивление линии Ом/км;

l – длина линии, км.

Для трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов напряжения короткого замыкания, приведенные к номинальной мощности трансфор-

матора или автотрансформатора, даны для каждой пары обмоток: $U_{кв-н}$, $U_{кв-с}$, $U_{кс-н}$ (в процентах). Схемы замещения таких трансформаторов (а также трансформаторов с расщепленными обмотками) и формулы для расчета сопротивлений каждой обмотки приведены в таблице 4.2.

Значения сопротивлений, найденные по формулам таблиц 4.1 и 4.2 указываются в схеме замещения в виде дроби, в числителе которой порядковый номер элемента, в знаменателе – его величина (в относительных или именованных единицах).

Таблица 4.2 - Определение сопротивлений обмоток силовых трансформаторов

Вид трансформатора	Исходная схема	Схема замещения	Расчетные выражения
Двухобмоточный трансформатор			$x_{m\%} = U_{кв-н\%}$
Трехобмоточный трансформатор, автотрансформатор			$x_{m\%} = 0.5 (U_{кв-н\%} + U_{кв-с\%} - U_{кс-н\%})$ $x_{m\%} = 0.5 (U_{кв-с\%} + U_{кс-н\%} - U_{кв-н\%})$ $x_{m\%} = 0.5 (U_{кв-н\%} + U_{кс-н\%} - U_{кв-с\%})$
Трехобмоточный трансформатор с обмоткой низкого напряжения, расщепленной на две ветви			<p>а)</p> $x_{m\%} = 0.125 U_{кв-н\%}$ $x_{m\%} = x_{m\%} = 1.75 U_{кв-н\%}$ <p>б)</p> $x_{m\%} = U_{кв-н\%} - 0.5 U_{кн1-н2\%}$ $x_{m\%} = x_{m\%} = U_{кн1-н2\%}$ $U_{кн1-н2\%}$ задается в каталогах относительно $S_{H1} = S_{H2} = 0.5 S_H$
Группа двухобмоточных трансформаторов с обмоткой низкого напряжения, расщепленной на две ветви			$x_{m\%} = 0$ $x_{m1\%} = x_{m2\%} = 2 U_{кв-н\%}$

3) Путем постепенного преобразования (трансконфигурации) приводят схему замещения к простому виду – так, чтобы каждый источник питания или группа источников с эквивалентной ЭДС E_* , были связаны с точкой короткого

замыкания одним сопротивлением $X_{*рез}$ (рисунок 4.3).

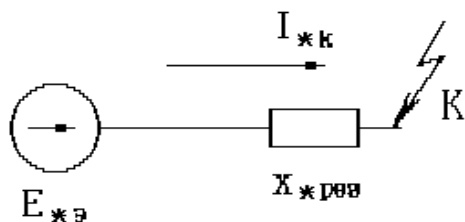


Рисунок 4.3 - Результирующая схема замещения

Преобразование (свертывание) схемы выполняется в направлении от источника питания к месту короткого замыкания. При этом используются известные правила последовательного и параллельного сложения сопротивлений, преобразование звезды сопротивлений в треугольник и обратно, метод расщепления схем и т. п. (подробнее см. /8, 11/).

4) Полученное в результате свертывания схемы результирующее сопротивление $X_{*рез}$ приводят к номинальной мощности источника, определяют $X_{*расч}$

$$X_{*расч} = X_{*рез} \frac{S_{нс}}{S_{\delta}}, \quad (4.2)$$

где $S_{нс}$ – номинальная мощность источника питания (системы), принимается равной мощности короткого замыкания на шинах этой системы, $S_{нс}'' = S_{нс} = I_{нс}'' \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ср.н}$ (в зависимости от задания).

Можно также принять, что $S_{нс} = S_{\delta}$, тогда $X_{*расч} = X_{*рез}$.

5) По расчетным кривым /8, 10, 11/ для интересующего момента времени t определяют периодическую слагающую тока при трехфазном коротком замыкании в относительных единицах, I_{*nkt} , если $0 < X_{*расч} < 3$.

6) Зная кратность тока короткого замыкания I_{*nkt} определяют ток в именованных единицах I_{nkt} , кА:

$$I_{nkt} = I_{*nkt} \cdot I_{н\Sigma}^{\circ}, \quad (4.3)$$

где $I_{н\Sigma}^{\circ}$ – суммарный номинальный ток источника, приведенный к той ступени напряжения $U_{ср.н \delta}$, на которой рассчитывается ток к.з., равный:

$$I_{н\Sigma}^{\circ} = \frac{S_{н\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.н.б}}, \quad (4.4)$$

где $S_{н\Sigma}$ – суммарная мощность источников, питающих точку короткого замыкания.

Если $X_{*расч} < 0,6$, то для времени $t = \infty$ следует определять ток при двух-

фазном коротком замыкании, $I^{(2)}_{n\infty}$ (подробно в /8/). При этом принимают, что $X_{\Sigma 1} \approx X_{\Sigma 2}$ (т. е. суммарные сопротивления схем прямой и обратной последовательности одинаковы). Ток прямой последовательности, $I^{(2)*}_{KA1t}$, для особой фазы находится либо по кривым (для $X^{(2)*}_{расч} = 2 X^*_{расч1}$), либо аналитически:

$$I^{(2)*}_{KA1\infty} = \frac{1}{2 \cdot X^*_{расч1}}. \quad (4.5)$$

В именованных единицах ток поврежденной фазы при двухфазном коротком замыкании

$$I^{(2)}_{K\infty} = \sqrt{3} \cdot I^{(2)*}_{KA1\infty} \cdot I_{n\Sigma}. \quad (4.6)$$

Если $X^*_{расч} > 3$, то расчет по кривым вообще невозможен, периодическая слагающая тока короткого замыкания в любой момент времени постоянна и определяется аналитически как для системы бесконечной мощности

$$I_{nk0} = I_{nk\tau} = \frac{I_{n\Sigma}}{X^*_{расч}} = \frac{I_{\bar{b}}}{X^*_{рез}} = const. \quad (4.7)$$

Для проверки аппаратов на динамическую устойчивость определяют ударный ток короткого замыкания $i_{y\partial}$, который обычно имеет место через 0,01 секунды после начала короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\partial}, \quad (4.8)$$

где I_{n0} – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания T_a .

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}, \quad (4.9)$$

где T_a - постоянная времени равна

$$T_a = \frac{L_k}{R_k},$$

где L_k – индуктивность схемы $L_k = \frac{X_k}{\omega}$.

Для конкретной схемы

$$T_a = \frac{X_{рез}}{R_{рез}}, \quad (4.10)$$

где $X_{рез}$ и $R_{рез}$ – соответственно индуктивное и активное результирующие сопротивления схемы.

Значения T_a и $K_{уд}$ могут быть взяты из таблицы 4.3

Ударный коэффициент может быть определен также из графика /11/, если известно T_a .

Для выбора коммутационной аппаратуры, кроме того, необходимо иметь значения периодической и аperiodической составляющих тока короткого замыкания для расчетного момента времени τ .

Расчетное время τ , для которого требуется определить токи короткого замыкания, зависит от места к. з. и вычисляется как:

$$\tau = t_{pc} + t_{св} + n \cdot \Delta t, \quad (4.11)$$

где t_{pc} – время срабатывания релейной защиты (не более 0,1 с);

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя (по каталогу). Для современных выключателей оно не превышает 0,1 с;

n – количество ступеней селективности;

Δt – продолжительность ступени селективности (0,3 – 0,5 с)

Так для ячейки отходящих линий это время $\tau = t_{pc} + t_{св} + 0 \cdot \Delta t$; для ячейки секционного выключателя - $\tau = t_{pc} + t_{св} + 1 \cdot \Delta t$; для ячейки ввода - $\tau = t_{pc} + t_{св} + 2 \cdot \Delta t$ и т.д.

Таблица 4.3 - Средние значения отношения X/R , ударного коэффициента $K_{уд}$ и постоянной времени T_a для характерных ветвей, примыкающих к точке короткого замыкания

Наименование ветви или место К. З.	X/R	$K_{уд}$	T_a , с
Ветвь генератор – трансформатор	30-50	1,9-1,95	0,1-0,2
Ветвь асинхронного двигателя	6,3	1,6	0,02
К.З. за линейным реактором на эл. станции	30	1,9	0,1
К.З. за линейным реактором на подстанции	18-20	1,85	0,06
К.З. за кабельной линией 6–10 кВ	3	1,4	0,01
К.З. за трансформатором $S_n = 1000$ кВА	6,3	1,6	0,02
К.З. на присоединении РУ ВН подстанции	15	1,8	0,05
К.З. на присоединении НН подстанции	20	1,85	0,06

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания определяется:

$$i_{a\tau} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.12)$$

а при условии максимального значения:

$$i_{a\tau} = I_{nm\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \sqrt{2} \cdot I_{nk0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.13)$$

Для ускорения расчетов значение $e^{-\frac{\tau}{T_a}}$, целесообразно определять по кривым /11/ при известных величинах τ и T_a .

Для проверки проводников на термическую стойкость при коротком замыкании пользуются понятием теплового импульса B_k , характеризующего количество теплоты, выделившейся в проводнике (иногда его называют импульсом квадратичного тока короткого замыкания).

$$B_k = I_{nk\tau}^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (4.14)$$

где $I_{nk\tau}$ – значение периодической составляющей тока короткого замыкания при $t = \tau$;

τ – время действия релейной защиты, определяемое по формуле 4.11;

T_a – постоянная времени цепи короткого замыкания, определяемая по выражению 4.10 или по таблице 4.3.

Этот импульс учитывает как периодическую, так и аperiodическую составляющую тока короткого замыкания, при этом значение B_k несколько завышено.

Для облегчения выбора аппаратуры и уменьшения объема расчетно-пояснительной записки результаты расчетов токов короткого замыкания рекомендуется свести в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 - Сводная таблица расчета токов короткого замыкания

Номер расчетной точки и расположение на схеме подстанции	$I_{n0}^{(3)}$, кА	$I_{n\infty}^{(3)}$, кА	$I_{n\infty}^{(2)}$, кА	$I_{n\tau}^{(3)}$, кА	$i_{y\partial}^{(3)}$, кА	S_k , МВА	τ , с	B_k , кА ² ·с
точка k_1								
точка k_2 (для ячейки ввода)								
ячейка секционного выключателя								
ячейка отходящих линий								

Примечание - Точки короткого замыкания см. на расчетной схеме рисунки 4.1, 4.2.

4.2 Меры и средства ограничения токов короткого замыкания

В течение последних десятилетий токи короткого замыкания в электрических системах сильно увеличиваются вследствие увеличения мощности станций и развития сетей. Применение электрооборудования и кабелей, рассчитанных на большие токи короткого замыкания, приводит к значительному увеличению затрат на сооружение электроустановок и их сетей. В некоторых случаях токи короткого замыкания могут быть настолько велики, что вообще оказывается невозможным выбор электрооборудования и кабелей, устойчивых при коротких замыканиях.

Поэтому в электроустановках применяют искусственные меры ограничения токов короткого замыкания, чем обеспечивается возможность применения более дешевого электрооборудования.

В общем случае ограничение токов короткого замыкания достигается увеличением сопротивления цепи короткого замыкания. Для этого используют:

- 1) раздельную работу понижающих трансформаторов и линий питающей сети;
- 2) применение трансформаторов с расщепленными обмотками;
- 3) включение последовательно в три фазы сопротивлений – активных или индуктивных (реакторов);
- 4) применение системы с эффективно заземленной нейтралью в установках 110 кВ для ограничения токов однофазного короткого замыкания.

Для этой цели часть нейтралей трансформаторов разземляют. В нейтральных трансформаторов предусматривается аппарат – заземлитель нейтрали ЗОН (рисунок 4.4), который может включаться и отключаться обслуживающим персоналом по команде центрального диспетчера.

В приведенной схеме предусматривается также установка разрядника, который в режиме разземления нейтрали защищает ее как от коммутационных, так и от атмосферных перенапряжений.

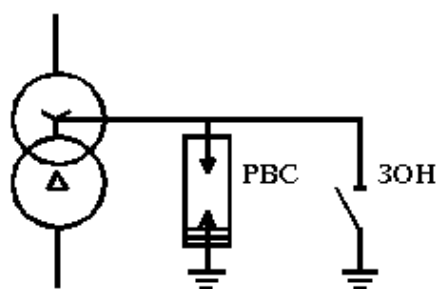


Рисунок 4.4 – Включение заземлителя нейтрали

5 Выбор и проверка оборудования на стороне 110–35 кВ подстанции

5.1 Выбор шин

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, обладающие малым удельным сопротивлением и хорошей механической прочностью.

1) Сечение F , мм² питающей линии (при напряжении 220 кВ и ниже) выбирается по экономической плотности тока:

$$F_{э} = \frac{I_{раб}}{j_{э}}, \quad (5.1)$$

где $I_{раб}$ – рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции, А;
 $j_{э}$ – экономическая плотность тока, определяемая материалом проводника, конструкцией сети, числом часов использования максимальной нагрузки, T_m , и т.д., А/мм² /5/.

Рабочий ток определяется:

$$I_{раб} = \frac{S'_{max}}{2\sqrt{3} \cdot U_{вн}}, \quad (5.2)$$

где S'_{max} – максимальная мощность подстанции, МВА, с учетом компенсирующих устройств;

$U_{вн}$ – напряжение подстанции с высокой стороны, кВ.

Для транзитной подстанции:

$$I_{раб} = \frac{S'_{max} + S_{транз}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}, \quad (5.3)$$

где $S_{транз}$ – мощность транзита, указанная в задании, МВА.

На ответвлениях к трансформаторам рабочий ток определяется по выражению 5.2.

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного значения, но при этом необходимо помнить, что по условиям короны минимальные сечения, рекомендуемые /6/, таковы:

$$\begin{aligned} 70 \text{ мм}^2 & \text{ при } U_{вн} = 110 \text{ кВ,} \\ 120 \text{ мм}^2 & \text{ при } U_{вн} = 150 \text{ кВ,} \\ 240 \text{ мм}^2 & \text{ при } U_{вн} = 220 \text{ кВ,} \end{aligned}$$

2) Выбранное сечение необходимо проверить по нагреву в аварийном режиме, когда одна из цепей отключена:

$$I_{\text{дл доп}} > I_{\text{ав}}, \quad (5.4)$$

где $I_{\text{дл доп}}$ – длительно допустимый ток для выбранного сечения линии, А
(из справочной литературы);

$I_{\text{ав}}$ – аварийный ток, А.

Аварийный ток приближенно определяется по формуле:

$$I_{\text{ав}} = 2 I_{\text{раб}} \quad (5.5)$$

или более точно по одной из следующих формул:

$$I_{\text{ав}} = \frac{S'_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot k_2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (5.7)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

k_2 – коэффициент аварийной перегрузки.

Если условие 5.4 не выполняется, следует увеличить сечение провода.

3) многопроволочные провода и трубчатые шины напряжением 35 кВ и выше, выбранные по экономической плотности тока и проверенные по нагреву в аварийном режиме, дополнительно должны быть проверены на коронирование, поскольку на подстанции расстояние между проводами значительно меньше, чем на линии.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, $E_{0\text{кр}}$, кВ/см:

$$E_{0\text{кр}} = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (5.8)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода
(для многопроволочных проводов $m = 0.82$);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля E около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (5.9)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см;

при горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1.26 D$ (D - расстояние между соседними фазами, см);

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7% больше величины, определенной по (5.8). Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля E_{max} у поверхности любого провода не более $0.9 E_{0кр}$, то есть должно выполняться условие:

$$E_{max} = 1,07 E < 0,9 E_{0кр} . \quad (5.10)$$

Если условие (5.10) не выполняется, то следует увеличить расстояние между фазами D или радиус провода r_0 .

4) Выбранные провода должны быть проверены по ветровым нагрузкам и нагрузкам по гололеду в соответствии с ПУЭ.

5) На термическое и электродинамическое действия токов короткого замыкания проверяют гибкие шины РУ при $I_{no}^{(3)} > 20$ кА и провода ВЛ при $i_y^{(n)} > 50$ кА /5/.

В качестве расчетного тока при этом принимают ток при двухфазном коротком замыкании:

$$I_{no}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)} , \quad (5.11)$$

5.2 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

5.2.1 Выбор опорных изоляторов

1) по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (5.12)$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп} , \quad (5.13)$$

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

$$F_{доп} = 0.6 F_{разр} , \quad (5.14)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб /9, 10, 11/.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила $F_{расч}$, Н, определяется:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^{(3)2} \cdot l}{a} \cdot k_h, \quad (5.15)$$

где $i_{уд}^{(3)}$ – ударный ток при трехфазном коротком замыкании, А;
 l – длина пролета между опорными изоляторами, м /11/;
 a – расстояние между фазами, м /11/;
 k_h – поправочный коэффициент на высоту шины.
 Если шина расположена на ребро, то k_h определяется:

$$k_h = \frac{H}{H_{из}}, \quad (5.16)$$

где $H_{из}$ – высота изолятора;
 H – определяется исходя из размеров изолятора (рисунок 5.1)

$$H = H_{из} + b + h/2. \quad (5.17)$$

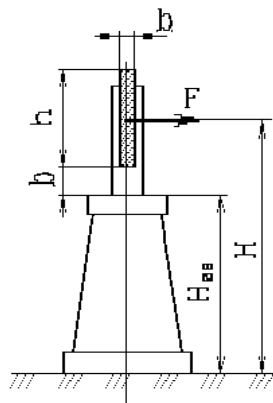


Рисунок 5.1 - К определению величины H

5.2.2 Выбор проходных изоляторов

- 1) по напряжению (формула 5.12);
- 2) по номинальному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (5.18)$$

где I_{max} – максимальный рабочий ток, проходящий через изолятор;
 $I_{ном}$ – номинальный ток изолятора (по справочным данным).

- 3) по допустимой нагрузке (формула 5.13).

Для проходных изоляторов расчетная сила $F_{расч}$, H :

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^{(3)2} \cdot l}{a}, \quad (5.19)$$

5.2.3 Выбор подвесных изоляторов

Подвесные изоляторы выбираются в зависимости от напряжения. В ОРУ для крепления гибких проводов применяются подвесные и натяжные гирлянды. Количество изоляторов в подвесной гирлянде зависит от номинального напряжения подстанции и условий окружающей среды. На механическую прочность подвесные изоляторы на высокой стороне можно не проверять, так как расстояния между фазами принимаются большими и при выборе количества изоляторов в гирлянде механические нагрузки уже учтены (вес провода, ветер, гололед и т. д.). Для установок нормального типа применяют: 35 кВ – 3 - 4 изолятора в гирлянде; 110 кВ – 6 - 7; 220 кВ – 13 - 14. В натяжной гирлянде количество изоляторов увеличивается на один. При значительном загрязнении атмосферы гирлянду увеличивают на 1 - 2 изолятора или применяют гирлянды из подвесных изоляторов специальной конструкции с более развитой поверхностью. Иногда подвесные изоляторы применяют и в открытых установках напряжением 6-20 кВ. В этом случае достаточно одного изолятора.

5.3 Выбор и проверка высоковольтного выключателя

Выключатели выше 1000 В, предназначенные для включения и отключения электрических цепей высокого напряжения под нагрузкой, а также для отключения их при коротких замыканиях должны обладать достаточной отключающей способностью, возможно меньшим временем действия, высокой надежностью в работе. Они должны быть взрыво- и пожаробезопасны, просты по конструкции и удобны в эксплуатации, размеры, вес и стоимость их должны быть минимальными.

Наиболее распространенными и наиболее разнообразными по конструктивному выполнению являются масляные выключатели.

Выключатели выбирают по:

- 1) назначению и роду установки;
- 2) по конструктивному исполнению (с большим объемом масла, с малым объемом масла, воздушные и так далее);
- 3) по номинальному напряжению установки:

$$U_{с ном} \leq U_{ном} , \quad (5.20)$$

где $U_{с ном}$ - номинальное напряжение установки.

- 4) по длительному току:

$$I_{расч} \leq I_{ном} , \quad (5.21)$$

где $I_{расч}$ - расчетный ток, выбирается из наиболее неблагоприятного эксплуатационного режима;

- 5) по отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{np.c} , \quad (5.22)$$

где $I_{np.c}$ - предельный сквозной ток (действующее значение периодической составляющей).

Выключатели необходимо проверять на:

1) электродинамическую стойкость:

$$i_{y\delta} \leq i_{np.c} , \quad (5.23)$$

где $i_{np.c}$ - номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока).

2) термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{np.\tau}^2 \cdot t_\tau , \quad (5.24)$$

где B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания по расчету;

$I_{np.\tau}$ - предельный ток термической стойкости по каталогу;

t_τ - длительность протекания этого тока.

Приводы к выключателям выбирают по каталогам на выключатели, в которых заводы-изготовители дают указания о рекомендуемых типах приводов. Необходимо учитывать достоинства и недостатки различных типов приводов, а также род тока и мощность оперативного тока, который предполагается использовать для питания приводов.

5.4 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Разъединитель - это 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. При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединители могут быть внутренней и наружной установок. Заземляющие ножи могут быть расположены со стороны шарнирного или разъемного контакта или с обеих сторон. Заземляющие ножи имеют механическую блокировку, не разрешающую включать их при включенных главных ножах.

Включение и отключение разъединителей осуществляется электродвигательным приводом (ПДВ), позволяющим произвести эти операции дистанционно. Для управления заземляющими ножами используются ручные рычажные приводы (ПР, ПЧ).

Отделитель внешне не отличается от разъединителя, но у него для отключения имеется пружинный привод, который позволяет отключать отделитель

автоматически. Включение отделителей производится вручную. Отделители, также как и разъединители, могут иметь заземляющие ножи с одной или двух сторон.

Короткозамыкатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электрической цепи. Короткозамыкатели применяются в упрощенных схемах подстанций для того, чтобы обеспечить надежное отключение поврежденного трансформатора после создания искусственного короткого замыкания действием релейной защиты питающей линии. В установках 35 кВ применяют два полюса короткозамыкателя, при срабатывании которых создается искусственное двухфазное короткое замыкание. В установках с заземленной нейтралью (110 кВ и выше) применяется один полюс короткозамыкателя.

Выбор разъединителей и отделителей производится: по напряжению установки, по току (формулы 5.20, 5.21), по конструкции и роду установки. Их проверяют по электродинамической и термической стойкости (формулы 5.23, 5.24). При проверке по электродинамической стойкости ударный ток, $i_{y\delta}$, определяется:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{no}^{(n)}, \quad (5.25)$$

где $I_{no}^{(n)}$ - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания для расчетного вида к.з.

При проверке на термическую стойкость тепловой импульс B_k определяется по выражению (4.13).

Короткозамыкатели выбираются по тем же условиям, но без проверки по току нагрузки. Результаты расчетов по выбору высоковольтных аппаратов для удобства необходимо свести в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 - Таблица по выбору высоковольтных аппаратов

Условия выбора	Расчетные данные сети	Каталожные данные		
		Выключатели	Отделители, разъединители, ЗОН	Короткозамыкатели
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{ном}$	$U_{ном}$
$I_{расч} \leq I_{ном}$	$I_{расч}$	$I_{ном}$	$I_{ном}$	-
$I_{no} \leq I_{нр.с}$	I_{no}	$I_{нр.с}$	-	-
$i_{y\delta} \leq i_{нр.с}$	$i_{y\delta}$	$i_{нр.с}$	$i_{нр.с}$	$i_{нр.с}$
$I_{н\tau} \leq I_{откл.ном}$	$I_{н\tau}$	$I_{откл.ном}$	-	-
$B_k \leq I_{нр.\tau}^2 \cdot t_\tau$	B_k	$I_{нр.\tau}^2 \cdot t_\tau$	$I_{нр.\tau}^2 \cdot t_\tau$	$I_{нр.\tau}^2 \cdot t_\tau$

5.5 Выбор аппаратов в нейтрали трансформатора

Как указывалось выше (раздел 4.1), в установках 110 кВ в нейтрали трансформатора предусматривается заземлитель нейтрали ЗОН-110, который выбирается по тем же показателям, что и разъединитель. Кроме заземлителя нейтрали ЗОН-110 в нейтрали трансформатора устанавливается разрядник, предназначенный для защиты нейтрали от коммутационных и атмосферных перенапряжений. Разрядники должны быть выбраны на то напряжение, на которое выполнена изоляция нейтрали трансформатора. Подробнее выбор разрядников приведен в разделе 7.5.

5.6 Выбор измерительных трансформаторов

На подстанциях, выполненных по упрощенным схемам без сборных шин на высокой стороне, обычно не предусматривается установка контрольно-измерительных приборов на стороне высокого напряжения /11/, поэтому нет необходимости в трансформаторах напряжения и тока, за исключением трансформаторов тока, встроенных во вводы силовых трансформаторов и масляных выключателей (если таковые имеются). Такие трансформаторы тока (ТВТ или ТВД) идут в комплекте с основным аппаратом и предназначены лишь для цепей релейной защиты. Выбор их сводится к выбору тока первичной обмотки, ближайшего к расчетному току:

$$I_{1ном} \geq I_{расч} , \quad (5.26)$$

где $I_{1ном}$ - номинальный ток первичной обмотки встроенного трансформатора тока;

$I_{расч}$ - расчетный ток в цепи силового трансформатора.

Номинальные токи первичной обмотки трансформаторов тока указываются в каталогах на силовые трансформаторы или масляные выключатели, расчетный ток определяется по одной из формул (5.2, 5.3) в зависимости от места расположения аппарата в схеме.

6 Выбор и проверка оборудования на стороне 6-10 кВ подстанции

6.1 Выбор типа и конструкции распределительного устройства на напряжение 6-10кВ

6.1.1 Основные положения

Исходя из выбранной ранее главной схемы электрических соединений подстанции, предварительно следует выбрать конструкцию РУ для последующей связи с ней выбираемых электрических аппаратов, токоведущих частей и их расположения.

Сводные рекомендации по выбору типа конструкции РУ представлены в таблице 6.1. На напряжение 35 кВ и выше, как правило, выполняется открытое распределительное устройство (ОРУ). При повышенной влажности и агрессивности окружающей среды выполняется закрытое РУ- ЗРУ. Однако стоимость ЗРУ обычно на 10 - 25 % выше стоимости соответствующих ОРУ.

Таблица 6.1 - Рекомендации по выбору конструкции РУ

$U_{ном}$, кВ	6-10 (35)		6-10	35		35-220
Внешние условия	Любые			Нормальные		Стесненная площадка, тяжелые условия внешней среды
Электрическая схема	Одна система сборных шин	Две системы шин без реакторов	Одна система сборных шин с реакторами	Две системы сборных шин с реакторами	Любая	Одна или две системы сборных шин с обходной
Тип конструкции	КРУ КРУН СБРУ	ЭРУ	ЗРУ шкафы КРУ, СБРУ, КРУН	ЗРУ, шкафы КРУ для линейных выключателей	ОРУ	ЗРУ, КРУЭ

Если невозможно выполнить ЗРУ, то применяется специальное защищенное оборудование. В последнее время широкое распространение получили комплектные ячейки как внутренней, так и наружной установок. (Подробнее см. /11, 17/ и др.)

6.1.2 Комплектные РУ 6 - 35 кВ наружной установки

Шкафы КРУН рассчитаны на эксплуатацию в районах с умеренным климатом, по устойчивости к внешним воздействиям должны быть пригодны для работы в условиях гололеда при толщине льда до 20 мм и при скорости ветра до 15 м/с.

Шкафы КРУН (таблица 6.2.) применяют, как правило, для комплектования РУ подстанций энергосистем, а также в составе КТП 35/6-110/6-10, 110/35/6-10, 220/6-10 и др.

Таблица 6.2 - Технические данные шкафов КРУН

Параметр или аппарат	Технические данные КРУН							
	К-47	К-33М	К-VIy,	К-44	КРУН-	К-34	КРН-10VI	КРН-III-I
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номинальное напряжение (линейное), кВ	6, 10	10	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10
Номинальный ток, А шкафа	530, 1000, 1600	3200	630, 1000, 1500	630, 1000, 1600	630, 1000, 1600	400, 630	630	400, 630
сборных шин	1000, 1600, 3200	2000, 3200	630, 1000, 1500	1000, 1600, 2000	630, 1000, 1600	400, 630	630	400, 630
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	51, 81	80		52		25	51	51
Номинальный ток отключения выключателей, кА	50, 31,5	31.5		20		10	20	20
Номинальный ток термической стойкости для промежутка времени 4с, кА	20	31.5		20	20	10	20	20
Выключатель	ВК-10 ВКЭ-10	ВМПЭ-10		ВМПП-10	ВМПП-10 ВКЭ-10	ВММ-10/400 ВММ-10/630	ВМГ-10 ВМГП-10 ВМП-10	ВМГ-10 ВМП-10К

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Привод	Встроенный Пружинный и электромагнитный	Встроенный электромагнитный	Встроенный пружинный и электромагнитный	Встроенный Пружинный и электромагнитный	Встроенный пружинный и электромагнитный	Встроенный пружинный	ПП-67 К ППВ-10	ПП-57 К
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2	ТППЛ	ТВЛМ-10 ТЛМ-10-1 ТПЛ-10	ТЛМ-10-2	ТВЛМ-10 ТЛМ-10-1 ТПЛ-10	ТВЛМ-10 ТЛМ-10	ТПЛМ-10 ТПЛ-10 ТПОЛ-10	ТЛМ-10-2
Трансформатор напряжения	ЭНОЛ-09 НОЛ-08 (НТМИ, НОМ)		НТМИ НОМ	НТМИ НОМ	НТМИ НОМ	НТМИ НОМ	НТМИ	НТМИ
Максимальное число и сечение силовых кабелей, мм ²	3(3x240)		3(3x240)	2(3x240)	3(3x240)	2(3x240)	3x240	2(3x240)
Размеры шкафа, мм								
ширина,	750, 1350	1350	1000	900, 1350	750, 1350	1350	1000	900, 1350
длина,	1250, 3500	1600, 3500	1800	1600, 4420	1250, 3500	1600, 3500	1800	1600, 4420
высота	2200	2400, 3300	2450	2400, 3400	2200	2400, 3300	2450	2400, 3400

6.1.3 Комплектные РУ 6 - 10 кВ внутренней установки

Закрытое исполнение РУ выполняется там, где воздух может содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающе действующие на оборудование и шины. КРУ предназначены для эксплуатации в климатических районах с умеренным климатом, в помещениях с естественной вентиляцией, в помещениях с искусственным климатом.

Нижнее значение температуры окружающего воздуха принято – 25 С. Наиболее надежной и удобной в эксплуатации конструкцией является КРУ с наличием выдвижных элементов, так как они обеспечивают удобство обслуживания и ремонта, в необходимых случаях позволяют производить замену поврежденных выдвижных элементов.

Существуют КРУ (таблица 6.3) с масляными и магнитными выключателями. Наиболее широко применяются шкафы КРУ с малообъемными выключателями - ВМПЭ-10 со встроенным электромагнитным приводом на постоянном оперативном токе; ВМПП-10 со встроенным пружинным приводом на переменном оперативном токе.

Таблица 6.3 - Технические данные КРУ

Параметр или аппарат	Технические данные КРУ										
	К-ХП	К-XXVI	КХХVII	КРУ2-10--2043	КРУ2-10-20 ТЗ	КР-10/31.5	КМ-10У3	К-Х, К-XXI	К-XXIV	КРУ2-10Э/Э-125, КРУ2-10Э/Э-20	КЭ-10/20, КЭ-10/31,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Номинальный ток шкафа, А	630, 1000, 1500	630, 1000, 1600	2000, 3200	630, 1000, 1600	630, 1000, 1250, 2000	630, 1000	630, 1000, 1600	800, 1000, 1500, 2000	3200	630, 1000	1000, 1600, 2000, 3200
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10	10	6, 10	6, 10	6. 10	10	6	6	6, 10	10
Номинальный ток сборных шин, А	1000, 1500, 2000	2000, 3200	2000, 3200	630, 1000, 1600, 2000, 2500, 3200	1000, 1250, 2000, 2500	630, 1000, 1800, 3200	1000, 1600, 1600, 3200	2000		1000, 1600, 2000	1000, 1600, 2000, 3200
Электродинамическая стойкость, кА	52	81	81	52	52	81	81	128	128	51	51, 81

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Номинальный ток отключения выключателей, кА	20	31,5	31,5	20	20	31.5	20, 31,5	40	40	12.6. 20	20, 31.5
Термическая стойкость трехсекундная, кА	20	31,5	31,5	20	20	31.5	20, 31,5	40	40	20	20, 31.5
Выключатель	ВМП-10К ВМПЭ-10 ВМПП-10 ПЭ-11	ВМПЭ-10 ВМПП-10	ВМПЭ-10	В МПЭ-10	ВМПЭ-10	ВМПЭ-10	ВК--10	ВЭМ-6-2000 /40-125	вал-6-3200/40-125	ВЭМ-6Э-1000, ВЭМ-10Э-100	ВЭ-10
Привод	ПП-67 Встроенный пружинный и электромагнитный	Встроенный пружинный и электромагнитный	Встроенный пружинный и электромагнитный	Встроенный пружинный и электромагнитный	Встроенный пружинный и электромагнитный	Встроенный пружинный и электромагнитный	Встроенный пружинный	Встроенный ПЭ-11	Встроенный ПЭ-22	Встроенный ПЭГ-ТГ, ПЭГ-8	Встроенный пружинный
Трансформатор тока	ТВЛМ-10ТЛМ-10-1	ТЛМ-10-1	ТППЛ	ТПЛ-10 ТПОЛ-10 ТПШЛ	ТПЛ-10 ТППЛ-10 ТППЛ	ТПЛ-10К ТППЛ	ТЛ-10	ТЛМ-6ТППЛ-10НТМИ-6	ТППЛ-10	ТПЛ ТПОЛ	ТЛ-10

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Трансформатор напряжения	НТМИ НОМ	ЭНОЛ-09 НОЛ-08		НТМИ НОМ	НТМИ НОМ	ЭНОЛТ	-	НОМ-6 ЭНОЛТ- 6	-	-	ЗНОЛ-09 НОЛ-05
Максимальное число и сечение силовых кабелей, мм ²	4(3x240)	4(3x240)	12(3x240)	4(3x240)	6(3x240) 16(3x240)	4(2x240) 10(3x240)	-	4(3x240)	4(3x240)	4(3x240)	4(3x240)1 0(3x240)

6.1.4 Комплектные РУ-6 - 10 кВ типа КСО

Камеры КСО (таблица 6.4) - стационарные одностороннего обслуживания (без выдвижных элементов) предназначены для тех же целей, что и шкафы КРУ. Они применяются в основном на подстанциях с простыми схемами главных соединений, на которых ток короткого замыкания не превышает 20 кА, где возможно применение малообъемных масляных выключателей ВМГ-10, ВМП-10К или выключателей нагрузки. Камеры КСО дешевле шкафов КРУ выкатного исполнения и требуют меньшей затраты металла. Основным отличием камер КСО от КРУ является их открытое исполнение - сборные шины проложены открыто сверху камеры.

Таблица 6.4 - Технические данные камер КСО

Параметр или аппарат	Технические данные камер КСО		
	КСО-272	КСО-366	КВВО-2
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10	6, 10
Номинальный ток главных цепей камер, А	400, 630, 1000	200, 400	630, 1000
Номинальный ток сборных шин, А	630, 1000	200, 400	1000, 1500
Номинальный ток отключения камер, кА			
с выключателем	20	-	20
с выключателем нагрузки и предохранителями, при $U_{ном} = 6$ кВ	20		20
При $U_{ном} =$	12	10	—
Номинальный ток термической стойкости для промежутка времени 4с, кА			
с выключателем нагрузки	10	10	-
с выключателем	20	-	20

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4
Номинальный ток электродинамической стойкости камер, кА			
с выключателем	52	-	52
с выключателем нагрузки	30	30	
Выключатель	ВМГ-10 ВМП-10 ВМП-10	-	ВМП-10 ВМПЗ-10
Привод к выключателю	ПП-67 ПЭ-11 ППВ-10 Встроенный электромагнитный	-	ПП-67 ПЭ-11 Встроенный электромагнитный и пружинный
Привод к выключателю нагрузки	ПРА-17	ПРА-17	
Трансформатор тока	ТПЛ-10 ТПОЛ-10	ТПЛ-10	ТВЛМ-10
Трансформатор напряжения	НТМК, НОМ, НТМИ	НОМ, НТМИ	НОМ, НТМИ

Кроме названных серий РУ существуют КРУ целевого назначения для отдельных потребителей, например, угольных шахт, экскаваторов, нефтебуровых установок и т. д.

Подробные данные о всех видах РУ можно найти в /3, 11, 14, 17, 18, 19, 20/.

Прежде чем приступить к выбору ячеек РУ, необходимо обратить внимание на задание (промышленность), величину токов короткого замыкания, полученную в расчете, а также на типы ячеек новых серий (таблица 6.5).

Таблица 6.5 - Ячейки новых серий

Параметр или аппарат	Технические данные ячеек новых серий						
	1	КМ-104	К-47	КЭ-6	К-XXV	КВ-1	К-101
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	6	6	10	10
Номинальный ток шкафа, А	630, 1000, 1250, 2000	630, 1000	630, 1000, 1600	800, 1000, 1500, 2000	1000, 1600, 2000	630, 1000, 1600	630, 1000, 1600
Номинальный ток, А шкафа КРУ	630, 1000, 1600, 2000, 3200	630, 1000, 1600	630, 1000, 1600	1600, 2000, 3200	630, 1000, 1600, 2000, 3200	630, 1000, 1600	630, 1000, 1600
сборных шин, А	1000, 1600, 2000, 3200	2000, 3200	2000	1600, 2000, 3200	2000, 3200	1000, 1600, 2000, 3200	1000, 1600, 2000, 3200
Номинальный ток отключения выключателей, кА	20, 31.5	31,5	20, 31.5	40	40	20	20
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	51, 80	80	51, 80	128	128	52	52
Выключатель	ВМПЭ-10 ВК-10	ВК-10	ВК-10	ВЭ-6	ВЭМ-6ВК-10	ВВ-10	БВТ-10
Трансформатор тока	ТОЛ-10 ТЛШ-10	ТОЛ-10	ТОЛ-10	ТЛ-6	ПМ-5 ТЛШ-10	ТОЛ-6	ТЛМ-10

Продолжение таблицы 6.5

Параметр или аппарат	Технические данные ячеек новых серий					
	КСО-292	КСО-392	КСО-297 (297М)	КСО-386М	КСО-396	КСО-397
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10
Номинальный ток шкафа, А	400, 630, 1000, 1600	400, 630	630, 1000, 1600	630	200, 400 630	630, 1000
Номинальный ток, А шкафа КРУ	630, 1000 1600	400, 630	630, 1000, 1600	630	400, 630	630, 1000
сборных шин, А	630, 1000 1600	400, 630	630, 1000, 1600	630	400, 630	630, 1000
Номинальный ток отключения выключателей, кА	20	-	20, 31,5	-	-	-
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	20, 12	10	20, 31,5	31,5	31,5	20, 31,5
Выключатель	ВН-10 вакуумный масляный	ВН-10	ВВПЭ	ВНПБ-10 ВНП-М-10	ВНПБ-10 ВНР-10	NAL OKD
Трансформатор тока						

Продолжение таблицы 6.5

Параметр или аппарат	Технические данные ячеек новых серий			
	К-98	КР У-С-10	К-98БР (с/х)	К-59
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10
Номинальный ток шкафа, А	630, 1000, 1600	400, 630, 1000	400, 630	630, 1000, 1600
Номинальный ток, А шкафа КРУ	630, 1000, 1600	400, 630, 1000	400, 630	630, 1000, 1600
сборных шин, А	630, 1000, 1600, 2000, 3000	630, 1000	800	1000, 1600, 2000, 3150
Номинальный ток отключения выключателей, кА	20, 31,5	8, 12,5, 16, 20	20	20, 31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	51	51	51	51, 81
Выключатель	вакуумный, масляный, элегазовый	вакуумный VAA, ВВ/TEL, выключатель нагрузки ВН-10	ВБУП, ВВПЭ	ВК-10, ВКЭ-М-10, ВВЭ-М-10, ВВП-10 и др.
Трансформатор тока	-	ТПОЛ, ТОЛ, ТЛК, ТЗЛМ	-	ТЛМ, ТЛК

При выборе аппаратов с низкой стороны следует сначала выписать номенклатуру ячеек, предназначенных к установке в данном РУ в соответствии с заданием и принятой схемой электрических соединений

- а) ячейки ввода;
- б) ячейки секционирования;
- в) ячейки отходящих линий;
- г) ячейки трансформатора напряжения;
- д) ячейки трансформатора собственных нужд.

Количество этих ячеек также зависит от схемы подстанции. На каждой на секций шин необходимо предусмотреть 1-2 резервные ячейки, а также место для установки шкафа ККУ (комплектных компенсирующих устройств).

Затем для каждого типа ячеек следует выписать аппараты, поставляемые в комплекте с ней, шины, тип привода и сравнить их данные с расчетными.

Кроме того, необходимо произвести расчет шинного моста.

6.2 Выбор и проверка шинного моста

Шинный мост - это соединение трансформатора с распределительным устройством низкого напряжения (РУ НН). В качестве шинного моста могут использоваться как гибкие, так и жесткие шины, а также комплектные токопроводы. Технические данные их приведены в /10, 11/. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполюсные 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. Кроме того, коробчатые шины имеют меньший вес при одних и тех же значениях допустимого тока. Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашиваются: при переменном токе: фаза А - в желтый, фаза В - в зеленый и фаза С - в красный цвет; при постоянном токе положительная шина окрашивается в красный, отрицательная - в синий цвет.

Шинный мост выбирается по экономической плотности тока (выражение 5.1) и проверяется по длительно допустимому току (выражение 5.4).

Рабочий ток шинного моста на стороне низкого напряжения подстанции можно рассчитать двумя способами:

- 1) используя мощность подстанции с учетом КУ (S'_{\max}):

$$I_{\text{раб}} = \frac{S'_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}} \cdot 2} \quad (6.1)$$

- 2) по номинальной мощности трансформатора:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \quad (6.2)$$

Для трансформаторов с расщепленными обмотками:

$$I_{раб} = \frac{S'_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \cdot 4 \quad (6.3)$$

или

$$I_{раб} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \cdot 2 \quad (6.4)$$

В случае аварийного режима (при отключении одного из трансформаторов) ток будет определяться:

$$I_{ав} = \frac{S'_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \quad (6.5)$$

или

$$I_{ав} = \frac{S_{ном} \cdot k_2}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \quad (6.6)$$

Для трансформаторов с расщепленными обмотками:

$$I_{ав} = \frac{S'_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \cdot 2 \quad (6.7)$$

или

$$I_{ав} = \frac{S_{ном} \cdot k_2}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \cdot 2 \quad (6.8)$$

Выбранные шины проверяются на электродинамическое действие тока короткого замыкания: гибкие шины - на схлестывание при $I_{нк}^{(2)}$ не менее 20 кА и $i_{уд}$ не менее 50 кА (подробнее см. /11/), жесткие шины - на изгиб.

При механическом расчете однополюсных шин наибольшая сила (F), Н, действующая на шину средней фазы (при расположении шин в одной плоскости), определяется при трехфазном коротком замыкании по формуле:

$$F = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^{(3)2} \cdot \frac{1}{a}, \quad (6.9)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток при трехфазном коротком замыкании, А;

l - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м;
(рекомендуется $l = 1-1.5$ м);

a - расстояние между фазами, м; (рекомендуется $a = 0,6-0,8$ м);

Сила F создает изгибающий момент (M), Н·м, при расчете которого шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах,

$$M = \frac{F \cdot l}{10}. \quad (6.10)$$

Напряжение в материале шин $\sigma_{расч}$, МПа, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{F \cdot l}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{уд}^{(3)2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W}, \quad (6.11)$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы, см³, (таблица 6.6). Шины механически прочны, если выдерживается условие:

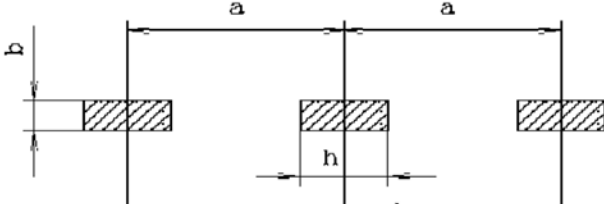
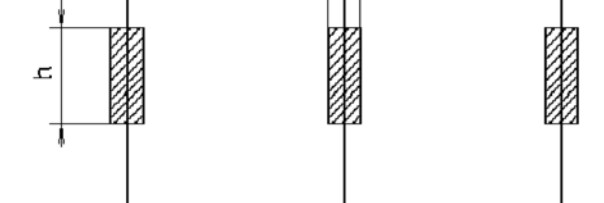
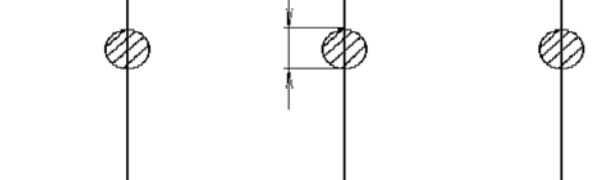

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}, \quad (6.12)$$

где $\sigma_{дон}$ - допустимое механическое напряжение в материале шины, МПа (таблица 6.7).

$$\sigma_{дон} = 0,7\sigma_{разр}, \quad (6.13)$$

где $\sigma_{разр}$ - предел прочности на разрыв материала шин, МПа.

Таблица 6.6 - Моменты сопротивления шин

Расположение шин	Момент сопротивления
	$\frac{b \cdot h^2}{6}$
	$\frac{h \cdot b^2}{6}$
	$\frac{\pi \cdot d^3}{32} \approx 0,1 \cdot d^3$
	$\frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}$

Подробнее см. /11/.

При невыполнении условия 6.12 необходимо либо уменьшить ток короткого замыкания, либо изменить взаимное расположение шин (расстояние между фазами, a , или длину пролета между изоляторами, l). Если и в этом случае условие 6.12 не выполняется, следует увеличить сечение шин (взять пакет шин из двух полос или использовать коробчатые шины). Расчет многополосных и коробчатых шин приведен в /11/.

Таблица 6.7 - Механические характеристики материала шин

Материал	Марка	Разрушающее напряжение $\sigma_{разр}$, МПа	Допустимое напряжение $\sigma_{доп}$, МПа
Алюминий	АДО	60-70	40
Алюминиевые сплавы	АД31Т	130	75
	АД31Т1	200	90
Медь	МГТ	250-300	140
Сталь	Ст 3	370-500	160

Проверка шин на термическую стойкость при коротком замыкании производится по условию:

$$\theta_k \leq \theta_{кдоп} \quad (6.14)$$

или

$$F_{\min} \leq F, \quad (6.15)$$

где θ_k - температура шин при нагреве током короткого замыкания;

$\theta_{кдоп}$ - допустимая температура нагрева шин при коротком замыкании /10, 11/, ($\theta_{кдоп}$ - 200 °С для алюминиевых шин);

F_{\min} - минимальное сечение шины по термической стоимости;

F - выбранное сечение шин.

θ_k определяется по кривой $\theta_k = \varphi(A_k)$ /9, 11, 12/, в зависимости от величины A_k

$$A_k = A_n + \frac{B_k}{F^2}, \quad (6.16)$$

где A_k – квадратичная плотность тока, $A^2 \cdot c/mm^4$, характеризует тепловое состояние проводника к концу короткого замыкания;

A_n - то же к моменту начала короткого замыкания;

B_k - тепловой импульс (определяется по таблице 4.4).

θ_n определяется по указанной выше кривой в зависимости от температуры выбранной шины в предшествующем режиме работы:

$$\theta_n = \theta_0 + (\theta_{доп} - \theta_{ном}) \cdot \left(\frac{I_{раб\ max}}{I_{доп}} \right)^2, \quad (6.17)$$

где θ_0 - температура окружающей среды;

$\theta_{доп}$ - длительно допустимая температура проводника ($\theta_{доп} = 70$ °С для алюминиевых шин);

$\theta_{ном}$ - номинальная температура окружающей среды, (согласно /5/ $\theta_{ном} = 25$ °С для воздуха, 15 °С для земли и воды);

$I_{раб\ max}$ - максимальный ток нагрузки;

$I_{доп}$ - длительно допустимый ток проводника;

Сначала по кривым для определения температуры нагрева токоведущих частей при коротком замыкании определяют A_n по найденной температуре θ_n предшествующего режима (выражение 6.17), затем определяют величину A_k по выражению (6.16), а по величине A_k находят температуру нагрева проводника током короткого замыкания θ_k по той же кривой. Если условие 6.14 не выполняется, то целесообразно в целях ускорения расчетов определять минимальное сечение шины, отвечающее требованию ее термической стойкости при коротком замыкании, согласно выражению:

$$F_{\min} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{кдоп} - A_n}}. \quad (6.18)$$

Значения $A_{кдоп}$ и A_n следует определять по кривым рисунка 3.45 /11/ для соответствующих температур ($\theta_{кдоп}$ и θ_n).

При приближенных расчетах минимальное сечение шин, отвечающее требованиям термической стойкости при коротком замыкании, можно определить по формуле:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (6.19)$$

где B_k - тепловой импульс из таблицы 4.4;

C - постоянная (для алюминиевых шин $C = 91$, для медных шин $C = 167$), $A \cdot c^{1/2} / мм^2$;

По F_{\min} определяют ближайшее большее стандартное сечение шины по справочникам.

6.3 Выбор и проверка сборных шин

В установках напряжением до 35 кВ включительно применяют сборные шины прямоугольного сечения, которые более экономичны, нежели круглые шины сплошного сечения. При одинаковой площади поперечного сечения прямоугольные шины лучше охлаждаются вследствие большей поверхности охлаждения.

Согласно [5] сечение сборных шин распределительных устройств всех напряжений по экономической плотности тока не выбирают, в связи с неопределенностью в распределении рабочего тока, режима работы и трудоемкости в определении экономического эффекта. Указанные шины выбирают по допустимому току нагрузки.

$$I_{\text{доп}} \leq I_{\text{раб max}}, \quad (6.20)$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток нагрузки шины (определяется по справочнику в зависимости от сечения);

$I_{\text{раб max}}$ - максимальный длительный ток нагрузки той цепи, для которой предназначена шина (определяется по одной из формул 6.1-6.8);

Сборные шины следует выбирать с учетом возможного токораспределения в них при различных режимах работы, при отключении одного из генераторов или трансформаторов и т.п. При этом необходимо помнить, что шины РУ НН фактически уже выбраны, если выбран тип ячеек. Их номинальные токи указаны и надо лишь сравнить данные ячейки с расчетными значениями. Расположение и крепление шин также определяется типом ячеек, и следовательно является заданным. Для проверки сборных шин справедливы все условия проверки, указанные в разделе 6.2.

6.4 Выбор отключающих аппаратов

6.4.1 Выбор масляных выключателей

Выключатели РУ НН выбираются по тем же условиям, что и на стороне ВН (см. раздел 5.3 или таблицу 5.1). С расчетными данными необходимо сравнивать номинальные данные тех выключателей, которые поставляются в комплекте с выбранной ячейкой. При этом проверку необходимо производить для трех типоразмеров выключателей: в ячейке ввода, секционной ячейке и в ячейках отходящих линий. Определяются токи для каждой из них:

для ячейки ввода:

$$I_{\text{вв расч max}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot k_2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}, \quad (6.21)$$

для ячейки секционирования:

$$I_{\text{вс расч max}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot k_2}{2 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{нн}}}, \quad (6.22)$$

для ячейки отходящих линий:

$$I_{\text{во расч max}} = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}, \quad (6.23)$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора;

k_2 - коэффициент аварийной перегрузки;

S_{max} - максимальная мощность потребителей на подстанции (в соответствии с заданием);

n - число отходящих линий НН по заданию.

Приводы к выключателям указываются в технических характеристиках ячеек.

6.4.2 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки аналогичен выбору масляных выключателей, но, так как они рассчитаны на отключение токов нормального режима, то при отсутствии последовательного включенного предохранителя проверка по отключающей способности производится по условию:

$$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{откл ном}}, \quad (6.24)$$

где $I_{\text{раб max}}$ - наибольший возможный ток в рабочем режиме;

$I_{\text{откл ном}}$ - предельный ток отключения дугогасительными контактами.

При наличии последовательно включенного предохранителя:

$$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{откл}}, \quad (6.25)$$

где $I_{\text{н0}}$ - начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте короткого замыкания (таблица 4.4);

$I_{\text{откл}}$ - предельный симметричный ток отключения патрона предохранителя.

При проверке выключателей нагрузки по динамической устойчивости ударный ток $i_{\text{уд}}$ определяется с учетом токоограничивающей способности предохранителей.

6.4.3 Выбор предохранителей

Предохранители выбираются:

1) по номинальному напряжению сети:

$$U_{с\text{ ном}} = U_{ном} ; \quad (6.26)$$

2) по номинальному току плавкой вставки $I_{вст\text{ ном}}$, номинальному току патрона $I_{патр\text{ ном}}$:

$$I_{вст\text{ ном}} = k_n \cdot I_{Т\text{ ном}} \leq I_{патр\text{ ном}}, \quad (6.27)$$

где k_n - коэффициент надежности срабатывания предохранителя ($k_n = 1,5-2$);

$I_{т\text{ ном}}$ - номинальный ток трансформатора.

Предохранители в цепях к ТН по номинальным токам плавких вставок не выбираются.

3) по отключающей способности:

$$I_{п0} \leq I_{откл},$$

где $I_{откл}$ - предельный симметричный ток отключения патрона предохранителя.

Для ряда токоограничивающих предохранителей типа ПКТ и ПКТУ отключающая способность не ограничена.

4) по селективности:

Селективность работы предохранителей с защитами смежных элементов сети проверяется путем сопоставления защитной (токовременной) характеристики предохранителя с защитными характеристиками отходящих и питающих линий. Характеристика защиты, расположенной ближе к источнику питания, должна быть выше характеристики защиты, расположенной ближе к потребителю.

6.5 Выбор и проверка отходящих линий.

6.5.1 Выбор и проверка воздушных линий

Воздушные линии выполняются голыми алюминиевыми (или сталеалюминиевыми) проводами. Сечение проводов воздушных линий определяются по экономической плотности тока по формуле (5.1). Полученное значение округляют в большую сторону до ближайшего стандартного, а затем уточняют по условиям механической прочности (от собственного веса, гололеда, ветра и т. д.) в соответствии с [1, 5]. Проверку по потерям напряжения ΔU производят, если известна длина отходящей линии.

6.5.2 Выбор и проверка кабельных линий

Кабели выбирают:

1) по напряжению установки;

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (6.28)$$

2) по конструкции /11, 13/;

3) по экономической плотности тока по формуле (5.1).

Выбранные кабели проверяют:

1) по допустимому току:

$$I_{max} \leq I_{доп} , \quad (6.29)$$

где I_{max} - максимально возможный ток, протекающий по кабелю;

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

$$I_{доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{доп ном} . \quad (6.30)$$

Поправочные коэффициенты k_1, k_2 находят по справочникам или принимают в соответствии с /5/.

При выборе сечения кабелей следует учитывать допустимую перегрузку, определяемую по /5/ в зависимости от вида прокладки, длительности максимума и предварительной нагрузки.

2) по термической стойкости:

выбранные по нормальному режиму кабели проверяют на термическую стойкость по условиям (6.18) или (6.19) . При этом кабели небольшой длины проверяют по току короткого замыкания в начале каждого участка. Два и более параллельных кабелей проверяют по токам короткого замыкания непосредственно за пучком кабелей, то есть с учетом разветвления тока короткого замыкания.

6.6 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле. (5 А, реже 1 или 2,5 А), а также для отделения цепей управления и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока, применяемые в РУ, выполняют одновременно роль проходного изолятора (ТПЛ, ТПОЛ). В комплектных РУ применяются опорно-проходные (стержневые) трансформаторы тока - ТЛМ. ТПЛК, ТНЛМ, шинные - ТШЛ. в РУ 35 кВ и выше - встроенные, в зависимости от типа РУ и его напряжения.

Расчет трансформаторов тока на подстанции, по существу, сводится к проверке трансформатора тока, поставляемого комплектно с выбранной ячейкой. Итак, марка трансформатора тока зависит от типа выбранной ячейки; кроме того, трансформаторы тока выбирают:

1) по напряжению $U_{уст} \leq U_H$;

2) по току (первичному и вторичному) $I_{расч} \leq I_{1н}$.

При этом следует иметь в виду, что номинальный вторичный ток 1А применяется для РУ 500 кВ и мощных РУ 330 кВ, в остальных случаях применяют вторичный ток 5 А. Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к расчетному току установки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей.

Выбранный трансформатор тока проверяют на динамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания. Кроме этого трансформаторы тока подбирают по классу точности, который должен соответствовать классу точности приборов, подключаемых ко вторичной цепи измерительного трансформатора тока (ИТТ) - Чтобы трансформатор тока обеспечил заданную точность измерений, мощность подключенных к нему приборов не должна быть выше номинальной вторичной нагрузки, указанной в паспорте трансформатора тока.

Термическую стойкость трансформатора тока $I_{1н} \cdot k_T$ сравнивают с тепловым импульсом B_k :

$$(I_{1н} \cdot k_T)^2 \cdot t_T \geq B_k, \quad (6.31)$$

где $I_{1н}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока;

k_T - коэффициент термической устойчивости;

t_T - продолжительность протекания тока короткого замыкания.

B_k - тепловой импульс из таблицы 4.4.

Величины $I_{1н}$, k_T , t_T , являются паспортными данными трансформатора тока.

Динамическую стойкость сравнивают с ударным током ($i_{уд}$):

$$\sqrt{2} \cdot I_{1н} \cdot k_{дин} \geq i_{уд}, \quad (6.32)$$

где $k_{дин}$ - коэффициент динамической устойчивости.

Нагрузка вторичной цепи трансформатора тока может быть подсчитана по выражению:

$$S_2 = I_{2н}^2 \cdot r_2, \quad (6.33)$$

где $I_{2н}$ - номинальный вторичный ток трансформатора тока;

r_2 - полное сопротивление внешней цепи.

$$r_2 = \sum r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}, \quad (6.34)$$

где $\sum r_{приб}$ - сумма сопротивлений всех последовательно включенных обмоток приборов или реле;
 $r_{пров}$ - сопротивление соединительных проводов;
 $r_{конт}$ - сопротивление контактных соединений ($r_{конт} = 0.05$ Ом, при 2 – 3-х приборах: при числе приборов большем 3 $r_{конт} = 0,1$ Ом).

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$\sum r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (6.35)$$

где $S_{приб}$ - полная мощность всех приборов, присоединенных к трансформатору тока.

Сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q}, \quad (6.36)$$

где ρ - удельное сопротивление провода;

$l_{расч}$ - расчетная длина проводов;

q - сечение проводов.

Длина соединительных проводов зависит от схемы соединения трансформатора тока:

$$l_{расч} = m \cdot l, \quad (6.37)$$

где m - коэффициент, зависящий от схемы включения;

l - длина проводов (для подстанций принимают $l = 5$ м).

При включении трансформатора тока в одну фазу $m = 2$, при включении трансформатора тока в неполную звезду, $m = \sqrt{3}$, при включении в звезду, $m = 1$.

Минимальное сечение проводов вторичных цепей трансформатора тока не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ (для алюминия) и $1,5 \text{ мм}^2$ (для меди) по условию механической прочности. Если к трансформатору тока присоединены счетчики, эти сечения должны быть увеличены на одну ступень.

В РУ НН подстанции следует выбирать (проверять) трансформаторы тока в ячейках следующих типов: ввода, секционных, отходящих линий, а также в ячейках трансформатора собственных нужд. Расчетные токи этих ячеек определяются по выражениям (6.21-6.23), а в ячейках ТСН:

$$I_{расч} = \frac{S_{нтсн} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (6.38)$$

где $S_{нтсн}$ - номинальная мощность ТСН.

Результаты расчета сводятся в таблицу 6.8:

Таблица 6.8 - Сводная таблица по выбору трансформаторов тока РУ НН подстанции:

Параметр трансформатора	Условие выбора (проверки)	Типы ячеек			
		ввода	секционирования	отходящих линий	ТСН
Тип трансформатора	определяется серией ячейки (по справочнику)				
Номинальное напряжение	$U_{снно} \leq U_{ном}$				
Номинальный ток					
первичный	$I_{расч} \leq I_{1н}$				
вторичный	$I_{2н} = 5 \text{ А}$				
Класс точности	В соответствии с классом точности, присоединенных приборов				
Номинальная вторичная нагрузка	$S_2 < S_{ном}$ или $r_2 < r_{ном}$				
Динамическая устойчивость	$i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot k_{дин} \cdot I_{1н}$				
Термическая устойчивость	$B_k \leq (k_T \cdot I_{1н})^2 \cdot t_T$				

Рекомендуемый перечень приборов и их размещение приведены в таблице 4.11 /11/.

Пример 1

Выбрать трансформатор тока в ячейке ввода силового трансформатора на подстанции. Номинальная мощность трансформатора 6,3 МВА, коэффициент трансформации 110/10,5 кВ. На подстанции установлено два трансформатора. Расчетная нагрузка подстанции составляет S_{max} 10,75 МВА. Сеть 10 кВ не заземлена. Ударный ток на стороне низкого напряжения составляет 27,5 кА. К трансформаторам тока должны быть присоединены амперметры и счетчики активной и реактивной мощности. Тип ячеек в РУ-10 кВ - КРУ-2-10П.

Максимальный расчетный ток ячейки ввода (для наиболее неблагоприят-

ного эксплуатационного режима):

$$I_{расч} = \frac{S_{нм} \cdot k_{пер ав}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{6,3 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 486 \text{ А.}$$

Выбирается ближайший стандартный трансформатор тока, встроенный в ячейку ввода (КРУ-2-10П) - ТПОЛ-600/5-0,5/Р с двумя вторичными обмотками: для измерительных приборов и релейной защиты. Номинальная нагрузка такого трансформатора тока класса точности 0,5 - $S_2 = 10 \text{ ВА}$ ($r_2 = 0,4 \text{ Ом}$), кратность электродинамической устойчивости, $k_{дин} = 81$, кратность термической устойчивости, $k_T = 3 \text{ с}$. Эти данные указаны в /3, 10/.

Выбранный трансформатор тока проверяется на электродинамическую устойчивость:

$$\sqrt{2} \cdot k_{дин} \cdot I_{1н} \geq i_{уд} ,$$

$$\sqrt{2} \cdot 600 \cdot 81 = 68526 \geq 27500 ,$$

а также на термическую устойчивость:

$$(k_T \cdot I_{1н})^2 \cdot t_T \geq B_k ,$$

$$(600 \cdot 32)^2 \cdot 3 = 1105,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

$$B_k = I_{но}^2 (t_{откл} + T_a) = 10,9^2 (1 + 0,025) = 121,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

$t_{откл} = 1 \text{ с}$ из расчета (таблица 4.4); $T_a = 0,025 \text{ с}$ по таблице 4.3;

$$I_{но} = i_{уд} \sqrt{2} \cdot k_y = 27,5 \sqrt{2} \cdot 1,8 = 10,9 \text{ кА} ,$$

$$1105,92 > 121,78.$$

В незаземленных цепях достаточно иметь трансформаторы тока в двух фазах, например, в А и С. Определяются нагрузки на трансформатор тока от измерительных приборов, данные сводятся в таблицу 6.9:

Таблица 6.9 – Нагрузка измерительных приборов по фазам

Наименование прибора	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Н-377	0,1		
Счетчик активной энергии	САЗ-И673	2,5		2,5
Счетчик реактивной энергии	СРЧ-И676	2,5		2,5

Итого		5,1		5
-------	--	-----	--	---

Из таблицы видно, что наиболее нагруженной является фаза А, ее нагрузка составляет $S_{2_{приб}} = 5,1$ ВА или $r_{приб} = \frac{S_{2_{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,1}{5^2} = 0,204$ Ом. Определяется сопротивление соединительных проводов из алюминия сечением $q = 4$ мм², длиной $l = 5$ м.

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{4} = 0,061 \text{ Ом,}$$

где $\rho = 0,0283$ Ом/м·мм² для алюминия;

Полное сопротивление вторичной цепи:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} = 0,204 + 0,061 + 0,05 = 0,315 \text{ Ом,}$$

где $r_{конт} = 0,05$ Ом.

Сравнивая паспортные и расчетные данные по вторичной нагрузке трансформаторов тока получаем:

$$\begin{aligned} r_{2н} &> r_2; \\ 0,4 &> 0,315 \end{aligned}$$

Следовательно, выбранный трансформатор тока проходит по всем параметрам.

6.7 Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток.

Более подробные сведения о конструкциях трансформаторов напряжения и областях их применения приведены в [11, 12]. Рекомендуемый перечень измерительных приборов и их размещение на подстанции приведены в таблице 4.11 [11].

Трансформаторы напряжения выбираются:

1) по напряжению

$$U_{сном} \leq U_{ном} ; \quad (6.39)$$

2) по конструкции и схеме соединения обмоток;

3) по классу точности (в зависимости от классов точности подключаемых приборов);

Трансформаторы напряжения проверяются по вторичной нагрузке:

$$S_{2s} \leq S_{ном} , \quad (6.40)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности;

S_{2s} - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А;

Нагрузка всех измерительных приборов и реле определяется:

$$S_{2s} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} \cdot \cos \varphi_{прив}\right)^2 + \left(\sum S_{прив} \cdot \sin \varphi_{прив}\right)^2} = \sqrt{P_{прив}^2 + P_{прив}^2} . \quad (6.41)$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность трансформатора напряжения 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 [5].

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.

При выборе марки трансформатора напряжения следует ориентироваться на те трансформаторы, которые устанавливаются в ячейках выбранного типа, а уже затем, выписав их каталожные данные, производить проверку по всем па-

раметрам. На действие токов короткого замыкания трансформаторы напряжения не проверяются.

Схему подключения приборов к трансформаторам напряжения, а также их технические данные приведены в /11, 12/.

Пример 2

Выбрать трансформатор напряжения на сборных шинах подстанции. Установленная мощность силовых трансформаторов 2x40 МВА. Количество отходящих линий - 19. В соответствии с выбранной схемой электрических соединений подстанции размещают необходимые приборы.

Измерительные приборы, их количество, технические данные для удобства расчета вносятся в таблице 6.10. Расчет ведется для наиболее загруженной секции шин.

Так как силовые трансформаторы мощностью 40 МВА выполняются с расщеплением обмоток, на подстанции будет 4 секции шин. Соответственно к каждой шине будет присоединено отходящих линий:

$$n = \frac{19}{4} = 4,75$$

по 5 линий на трех секциях и 4 на четвертой.

Расчет ведется по наиболее загруженной секции 1. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения приведена в таблице 6.10.

Предполагая, что на стороне 10 кВ выбрано комплектное РУ внутренней установки, выбираем трансформаторы напряжения НТМИ-10, $S_{2ном} = 120$ ВА в классе точности 0.5. Полная мощность всех установленных на первой секции приборов:

$$S_{2s} = \sqrt{86^2 + 188,5^2} = 207,193 \text{ ВА.}$$

Так как мощность трансформатора напряжения меньше требуемой, предусматривается дополнительная установка двух однофазных трансформаторов НОЛ08-10У2, соединенных по схеме открытого треугольника /10/, общей мощностью $2 \cdot 75 = 150$ ВА. Полная мощность всех установленных на первой секции трансформаторов напряжения:

$$S_{номS} = 120 + 150 = 270 \text{ ВА,}$$

что больше $S_{2\Sigma} = 207,193$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности - 0,5. Выбор трансформаторов напряжения на остальных секциях производится аналогично. Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКВРГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.

Таблица 6.10 - Данные расчета и выбора трансформаторов напряжения

Прибор	Место установки	Тип	Мощность одной обмотки, Вт	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, Вт
Вольтметр	сборные шины	3335	2	1	1	0	4	8	0
Счетчик активной энергии	Ввод 10 кВ от трансформатора	И-674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счетчик реактивной энергии		И-673	3	2	0,38	0,925	1	в	14,5
Счетчик активной энергии	Отходящая линия	И-674	3	2	0,38	0,925	5	30	72,5
Счетчик реактивной энергии		И-673	3	2	0,38	0,925	5	30	72,5
Счетчик активной энергии	Трансформатор собственных нужд	И-674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Итого								86	188,5

6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд, оперативный ток

Приемники собственных нужд подстанций делятся на три группы по степени надежности. Приемники 1 группы - это приемники, отключение которых приводит к нарушению нормального режима эксплуатации, к частичному или полному отключению или к авариям с повреждением основного оборудования. Для питания этой группы необходимо два источника с автоматическим включением резерва.

Приемники 2 группы - это приемники, отключение которых допустимо на 20 - 40 мин для подстанций с обслуживающим персоналом или до приезда обслуживающего персонала, если дежурного на подстанции нет. Восстановление питания у приемников этой группы осуществляется вручную.

К 3 группе относятся приемники, отключение которых допустимо на более длительное время.

По режиму включения в работу электроприемники собственных нужд подстанций разделяются на постоянно включенные в сеть; включаемые периодически в зависимости от температуры окружающего воздуха; включаемые во время ремонтов.

Постоянно включенные приемники 1 группы: оперативные цепи, электродвигатели системы охлаждения трансформаторов, аппаратура связи и телемеханики, электродвигатели системы смазки и охлаждения.

Периодически включаемые приемники 2 группы: электродвигатели компрессоров, зарядно-подзарядные устройства аккумуляторных батарей, освещение, электроотопление помещения, электроподогрев аппаратуры и шкафов высокого напряжения.

Приемники 3 группы: вентиляция и технологическая нагрузка вспомогательного здания, мастерские.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они питаются от сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. На двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два трансформатора собственных нужд (ТСН), мощность которых выбирают в соответствии с нагрузками и учетом допустимой перегрузки ($K_n = 1,3 - 1,4$) /11, 14/ при выполнении ремонтных работ и отказах одного из трансформаторов. Предельная мощность ТСН - 630-1000 кВА /14/.

Присоединение ТСН к сети зависит от системы оперативного тока. Постоянный оперативный ток используют на всех подстанциях 330-750 кВ и выше и на подстанциях с РУ 110-220 кВ со сборными шинами, переменный или выпрямленный - на подстанциях 35-220 кВ без выключателей высокого напряжения. На рисунке 6.1 показана схема питания ТСН подстанции на переменном или выпрямленном оперативном токе.

Здесь предусматривается непосредственное подключение ТСН к выводам низшего напряжения главных трансформаторов. Такое подключение обеспечивает питание сети оперативного тока и производство операции выключателями при отключении шин 6-10 кВ (подробнее см. /11, 15, 16/).

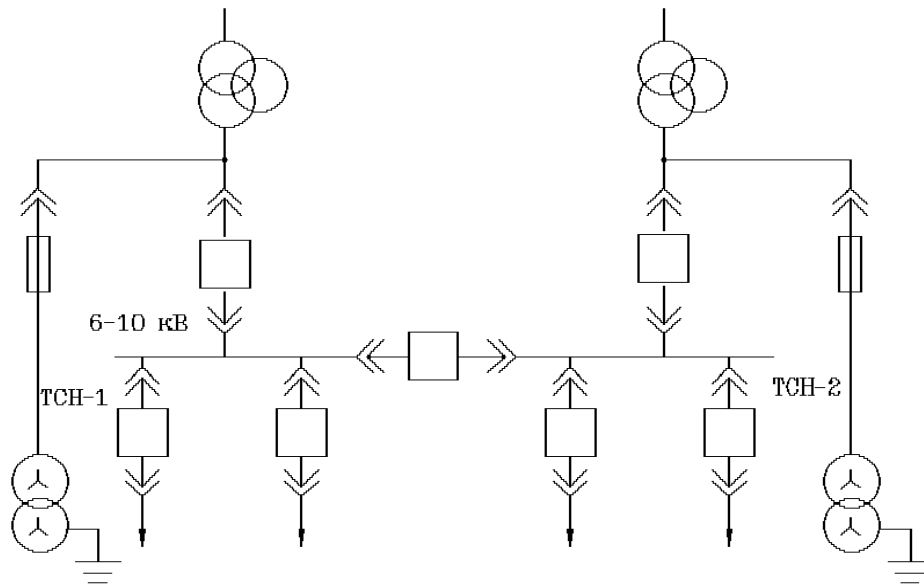


Рисунок 6.1 - Питание ТСН подстанции на переменном или выпрямленном оперативном токе

На рисунке 6.2 показана схема включения ТСН подстанции на постоянном оперативном токе.

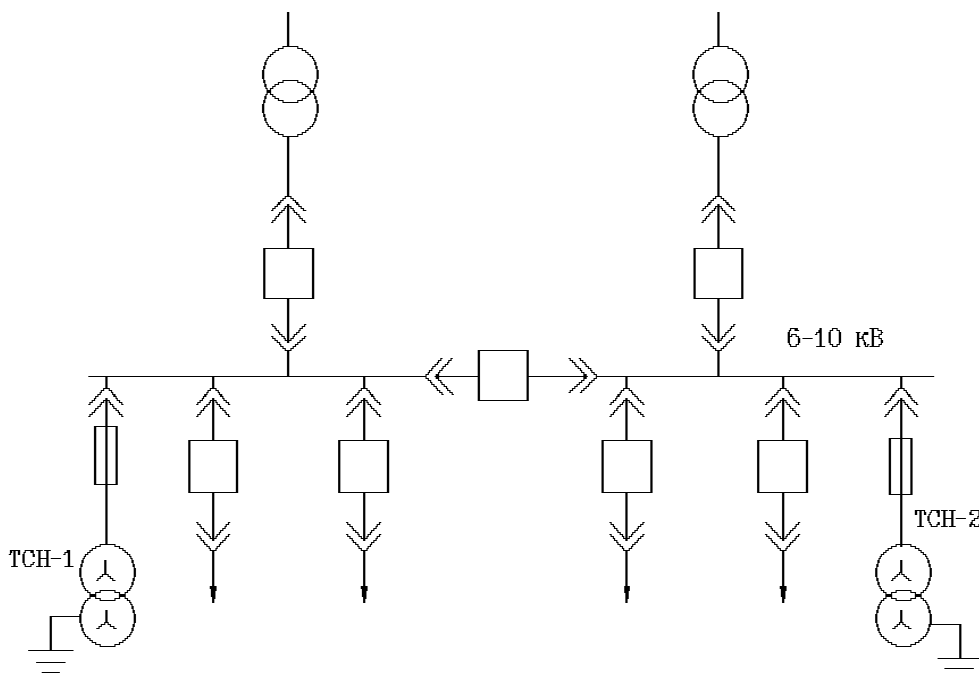


Рисунок 6.2 - Питание ТСН подстанции на постоянном оперативном токе

Здесь ТСН подключается непосредственно к шинам 6-10 кВ.

Обычно на подстанциях устанавливают один-два рабочих ТСН, но при наличии особо ответственных потребителей может предусматриваться резервный ТСН.

Номинальную мощность рабочих ТСН выбирают в соответствии с расчетной нагрузкой. Расчетная мощность ТСН определяется суммой мощностей всех электроприемников, которые присоединены к данному трансформатору

/11/. При определении нагрузки собственных нужд подстанции можно пользоваться таблицей 5.4, приведенной в /11/.

При приближенных расчетах мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, составляет приблизительно 1 процент от полной мощности подстанции:

$$S_{сн} = 0,01S_{\max} , \quad (6.42)$$

где $S_{сн}$ - мощность собственных нужд подстанции;

S_{\max} - полная мощность подстанции.

Мощность ТСН с учетом коэффициента спроса составит:

$$S_{мсн} = k_c \cdot S_{сн} , \quad (6.43)$$

где k_c - коэффициент спроса, равный (0.7-0.8) /11, 21/.

Силовые трансформаторы собственных нужд для шкафов КРУ имеют общепромышленное исполнение. Они, как правило, заказываются россыпью и в комплект поставки заводов-изготовителей не входят. В шкафах КРУ размещают трансформаторы мощностью до 63 кВА. Трансформаторы большей мощности устанавливают вне КРУ, при этом аппараты, предназначенные для их защиты, а также предохранители (для трансформаторов мощностью до 400 кВА) или выключатели (для более мощных трансформаторов) устанавливают в шкафах КРУ.

В последнее время все большее применение в КРУ находят сухие трансформаторы мощностью 25 и 40 кВА. Эти трансформаторы обычно устанавливают на выдвижных элементах.

7 Расчет устройств заземления и грозозащиты подстанции

7.1 Назначение, выполнение и расчет заземляющих устройств

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под таковым при повреждении изоляции, надежно заземлять.

Заземляющее устройство состоит из заземлителей и заземляющих проводников. Заземлитель - это металлический проводник (труба, уголок) или группа проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Заземляющие проводники (полоса, круглый прокат) служат для соединения заземлителей между собой и соединения их с заземляемыми частями оборудования.

В качестве заземлителей чаще всего используют вертикально забитые трубы длиной 2-3 м, диаметром 35-50 мм с толщиной стенки не менее 4 мм или уголки 50x50, 35x50 с толщиной стенки не менее 5 мм. Забитые в грунт трубы (уголки) на глубине 0,5-0,7 м соединяют посредством электродуговой сварки стальными полосами. Наименьшее допустимое сечение стальных полос при прокладке в земле должно быть 48 мм^2 .

Заземляющие устройства выполняются в соответствии с /5/:

1) для систем выше 1000 В с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтралью заземляющие устройства следует выполнять с соблюдением требований либо к их сопротивлению R_3 не менее 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей, либо к напряжению прикосновения, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению заземления на заземляющем устройстве /5/;

2) в электроустановках выше 1000 В с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства должно быть не более:

при использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1000 В:

$$R_3 = \frac{125}{I_3}, \quad (7.1)$$

где I_3 - расчетный ток замыкания на землю, А
при использовании заземляющего устройства только для электроустановок напряжением выше 1000 В:

$$R_3 = \frac{250}{I_3}, \quad (7.2)$$

но не более 10 Ом.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей используют водопроводные трубы, металлические трубопроводы, проложенные в земле (за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов), обсадные трубы скважин, заземлители опор воздушных линий, соединенные с заземляющими устройствами грозозащитным тросом, рельсовые подъездные пути при наличии перемычек между рельсами. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлителей не менее, чем двумя проводниками в разных точках, справочные данные по заземлителям приведены в /11/.

Количество искусственных заземлителей определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Сопротивление заземлителя относительно земли определяется в основном сопротивлением грунта, размерами и формой заземлителя и глубиной заложения его в грунте. Формулы для расчета сопротивления заземлителя приведены в таблице 7.1.

Расчетное удельное сопротивление грунта ($\rho_{расч}$) определяется по формуле:

$$\rho_{расч} = k_{max} \cdot \rho , \quad (7.3)$$

где k_{max} - повышающий коэффициент, зависящий от климатических условий местности;

ρ - эквивалентное удельное сопротивление грунта при влажности 10-20 %.

Для электродов длиной 2 - 3 м при глубине заложения вершины 0,5 - 0,8 м, $k_{max} = 1,2 - 2$, а для протяженных электродов (случай характерный для скальных грунтов) полос и круглых, горизонтально лежащих в земле на глубине не более 0,8 м - $k_{max} = 1,5 - 7$. Физический смысл повышающего коэффициента состоит в том, чтобы обеспечить требуемую величину сопротивления в самых неблагоприятных условиях. Так, например, удельное сопротивление грунта увеличивается при промерзании почвы зимой и при уменьшении влажности в жаркие летние месяцы.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта приведено в таблице 7.2.

Таблица 7.1 - Сопротивление заземлителя относительно земли

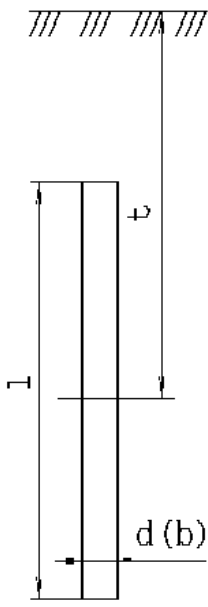
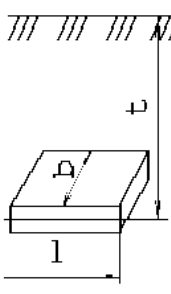
Форма электрода и его размеры, см	Расположение электрода	Сопротивление заземлителя, Ом
Труба длиной l и диаметром d		$R_{mp} = \frac{0,365 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[\lg \frac{2l}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right] \quad (7.4)$
Уголок длиной l и шириной полки b		Формула (7.4) при $d = 0,35b$
Уголок 5x5 $l = 250$		$R_{yz} = 0,00318 \cdot \rho_{расч} \quad (7.5)$
Уголок 6x6		$R_{yz} = 0,002318 \cdot \rho_{расч} \quad (7.6)$
Труба $d = 6$ $l = 250$		$R_{mp} = 0,00308 \cdot \rho_{расч} \quad (7.7)$
Полоса длиной l и шириной b		$R_{пол} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t} \quad (7.8)$
Круглый проводник длиной l и диаметром d		Формула (7.8) при $b = 2d$

Таблица 7.2 - Эквивалентное удельное сопротивление грунта

Грунт	ρ , Ом·см
Песок	$7 \cdot 10^4$
Супесок речной	$3 \cdot 10^4$
Суглинок	$2 \cdot 10^4$
Глина	$1 \cdot 10^4$
Глина, смешанная с известняком и щебнем	$1,5 \cdot 10^4$
Садовая земля	$0,4 \cdot 10^4$
Чернозем	$2 \cdot 10^4$
Лесс	$3 \cdot 10^4$
Гранит, известняк, песчаник	$1 \cdot 10^7$

В грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением целесообразна обработка земли поваренной солью. Обработка выполняется путем поочередной засыпки в котлован для электродов слоев грунта и соли при одновременной обильной поливке водой. С течением времени грунт, обработанный солью, теряет свои качества из-за растворения в нем соли, поэтому необходима периодическая повторная обработка, особенно перед наступлением грозового сезона.

При подсчете сопротивления заземлителей, состоящих из труб (уголков), необходимо учитывать экранирующее действие одного электрода на другой путем ввода коэффициента использования заземлителя ($\eta_{уз}$), определяемого по кривым /11/. Для контурного расположения заземлителей коэффициент использования соединительных полос, необходимо принимать следующей величины:

при десяти трубах, уголках - $\eta_{пол} = 0,4 - 0,6$:

при двадцати-тридцати - $\eta_{пол} = 0,25 - 0,45$;

при пятидесяти и более - $\eta_{пол} = 0,2 - 0,4$.

7.2 Последовательность расчета заземляющего устройства с учетом естественных заземлителей

1) устанавливается по нормам величина сопротивления заземляющего устройства $R_з$;

2) определяется сопротивление относительно земли имеющихся в установке естественных заземлителей $R_{ез}$;

Если $R_{ез} < R_з$ для установок с изолированной нейтралью напряжением выше 1000 В и для установок напряжением менее 1000 В, то устройство искусственного заземлителя не требуется, а в установках с напряжением выше -1000 В с большим током замыкания на землю устройство искусственного заземления необходимо, причем его сопротивление должно быть не более 1 Ома.

Если $R_{ез} > R_з$, то определяют величину сопротивления искусственного заземлителя:

$$R_{уз} = \frac{R_з \cdot R_{ез}}{R_{ез} - R_з}, \quad (7.9)$$

где $R_{уз}$ - сопротивление искусственного заземлителя;

3) намечается расстановка электродов на площадке подстанции с учетом снижения напряжения прикосновения и шагового напряжения. Принимают размеры основного электрода (труба, уголок) и определяют его сопротивление по соответствующей формуле таблицы 7.1 для принятого значения удельного сопротивления грунта;

4) определяется число труб (уголков) с учетом экранирующего действия одного электрода на другой:

без учета соединительных полос

$$n = \frac{R_{mp(yz)}}{R_{из} \cdot \eta_{yz}}. \quad (7.10)$$

Значения коэффициента использования заземлителя η_{yz} приведены выше.

С учетом сопротивления соединительных полос определяется общая длина полос:

$$l = 2 \cdot (a + b), \quad (7.11)$$

где a и b - соответственно ширина и длина заземляющего контура, проложенного по периметру подстанции на расстоянии 2 м от внутренней стороны ограды;

определяется действительное сопротивление полос $R_{пол \text{ д}}$ с учетом экранирующего действия:

$$R_{пол \text{ д}} = \frac{R_{пол}}{\eta_{пол}}, \quad (7.12)$$

где $R_{пол}$ - сопротивление полосы по таблице 7.1;

$\eta_{пол}$ - коэффициент использования соединительных полос.

5) определяется необходимое сопротивление труб или уголков:

$$R_{тр} = \frac{R_{из} \cdot R_{пол \text{ д}}}{R_{пол \text{ д}} - R_{из}}, \quad (7.13)$$

б) находится количество труб или уголков:

$$n = \frac{R_{mp(yz)}}{R_{тр(yz)} \cdot \sum \eta}. \quad (7.14)$$

7.3 Порядок расчета заземляющего устройства без учета естественных заземлителей

1) уточняется для рассчитываемой установки:

- ток замыкания на землю I_3 ; состав грунта и удельное сопротивление грунта ρ ;

- способ устройства заземления с указанием на чертеже геометрических размеров по периметру и между электродами требуемая величина сопротивления заземления в соответствии с нормами R_3 ;
 - величина K_{max} , η_{yz} , кривые /11/, размеры полос электродов (в зависимости от значения тока короткого замыкания);
- 2) определяется расчетное удельное сопротивление грунта по формуле (7.3);
 - 3) определяется сопротивление заземлителей по формулам таблицы 7.1;
 - 4) определяется число уголков (труб) без учета соединительных полос:

$$n = \frac{R_{yz}}{R_3 \cdot \eta_{yz}} ; \quad (7.15)$$

5) соединительные полосы учитываются так же как и при расчете заземляющего устройства с естественными заземлителями. После определения количества заземлителей и округления их до целого значения определяется действительная величина сопротивления заземляющего устройства, сравнивается с допустимой величиной R_3 и делаются соответствующие выводы. Расчет заземляющего устройства по напряжению прикосновения приведен в /11, 13/.

7.4. Защита подстанционного оборудования, от перенапряжения

Различают следующие виды перенапряжений:

1) внутренние (коммутационные и резонансные). Перенапряжения дуговых замыканий на землю в электросетях с незаземленной нейтралью достигают значений $(3,5 - 3,65) \cdot U_{cp}$; перенапряжения при отключении ненагруженных линий достигает $3,5 \cdot U_{cp}$; перенапряжения при отключении ненагруженных трансформаторов для сетей с заземленной нейтралью достигает значения $3 \cdot U_{cp}$, а для сетей с изолированной нейтралью - $(4 - 5) \cdot U_{cp}$;

2) атмосферные перенапряжения (перенапряжения прямого удара и индуцированные перенапряжения).

Для защиты линий электропередач от атмосферных перенапряжений применяют:

- трубчатые разрядники;
- грозозащитный трос;
- защитные свойства древесины на линиях с деревянными опорами в сочетании с устройствами автоматического повторного включения.

Для защиты подстанционного оборудования открытых распределительных устройств применяют:

- вентильные разрядники (или ограничители перенапряжений);

- трубчатые разрядники на подходах воздушных линий электропередач к подстанциям (для уменьшения амплитуды набегающей волны перенапряжения с линии);

- тросовые подходы к подстанциям (для уменьшения крутизны волны набегающей с линии);

- стержневые молниеотводы от прямых ударов молнии.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода r_x , м, (рисунок 7.1), определяется по следующей формуле:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (7.16)$$

где h_a - активная часть молниеотвода (превышение молниеотвода над защищаемым уровнем);

h - полная высота молниеотвода;

h_x - высота защищаемых объектов;

P - постоянная (для молниеотводов при $h < 30$ м, $P = 1$; при $h > 30$ м, $P = 5,5\sqrt{h}$).

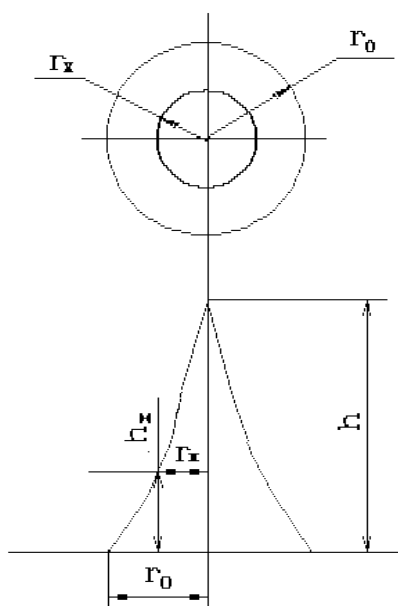


Рисунок 7.1 - Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

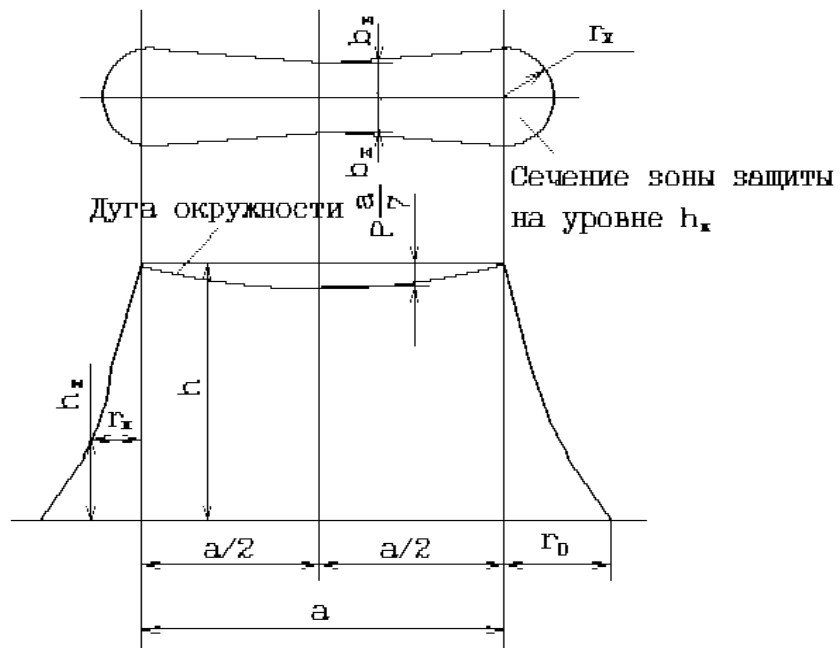


Рисунок 7.2 - Зона защиты двух стержневых молниеотводов

Ширина зоны защиты (b_x), м, определяется:

$$b_x = 4r_x \cdot \frac{7ha - a}{14ha - a}, \quad (7.17)$$

где r_x - радиус защиты для одиночного молниеотвода (определяется по формуле (7.16);

a - расстояние между молниеотводами.

В тех случаях, когда для защиты подстанции недостаточна установка одного или двух молниеотводов, устанавливают три, четыре, а иногда и более /11/, устанавливая их на входных и трансформаторных порталах подстанции. При невозможности установки стержневых молниеотводов на указанных порталах устанавливают отдельностоящие молниеотводы высотой 19 - 21 м.

Необходимым условием защищенности всей площади, подстанции на высоте h_x является:

$$D = 8 \cdot (h - h_x) \cdot P, \quad (7.18)$$

где D - наибольшая диагональ четырехугольника (при четырех молниеотводах) или диаметр окружности проходящей через следы молниеотводов (при трех).

РУ 3 кВ и выше, к которым присоединены воздушные линии, должны быть защищены вентильными разрядниками.

Защиту подстанций 35-110 кВ с трансформаторами мощностью до 40 мВА присоединяемых к ответвлениям (протяженностью менее требуемой длины защищаемого подхода), от действующих ВЛ без троса, допускается выполнять по упрощенной схеме, включающей вентильные разрядники, устанавливаемые на подстанции на расстоянии не более 10 м от силового трансформатора.

Тросовые молниеотводы, защищающие подходы к подстанции по всей длине ответвления, при длине ответвления менее 150 м следует дополнительно защищать тросовыми или стержневыми молниеотводами по одному пролету действующей ВЛ в обе стороны от ответвления.

Защита подстанций, на которых расстояние между вентильными разрядниками и трансформаторами превышает 10 м, выполняется в соответствии с требованиями /5/.

Для защиты нейтралей обмоток 110-220 кВ силовых трансформаторов, имеющих изоляцию, пониженную относительно изоляции линейного конца обмотки и допускающую работу с разземленной нейтралью, следует устанавливать вентильные разрядники.

7.5 Выбор разрядников

Разрядники выбираются:

- по типу;
- по месту установки;
- по напряжению установки.

Для защиты вращающихся машин напряжением 6-10 кВ применяются магнитно-вентильные разрядники серии РВМ. Для защиты изоляции трансформаторов и оборудования РУ 3 - 10 кВ применяются вентильные разрядники серии РВП. Изоляцию оборудования напряжением 15 - 220 кВ следует защищать вентильными разрядниками серии РВС. Для защиты изоляции оборудования 15 - 35 кВ, испытательные напряжения которого снижены по сравнению с общими требованиями, должны применяться магнитно-вентильные разрядники серии РВМ. Изоляцию оборудования на номинальное напряжение 110 - 220 кВ с пониженными испытательными напряжениями, а также изоляцию оборудования 330 и 500 кВ следует защищать вентильными разрядниками с магнитным гашением дуги серии РВМГ. В тех случаях, когда на подстанции 110 кВ установлены автотрансформаторы со сниженным уровнем изоляции, для их защиты также применяют магнитно-вентильные разрядники типа РВМГ-110. Вентильные разрядники серии GZ, разрядники РС-10 и РВО-35 облегченной конструкции предназначены для защиты малоответственного оборудования 6-35 кВ. Комбинированные вентильные разрядники серии РВМК на напряжение 330 и 500 кВ предназначены для защиты изоляции напряжением 330 и 500 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. Разрядники серии РВМК применяются лишь в тех случаях, когда необходима защита изоляции от внутренних перена-

пряжений, а разрядники серии РВМГ не могут быть установлены вследствие их ограниченной дугогасящей и пропускной способности,

В настоящее время для защиты сетей 110-500 кВ от атмосферных перенапряжений (а также от внутренних), наряду с вентильными разрядниками применяются ограничители перенапряжений ОПН, имеющие ряд преимуществ по сравнению с разрядниками (меньшие габариты и вес при тех же технических характеристиках), но пока еще более дорогие (подробнее см. /11/). По сравнению с серийно выпускаемыми разрядниками РВМГ нелинейные ограничители снижают уровень ограничения коммутационных перенапряжений на 30-40 процентов, атмосферных перенапряжений на 10-20 процентов.

Число и места установки вентильных разрядников следует выбирать, исходя из принятых на расчетный период схем электрических соединений, числа ВЛ и трансформаторов.

Вентильные разрядники на подстанциях 35-110 кВ с трансформаторами мощностью до 40 мВА, присоединяемых к ответвлениям, устанавливаются возможно ближе к защищаемому оборудованию, особенно к оборудованию с пониженным уровнем изоляции (вращающиеся машины, силовые трансформаторы), на расстоянии не более 10 м от трансформатора.

Подходы к подстанции должны быть защищены тросовыми молниеотводами.

Для защиты РУ 6-10 кВ от волн атмосферных перенапряжений, набегающих с ВЛ, установка вентильных разрядников производится в соответствии со следующими рекомендациями:

1) установка одного комплекта вентильных разрядников на шинах РУ или у трансформатора достаточна для защиты, как трансформатора, так и изоляции РУ, если связь трансформатора с РУ выполнена кабелями длиной не более 90 м.

При выполнении связи трансформатора с РУ открытым токопроводом вентильный разрядник, установленный на сборных шинах РУ 6 - 10 кВ, обеспечивает защиту изоляции, как РУ, так и трансформатора, если длина открытого токопровода, не превышает 60 м, а подход к линии 6-10 кВ к РУ имеет кабельную вставку;

2) при установке молниеотводов на трансформаторных порталах вентильный разрядник 6-10 кВ у вводов трансформатора обеспечивает защиту оборудования РУ при расстояниях между трансформатором и РУ не более 15 м. Защита от грозовых и кратковременных внутренних перенапряжений трансформаторов 110-220 кВ с уровнем изоляции нейтралей I и II /5/ выполняется вентильными разрядниками серии РВС. Магнитно-вентильные разрядники рекомендуется применять только для защиты трансформаторов, имеющих неотключаемые кабельные линии длиной более 110 м.

Устройство защиты нейтралей рекомендуется устанавливать непосредственно у трансформаторов. Для защиты нейтралей трансформаторов рекомендуются разрядники: при напряжении 150 кВ - РВС-11; 110 кВ - РВС-60; 35 кВ - РВС-20.

В ОРУ вентильные разрядники (как и все остальное оборудование) должны устанавливаться на основаниях-фундаментах или на металлических конст-

рукциях высотой 2,5 – 3,0 м от уровня планировки подстанции. Разрядники, у которых нижняя кромка фарфорового кожуха расположена над уровнем планировки подстанции на высоте не менее 2,5 м, разрешается не огораживать. При меньшей высоте кромки кожуха разрядники должны иметь постоянные ограждения.

На подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, устанавливается по одному комплекту разрядников (на присоединение) и, как правило, по два комплекта на проходных и многофидерных подстанциях. На некоторых мощных ОРУ число устанавливаемых комплектов разрядников доходит до четырех-пяти.

8 Высокочастотная связь

На понизительных подстанциях 110/6-10 кВ без выключателей на стороне ВН во многих случаях целесообразно применение схем с передачей отключающего импульса от защит трансформатора на отключение головного выключателя питающей линии.

Наибольшее распространение получили способы передачи управляющего импульса по кабелям связи или по проводам ВЛ с помощью высокочастотной аппаратуры. Линия электропередачи является линией высокой надежности, ее надежность в десятки раз превосходит надежность проводных линий, построенных специально для целей связи. Кроме того, каналы связи по этим линиям значительно дешевле каналов связи по специальным проводным линиям, так как отпадают затраты на сооружение и эксплуатацию линии связи.

По линиям электропередачи возможна только высокочастотная связь (ВЧ-связь), поэтому необходимо отделить напряжение сигнала связи от напряжения промышленной частоты. Для создания каналов связи используются высокочастотные заградители, врезаемые в фазный провод вблизи шин подстанции.

Заградители предназначены для ограничения зоны распространения токов высокой частоты, то есть для уменьшения утечки токов высокой частоты каналов связи по линии электропередачи в сторону противоположную направлению к корреспонденту. Заградитель представляет собой высокочастотный заградительный фильтр и состоит из силового реактора и элемента настройки. Реактор заградителя рассчитан на длительное прохождение по нему рабочего тока линии и кратковременное - токов короткого замыкания. Элемент настройки включается параллельно реактору и служит для того, чтобы повысить сопротивление заградителя на определенной частоте или полосе частот. Элемент содержит конденсаторы, катушки индуктивности и резисторы. Высокочастотные заградители подвешивают на одноцепных, двухцепных гирляндах на траверсах порталов либо устанавливают на колонке конденсатора связи или шинной опоре. Характеристики высокочастотных заградителей приведены в таблице 8.1.

Список использованных источников

1. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: Минэнерго, 1995. - 40 с.
2. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий/ Под ред. А.А.Федорова, Г.В. Сербиновского - М.: Энергия, 1985. - 820 с.
3. Электротехнический справочник. В 3-х т. Т. 2/ Под общ. ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 640 с.
4. РТМ 36.18.32.6-92. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. - М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. - 70 с.
5. Правила устройства электроустановок. - М.: Энергоатомиздат, 2000. - 645 с.
6. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 352 с.
7. ГОСТ 14209-97. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. - Введ. с 01.07.97 - М.: Изд-во стандартов, 1997. - 30 с.
8. Ульянов С.А. Электромагнитные процессы в электрических системах. - М.: Энергия, 1970. - 520 с.
9. Электротехнический справочник. В 2-х томах. Т. 2/Под общ. ред. П.Г. Грудинского - М.: Энергия, 1972. - 752 с.
10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергоиздат, 1989. - 608 с.
11. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергия, 1986. - 648 с.
12. Электрическая часть станций и подстанций./ Под ред. А.А. Васильева - М.: Энергия, 1980. - 576 с.
13. Абрамова Е.Я., Трунилов В.Ф. Методические указания по расчету заземляющих устройств. - Оренбург: ОрПИ, 1988. - 46 с.
14. Гук Ю.Б., Кантан В.Э., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. - Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.
15. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 356 с.
16. Электрическая часть электростанций; /Под ред. Усова С.В. - Л.: Энергия, 1987. - 536 с.
17. Дорошев К.И. Эксплуатация комплектных распределительных устройств 6-220 кВ. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 152 с.
18. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 220 с.

19. Дорошев К.И. Комплектные распределительные устройства 6-35 кВ. - М.: Энергоиздат, 1982. - 376 с.
20. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. - М.: Энергоиздат, 1982. - 400 с.
21. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / Под ред. С.С. Рокотяна, Я.С. Самойлова - М.: Энергоиздат, 1982. - 352 с.
22. Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Энергия, 1987. - 605 с.
23. Белецкий О.В., Лезнов С.И., Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций. - М.: Энергоиздат, 1985. - 208 с.
24. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учебн. пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 386 с.
25. Авакян В.Л., Опель Г.Г. Электромонтаж распределительных устройств. - М.: Энергия, 1973. - 352 с.
26. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электро-техническое оборудование подстанций 35-750 кВ. - М.: Энергия, 1977. - 368 с.
27. Электрические кабели, провода и шнуры. Справочник/ Под. ред. Н.И. Белоусова и др. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 192 с.
28. Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1980. - 180 с.
29. Филатов А.А. Оперативное обслуживание электрических подстанций. - М.: Энергия, 1980. - 152 с.
30. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. - Введ. с 01.01.89 - М.: Изд-во стандартов, 1989. - 40 с.