

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Интеллектуальные электрические сети»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ  
ПО ДИСЦИПЛИНЕ «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ»

Ростов-на-Дону  
ДГТУ  
2019

УДК 621.311(076)

Составитель Л.В. Бабина

Методические указания к курсовому проекту по дисциплине «Электрические станции и подстанции». – Ростов-на-Дону: Донской гос. техн. ун-т, 2019. – 31 с.

Методические указания предназначены для подготовки бакалавров по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», содержат рекомендации по выполнению курсового проекта.

УДК 621.311(076)

Печатается по решению редакционно-издательского совета  
Донского государственного технического университета

Ответственный за выпуск зав. кафедрой «Интеллектуальные  
электрические сети» д-р техн. наук, профессор Н.И. Цыгулев

---

В печать 26.03.2019 г.  
Формат 60×21/16. Объем 1,9 усл.п.л  
Тираж 50 экз. Заказ № 495.

---

Издательский центр ДГТУ  
Адрес университета и полиграфического предприятия:  
344000, г. Ростов-на-Дону, пл. Гагарина, 1

© Донской государственный  
технический университет, 2019

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В методических указаниях содержится материал для выполнения заданий на курсовое проектирование электрической части подстанций напряжением 110 кВ и более, имеющих связь с энергосистемой на стороне высшего напряжения. Объем проекта указан в типовом задании на проектирование, которое выдается преподавателем на отдельном бланке вместе с исходными данными на курсовой проект.

Последовательность изложения материала методических указаний соответствует порядку выполнения разделов расчетно-пояснительной записки курсового проекта. При этом не следует рассматривать настоящие указания в качестве единственного и полного источника информации, необходимого для успешной разработки курсового проекта. В работе не ставится цель подробно рассмотреть выполнение всех разделов курсового проекта. Такие темы, как расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов и др. подробно изложены в учебной литературе.

## 1. Выбор структурной схемы подстанции

На структурных схемах показываются основные функциональные части подстанции (трансформаторы (автотрансформаторы), распределительные устройства) и связи между ними (рис. 1). Электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ ВН и (или) РУ СН подстанции, затем трансформируется и распределяется между потребителями СН и НН. В зависимости от количества РУ устанавливают двух- или трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы. Типовые варианты структурных схем подстанций приведены в [2], [3].

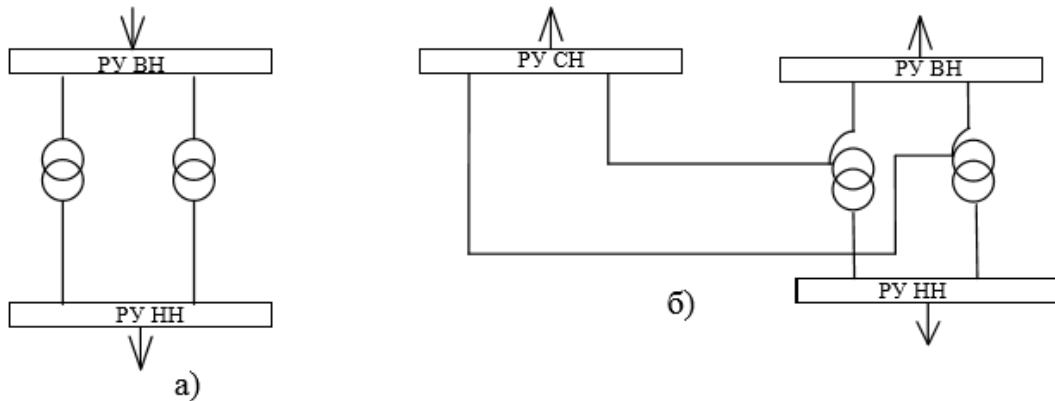


Рис. 1. Примеры структурных схем подстанций с двумя (а) и тремя (б) распределительными устройствами.

## 2. Выбор силовых трансформаторов

На крупных подстанциях силовые трансформаторы и автотрансформаторы (АТ) устанавливаются для связи между распределительными устройствами и для питания нагрузки собственных нужд.

На узловых понижающих подстанциях с двумя или тремя напряжениями устанавливают, как правило, два трехфазных ТС. При отсутствии в каталогах необходимого по мощности трехфазного трансформатора допускается установка трехфазных групп из однофазных трансформаторов. При этом мощность одного трансформатора выбирается на основании шкалы стандартных мощностей **10, 16, 25, 32, 40, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 320, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250 МВА**.

Мощность каждого трансформатора выбирается по суммарной нагрузке потребителей подстанции с учетом допустимой длительной аварийной перегрузки (40% по отношению к номинальной мощности трансформатора).

В рамках выполняемого курсового проекта выбор силовых трансформаторов осуществляется в следующем порядке:

1. Рассчитать максимальную суммарную нагрузку потребителей НН и СН подстанции

$\dot{S}_{нг.НН}$ ,  $\dot{S}_{нг.СН}$ , используя выражения:

$$\dot{S} = P + jP \cdot \tan \varphi, \quad \dot{S}_{нг} = \dot{S}_{нг.СН} + \dot{S}_{нг.НН};$$

2. Определить максимальную нагрузку собственных нужд подстанции  $\dot{S}_{сн}$  на основании значений  $P_{нг}$  и коэффициентов  $k_{сн}$  и  $\cos \varphi_{сн}$ , заданных в исходных данных к курсовому проекту, при этом

$$P_{сн} = P_{нг} \cdot k_{сн};$$

3. Рассчитать мощность, потребляемую подстанцией со стороны ВН на основании выражений

$$\dot{S}_{ВН} = \dot{S}_{нг} + \dot{S}_{сн}; \quad S_{ВН} = \sqrt{(P_{ВН}^2 + Q_{ВН}^2)};$$

#### 4. Определить расчетное значение мощности трансформатора

Ориентируясь на сочетание напряжений РУ ВН, СН и НН, наметить к установке два трехфазных трансформатора или автотрансформатора. Последние устанавливаются при сочетаниях напряжения ВН и СН 220/110 кВ и более.

Для данного случая:

$$S_{расч} = S_{ВН} / 1,4 = 0,71 \cdot S_{ВН}.$$

По таблице каталога, соответствующей напряжению ВН подстанции, выбирается трансформатор (автотрансформатор) с номинальной мощностью, ближайшей большей по отношению к расчетной:

$$S_{ном} \geq S_{расч}.$$

Если в каталоге нет трехфазного трансформатора подходящей номинальной мощности, можно выбрать трансформатор мощностью меньше  $S_{расч}$ . При этом надо проверить все его обмотки на допустимый перегруз в режиме отключения нагрузок третьей категории. Доля нагрузок первой и второй категорий задана в исходных данных к проекту.

При проверке надо учитывать, что трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы могут быть выполнены с различными соотношениями номинальных мощностей обмоток  $S_{ВН} / S_{СН} / S_{НН}$ .

Для трансформаторов это: **100/100/100 %, 100/100/66,7 %, 100/66,7/66,7 %.**

Если в справочнике отсутствует информация о соотношении мощностей обмоток, принимается первый вариант соотношения.

Для автотрансформаторов обычно мощность обмотки НН ниже номинальной и указывается в справочнике. Если это значение неизвестно, то рекомендуется принять относительную мощность этой обмотки

$$\alpha = S_{НН} / S_n = 0,4,$$

но не большим, чем значение коэффициента выгодности

$$k_{выг} = (U_{ВН} - U_{СН}) / U_{ВН}.$$

Если по каталогу не удастся подобрать трехфазные трансформаторы необходимой мощности, принимаются к установке одна группа однофазных трансформаторов (три из них постоянно находятся в работе, четвертый, нормально отключенный, находится в резерве).

Для этого случая:

$$S_{расч} = S_{ВН} / 3$$

Если и в этом случае в каталоге нет подходящего трансформатора, принимаются к установке две трехфазные группы однофазных трансформаторов. Требуемая мощность одного трансформатора

$$S_{расч} = 0,71 \cdot S_{ВН} / 3$$

#### 5. Выполнить проверку выбранных ТС на перегруз

Как правило, проверка необходима для трехфазных АТ. Расчетным является режим, когда один АТ отключен, а оставшийся в работе несет полную нагрузку подстанции, работая с допустимым 40% перегрузом. Нагрузки на шинах НН и СН не должны превышать 140 % номинальной мощности соответствующей обмотки АТ.

При проверке обмоток на перегруз можно учесть возможность ограничения нагрузок 3 категории на шинах подстанции.

6. Если обмотка НН или СН намеченного к выбору трансформатора оказывается перегруженной, надо выбрать трансформатор с большей номинальной мощностью.

#### 7. Выбрать трансформаторы собственных нужд

$$S_{ТСН.ном} \geq S_{сн},$$

где  $S_{сн} = \sqrt{P_{сн}^2 + Q_{сн}^2}$  (см. п.2,3)

Трансформатор собственных нужд подключается к сборным шинам НН или к выводам обмоток НН трансформатора связи.

### 3. Выбор схем распределительных устройств

При выборе схем РУ руководствуются рекомендациями [9], [10] и [11]. В РУ 6-10 кВ применяются схемы с одной или двумя системами сборных шин в зависимости от особенностей электрической сети (наличие резервирования по сети, характера потребителей и пр.). Сборные шины обычно секционируются по числу трансформаторов. При установке двух трехфазных трансформаторов или двух групп однофазных трансформаторов предусматривается их раздельная работа.

Для уменьшения величины тока КЗ в сети НН предусматривается установка реакторов, чаще всего - в цепях вводов от трансформаторов к шинам НН, реже – на отходящих линиях НН. Кроме того, рекомендуется: применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным значением  $U_k$ , а также трансформаторов с расщепленной обмоткой НН.

Для РУ 35-220 кВ при числе присоединений не более 4-х рекомендуются следующие схемы: схема мостика, схема треугольника или четырехугольника. Для РУ с числом присоединений более 4-х могут применяться схемы: с одной секционированной и обходной системами шин, с двумя основными и третьей обходной системой шин. При этом для РУ 35 кВ обходная система шин не предусматривается. В РУ с двумя основными и третьей обходной системой шин при числе присоединений менее 12 системы шин не секционируются. При числе присоединений от 12 до 16 секционируют одну рабочую систему шин (при этом получается всего три секции). При числе присоединений более 16 секционируют обе рабочие системы шин, создавая тем самым четыре секции сборных шин.

Для РУ 330 кВ и выше могут применяться следующие схемы: полуторная (3/2) с тремя выключателями на каждые два присоединения, схема с четырьмя выключателями на каждые три присоединения (4/3), схемы многоугольников и сдвоенных многоугольников.

В курсовом проекте рассматривают возможные варианты схем РУ и выбирается наиболее рациональная схема. В отдельных случаях, если это указано в задании, схемы РУ выбираются в результате технико-экономического сравнения. При прочих равных условиях предпочтение отдается схеме, требующей меньшего числа операций выключателями и разъединителями при режимных и ремонтных переключениях, а также при отключении поврежденных участков в аварийных режимах.

После выбора схем РУ вычерчивается упрощенная принципиальная схема подстанции. На схеме указываются все силовые трансформаторы и коммутационные аппараты. Пример такой схемы приведен на рис. 2.

### 4. Расчет токов короткого замыкания

Значения токов КЗ необходимы для проверки выбираемых аппаратов и токоведущих частей на стойкость к току КЗ. Перед началом расчета необходимо оценить расчетные условия КЗ. Для этого составляется расчетная схема, намечаются места расположения расчетных точек КЗ и определяется расчетный вид КЗ.

Расчетная схема представляет собой однолинейную электрическую схему проектируемой подстанции, в которую включены все источники питания и все их взаимные связи. На схеме намечают расчетные точки КЗ, соответствующие наиболее тяжелым условиям проверки намеченных к выбору аппаратов. Обычно эти точки находятся на сборных шинах РУ каждого напряжения подстанции. В качестве расчетного вида КЗ принимается трехфазное или однофазное КЗ.

Для удобства на схему наносятся основные параметры ее элементов. Пример расчетной схемы приведен на рис. 3 [2].

Расчет токов КЗ производится одним из практических методов. При выполнении настоящего курсового проекта рекомендуется применить метод относительных базисных единиц с приближенным приведением. При этом расчет проводится с некоторыми допущениями, которые существенно упрощают вычисления, но дают на 10-15 % завышенный результат.

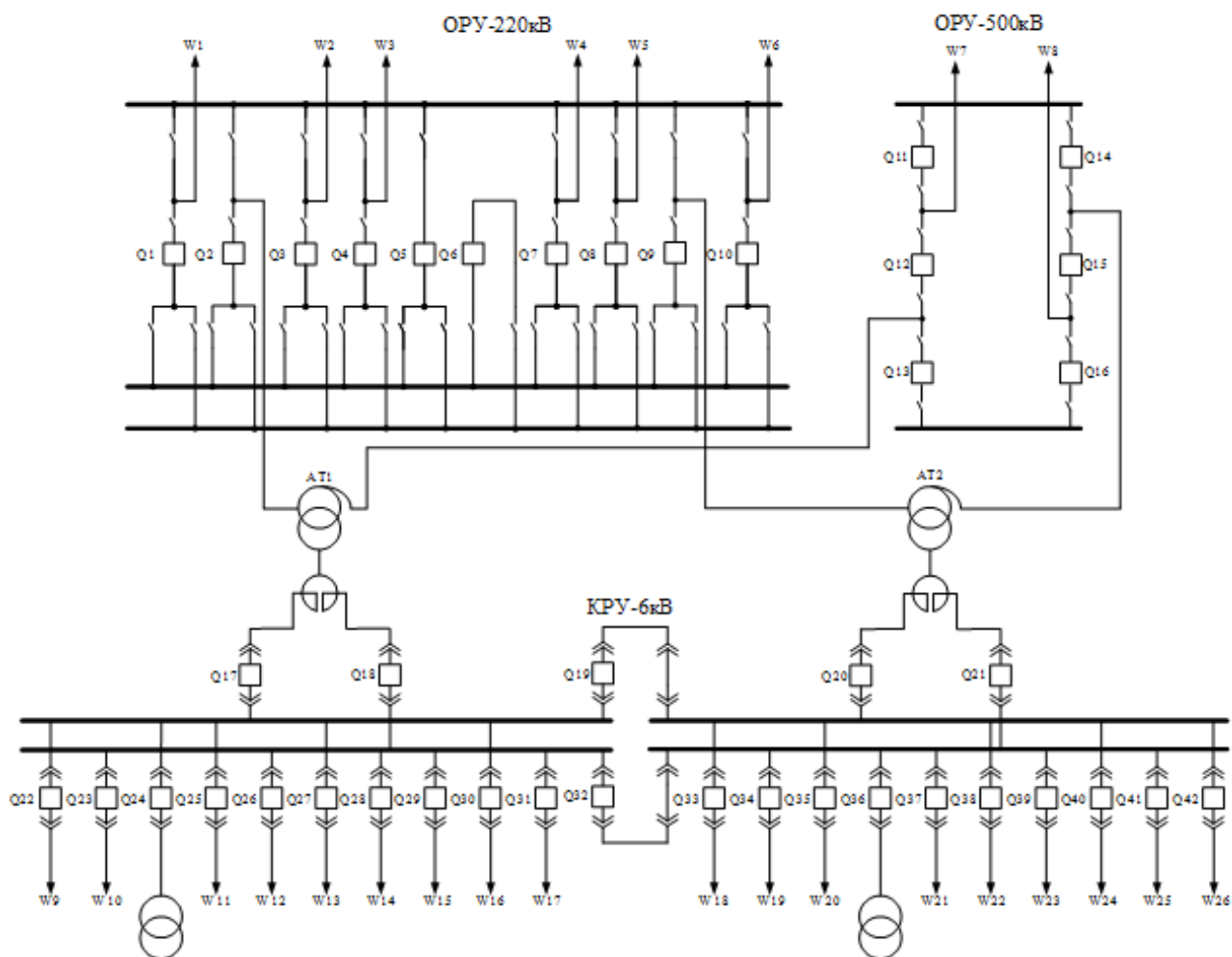


Рис.2. Пример упрощенной схемы подстанции

#### 4.1. Расчет токов трехфазного КЗ

Составляется схема замещения прямой последовательности (СЗПП) для активных и индуктивных сопротивлений. Периодическая составляющая тока КЗ определяется без учета активных сопротивлений схемы замещения. Активные сопротивления учитываются при определении ударного тока. Схема замещения изображается в том же топографическом виде, что и расчетная схема, с заменой условных изображений элементов схемы на сопротивления этих элементов. На схеме указываются сопротивления абсолютно всех элементов, влияющих на значения рассчитываемых токов: трансформаторов связи, энергосистемы и линии связи с ней.

Источники тока КЗ замещаются ЭДС и сопротивлением, а трехобмоточные ТС – звездой сопротивлений обмоток.

На схеме замещения показываются сопротивления всех трансформаторов и все секции шин РУ НН. При этом секционный выключатель считается отключенным.

Удобно все сопротивления нумеровать и указывать их значения рядом с номером в виде дроби. В числителе указывается индуктивное сопротивление, в знаменателе – активное.

Нумерация расчетных точек КЗ ведется, начиная от сборных шин ВН.

Последовательность расчета рекомендуется принять такой, чтобы при вычислении токов в каждой следующей точке КЗ использовались результаты преобразований, полученные для предыдущей точки.

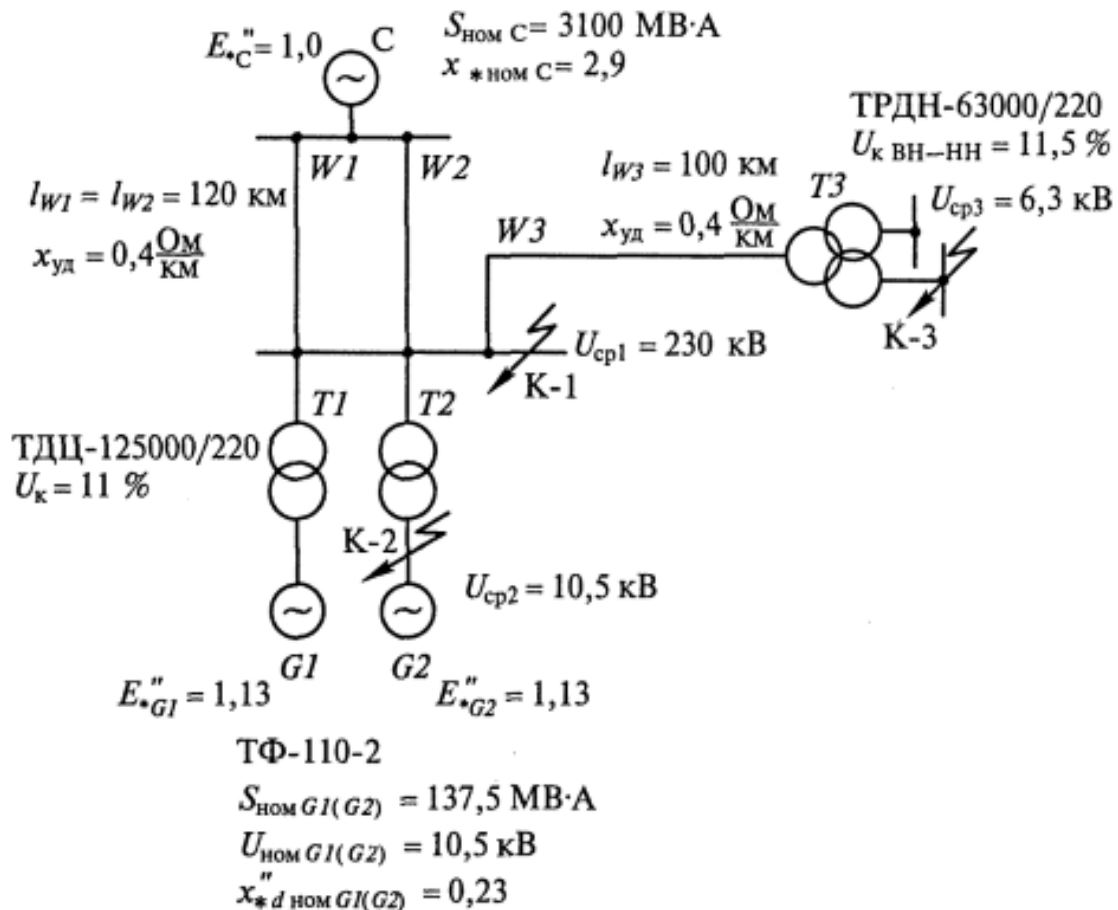


Рис.3. Пример расчетной схемы

Перед началом расчета необходимо задаться базисными величинами. Обычно принимается  $S_{\delta} = 1000$  МВА или 100 МВА. Базисные напряжения принимаются как средние номинальные напряжения ступеней в расчетной схеме из следующего ряда: **3,15; 6,3; 10,5; 37; 115; 157; 230; 340; 515, 770, 1175 кВ**. Базисные токи определяются для каждой ступени напряжения из формулы для трехфазной мощности  $S_{\delta} = \sqrt{3}U_{\delta}I_{\delta}$ .

Сопротивления элементов схемы замещения вычисляются по следующим формулам:

Для энергосистемы:

Индуктивное сопротивление:

$$x_{C*\delta} = x_{C*H} \frac{S_{\delta}}{S_{HC}},$$

где  $x_{C*H}$  - индуктивное сопротивление системы в базе ее синхронной мощности, о.е.,  $S_{HC}$  - синхронная мощность энергосистемы, МВА.

Обе последние величины содержатся в составе исходных данных к курсовому проекту.

Активное сопротивление системы:

$$r_{C*\delta} = x_{C*\delta} / (x_C / r_C).$$

Приведенная выше формула применима для всех элементов схемы замещения. Средние значения отношения для основных элементов электрических сетей имеются в справочниках. Можно пользоваться данными таблиц, приведенных ниже.



Таблица 1 – Значения отношений  $x/r$  в характерных точках электрической системы

Место КЗ и характеристика электрической цепи	Отношение $x/r$
Сборные шины 6–10 кВ станции с генераторами мощностью 30–60 МВт	40–80
За линейным реактором до 100 А, присоединенным к сборным шинам	20–60
Сборные шины повышенного напряжения станции с трансформаторами мощностью 100 МВ·А (в единице) и выше	30–60
То же с трансформаторами мощностью 30–100 МВ·А (в единице)	20–50
Сборные шины вторичного напряжения подстанции с трансформаторами мощностью 100 МВ·А (в единице) и выше; сопротивление трансформаторов составляет 90% и выше результирующего сопротивления до места КЗ	20–40
То же с трансформаторами мощностью 30–100 МВ·А (в единице)	15–30
Точки системы, удаленные от генераторов (сборные шины вторичного напряжения подстанции с трансформаторами 20 МВ·А и ниже, сборные шины подстанции в распределительных сетях и др.)	$\leq 15$

Таблица 2 – Средние значения отношения  $x/r$  для ЛЭП

$U_n, \text{кВ}$	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
$x/r$	0,2	0,4	0,6	1	1,4	3	4	6	8	14	19

Для одноцепной линии электропередачи длиной  $l$ :

$$x_{Л} = x_{\text{пог}} l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}; \quad r_{Л*\bar{\sigma}} = x_{Л*\bar{\sigma}} / (x_{Л} / r_{Л}),$$

где  $x_{\text{пог}}$  – погонное (удельное) сопротивление провода линии, Ом/км.

Погонное сопротивление зависит от марки провода. В настоящем курсовом проекте допускается пользоваться следующими средними значениями индуктивного погонного сопротивления: для линий 110 кВ – 0,4 Ом/км; 220 кВ – 0,41 Ом/км; 330 кВ – 0,32 Ом/км; 500 кВ – 0,3 Ом/км.

При расчете токов КЗ для трансформаторов номинальной мощностью более 40 МВА значением активного сопротивления обмоток можно пренебречь и расчет сопротивлений в относительных базисных единицах выполнять по следующим ниже формулам

$$x_{B*\bar{\sigma}} = \frac{0,5 * (u_{\text{кВ-H}} + u_{\text{кВ-C}} - u_{\text{кС-H}})}{100} * \frac{S_{\bar{\sigma}}}{m * S_{\text{ном}}};$$

$$x_{C*\bar{\sigma}} = \frac{0,5 * (u_{\text{кВ-C}} + u_{\text{кС-H}} - u_{\text{кВ-H}})}{100} * \frac{S_{\bar{\sigma}}}{m * S_{\text{ном}}};$$

$$x_{H*\bar{\sigma}} = \frac{0,5 * (u_{\text{кВ-H}} + u_{\text{кС-H}} - u_{\text{кВ-C}})}{100} * \frac{S_{\bar{\sigma}}}{m * S_{\text{ном}}}.$$

$$r_{B*\bar{b}} = 0,6 * \frac{m * P_{\kappa} * S_{\bar{b}}}{1000 * (m * S_{ном})^2};$$

$$r_{C*\bar{b}} = 0,4 * \frac{m * P_{\kappa} * S_{\bar{b}}}{1000 * (m * S_{ном})^2};$$

$$r_{H*\bar{b}} = 0,4 * \frac{m * P_{\kappa} * S_{\bar{b}}}{1000 * (\alpha * m * S_{ном})^2}.$$

Здесь  $m = 3$  – количество однофазных трансформаторов в трехфазной группе. В случае выбора трехфазных трансформаторов  $m=1$ .

$a$  - относительная мощность обмотки НН (п.4 раздела 2)

$P_{\kappa} = P_{K3}$  – потери КЗ для обмоток В-С, приведенные в справочнике.

Обычно значение  $x_{C*\bar{b}}$  очень мало либо отрицательно. В обоих случаях его принимают равным нулю.

В вышеприведенных формулах  $u_{\kappa}$  выражено в %,  $P_{\kappa}$  – кВт,  $S$  – в МВА.

Далее необходимо преобразовать схему замещения сначала для индуктивных сопротивлений, а затем для активных сопротивлений, свернув ее относительно точки КЗ, находящейся на сборных шинах ВН (точка К1). Сворачивание схемы производится по формулам, известным из ТОЭ, и приведенным в [1]. При преобразовании схемы следует учитывать только те сопротивления, по которым протекает ток от источника в точку КЗ.

Следует иметь в виду, что обычно с целью уменьшения токов КЗ на напряжении 6-10 кВ подстанций трансформаторы связи работают раздельно со стороны НН (секционный выключатель нормально отключен). При этом на напряжениях ВН и СН трансформаторы между собой объединяются. Это обстоятельство следует учитывать при преобразовании схемы замещения для точки к.з., находящейся на шинах НН (точка К3).

В результате преобразований схемы замещения получаются эквивалентные индуктивное  $x_{l\kappa l*\bar{b}}$  и активное  $r_{l\kappa l*\bar{b}}$  сопротивления прямой последовательности этой схемы относительно точки К1.

Рекомендуется следующий порядок вычислений.

По закону Ома определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ в относительных базисных единицах

$$I''_{*\bar{b}} = E''_{*\bar{b}} / x_{l\kappa l*\bar{b}}. \quad (1)$$

При этом принимается  $E''_{*\bar{b}} = 1$ .

Ток КЗ в именованных единицах  $I'' = I''_{*\bar{b}} * I''_{\bar{b}}$ .

Постоянная времени цепи КЗ  $T_a = x_{l\kappa l*\bar{b}} / (314 * r_{l\kappa l*\bar{b}})$

Ударный коэффициент рассчитывается по формуле  $k_{yi} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ia}}}$ . При этом удобно использовать специальную кривую зависимости  $k_y$  от отношения  $x/r$  или постоянной времени  $T_a$  (рис.4)

При проверке правильности расчета ударного коэффициента можно ориентироваться на данные таблицы, приведенной ниже.

Ударный ток КЗ  $i_y = \sqrt{2} * k_y * I''$ .

Результаты расчетов заносятся в таблицу. Пример заполненной таблицы приведен ниже.

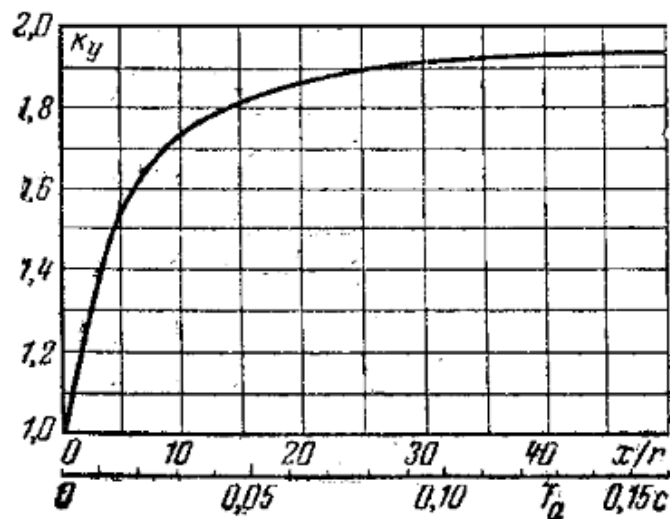


Рис.4. Кривая зависимости  $k_y$  от отношения  $x/r$  и постоянной времени  $T_a$

Таблица 3 – Значения ударного коэффициента КЗ в характерных точках электрической системы

Место КЗ и характеристика электрической цепи	Ударный коэффициент
Сборные шины 6–10 кВ станции с генераторами мощностью 30–60 МВт	1,92–1,96
За линейным реактором до 100 А, присоединенным к сборным шинам	1,85–1,95
Сборные шины повышенного напряжения станции с трансформаторами мощностью 100МВ·А (в единице) и выше	1,89–1,95
То же с трансформаторами мощностью 30–100 МВ·А (в единице)	1,85–1,94
Сборные шины вторичного напряжения подстанции с трансформаторами мощностью 100 МВ·А (в единице) и выше; сопротивление трансформаторов составляет 90% и выше результирующего сопротивления до места КЗ	1,85–1,92
То же с трансформаторами мощностью 30–100 МВ·А (в единице)	1,85–1,89
Точки системы, удаленные от генераторов (сборные шины вторичного напряжения подстанции с трансформаторами 20 МВ·А и ниже, сборные шины подстанции в распределительных сених и др.)	$\leq 1,8$

Таблица 4 – Пример заполнения таблицы результатов расчета тока трехфазного КЗ

Точка К1, трехфазное КЗ, $U_{\phi} = 340\text{кВ}$ , $I_{\phi} = 1,698\text{кА}$ ,							
$S_{нС}$ , МВА	$x_{1\phi К1*6}$	$I''_{*6}$	$I''$ , кА	$r_{1\phi К1*6}$	$T_a$ , с	$k_y$	$i_y$ , кА
5100	0,501	1,99	3,388	0,041	0,039	1,773	8,496

#### 4.2. Расчет токов однофазного КЗ

Расчет ведется на основании «Правил эквивалентности прямой последовательности»:

ток прямой последовательности при любом несимметричном КЗ,  $I^{(n)}_1$ , может быть определен как ток трёхфазного КЗ в точке, удаленной от действительной точки КЗ за дополнительное сопротивление  $x^{(n)}_{\Delta}$ , которое не зависит от параметров схемы замещения прямой последовательности.

Здесь  $n$  обозначает вид короткого замыкания,  $I$  – прямую последовательность тока.

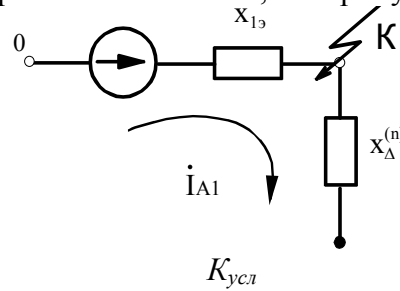


Рис.5. «Условная» схема для определения тока прямой последовательности при несимметричном КЗ в точке  $K$

На рисунке 5  $K$  – расчетная точка КЗ,  $K_{усл}$  – «условная» точка КЗ.

Значение  $x_{\Delta}^{(n)}$  зависит от вида короткого замыкания.

Для двухфазного к.з.  $x_{\Delta}^{(2)} = x_{2экв}$ ,

Для однофазного к.з.  $x_{\Delta}^{(1)} = x_{2экв} + x_{0экв}$ .

Искомый ток к.з.  $I^{(n)}$  вычисляется на основании рассчитанного тока прямой последовательности по формуле:

$$I^{(n)} = m^{(n)} \cdot I^{(n)}_I$$

Коэффициент  $m^{(n)}$  зависит от вида к.з.

Для двухфазного КЗ  $m^{(2)} = \sqrt{3}$ .

Для однофазного к.з.  $m^{(1)} = 3$ .

Отсюда следует такой порядок расчета тока однофазного КЗ.

1. Составляется схема замещения нулевой последовательности (СЗНП) для индуктивных сопротивлений.

Особое внимание надо обратить на выбор СЗНП трансформаторов и автотрансформаторов, учитывая режим работы нейтрали со стороны СН: в сетях 35 кВ нейтраль изолирована от земли, в сетях 110 кВ и выше – заземлена (рис. 6).

В том случае, если нейтраль обмотки СН изолирована, схема замещения имеет вид г), если нейтраль заземлена, то схема замещения имеет вид д) или и).

В схемах д), и) со стороны СН добавляется эквивалентное сопротивление НП участка сети СН (показано штрих-пунктиром), в которое входят сопротивления НП всех линий, отходящих к подстанциям с трансформаторами, работающими с заземленными нейтралью, а также сопротивления НП трансформаторов этих подстанций.

В связи с отсутствием необходимой информации, в курсовом проекте следует принимать, что от РУ СН отходят всего четыре (две двухцепных) таких линии одинаковой длины (длина задана в исходных данных к проекту). Сопротивления трансформаторов на приемных концах этих линий, в связи с отсутствием необходимой информации, принимается равным нулю.

Таким образом, сопротивление НП, указанное штрих –пунктиром на схемах д) и и) рассчитывается как эквивалентное сопротивление двух параллельных двухцепных линий одинаковой длины.

2. Путем преобразования СЗНП определяется эквивалентное сопротивление НП относительно расчетной точки КЗ  $x_{0экв}$ .

3. Определяется  $x_{2экв}$ . Оно принимается равным эквивалентному сопротивлению прямой последовательности СЗНП относительно расчетной точки КЗ

4. Рассчитывается  $x_{\Delta}^{(1)} = x_{2экв} + x_{0экв}$ .

5. Составляется «условная» схема замещения для расчета трехфазного КЗ в «условной точке», удаленной от расчетной точки КЗ на значение сопротивления  $x_{\Delta}^{(1)}$ .

6. «Условная» схема преобразуется относительно «условной» точки КЗ и определяется  $x_{усл}$ .

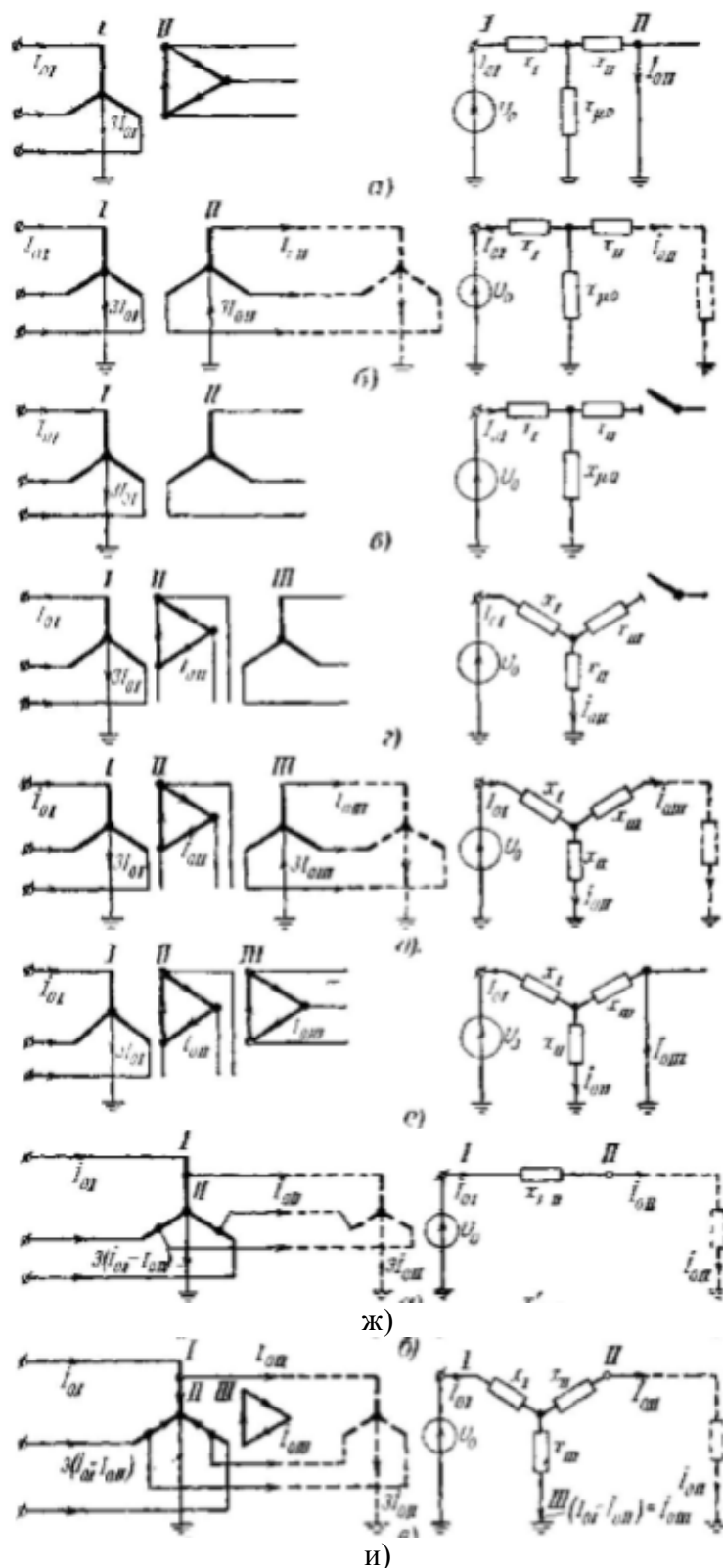


Рис.6. Схемы замещения для токов нулевой последовательности трансформаторов (а-е) и автотрансформаторов (ж-и)

7. Рассчитывается ток трехфазного КЗ  $I$  в «условной» точке по формуле (1). Он является током прямой последовательности однофазного КЗ в расчетной точке  $I^{(1)}_1$ .

8. Искомый ток однофазного КЗ в расчетной точке равен

$$I^{(1)} = 3 \cdot I^{(1)}_1.$$

Аналогичная последовательность расчета применяется для нахождения эквивалентного активного сопротивления.

Параметры элементов схемы замещения НП для всех элементов, кроме энергосистемы и ЛЭП, равны параметрам ПП.

Для энергосистемы сопротивление нулевой последовательности принимается равным  $x_{0C}=3x_{1C}$ ,

где  $x_{1C}$  - сопротивление системы прямой последовательности.

Для одноцепных ЛЭП с заземленным тросом  $x_{*0л} = 3x_{*л}$ , для двухцепных ЛЭП с заземленным тросом  $x_{*0л} = 4,7x_{*л}$ .

Активное сопротивление НП линий

$$r_{*0л} = (r_{ног} + 0,15) \frac{l}{n} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} ;$$

где  $r_{ног}$  определяется по известным  $x_{ног}$  и соотношению  $x / r$  (раздел 4.1)

Результаты расчетов заносятся в таблицу. Форма таблицы приведена ниже.

Таблица 5 – Пример заполнения таблицы результатов расчета тока однофазного КЗ

Точка К1, однофазное КЗ, $U_{\bar{o}} = 340 \text{ кВ}$ , $I_{\bar{o}} = 1,698 \text{ кА}$ ,									
$S_{нС}$ , МВА	$x_{0эк*б}$	$x^{(1)}_{\Delta}$	$x_{усл*б}$	$I^{(1)}_{I*б}$	$I^{(1)}_{*б}$	$I^{(1)}, \text{кА}$	$r_{0эк*б}$	$r^{(1)}_{\Delta}$	$T^{(1)}_a, \text{с}$

## 5. Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей

### 5.1. Общие сведения

При выполнении раздела рекомендуется пользоваться методическими указаниями [8].

В курсовом проекте должны быть выбраны электрические аппараты (выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы, реакторы, разрядники или ограничители перенапряжений) а также токоведущие части сборных шин и присоединений к ним для РУ всех напряжений.

Удобно проводить выбор сразу всего комплекта аппаратов и токоведущих частей для одного распределительного устройства. При выборе сначала намечается к установке конкретный аппарат или токоведущая часть. При этом используются параметры продолжительного режима работы (нормальный, ремонтный, послеаварийный). Затем осуществляется проверка выбранного электрооборудования по режиму КЗ. При проверке необходимо выбрать расчетную точку КЗ, расчетную продолжительность КЗ и расчетный вид КЗ.

Расчетная точка КЗ – точка расчетной схемы, при КЗ в которой через проверяемый элемент протекает наибольший ток КЗ.

Расчетная продолжительность и расчетный вид КЗ определяются видом проверки. Если намеченное к установке электрооборудование не удовлетворяет условиям проверки, необходимо выбрать аппарат или токоведущую часть с другими характеристиками.

### 5.2 Выбор выключателей

Обычно в одном РУ стремятся установить однотипные выключатели. Рекомендации по выбору типа выключателя изложены в [2].

Выбор и проверку осуществляют для выключателей РУ, находящихся в наиболее тяжелых условиях:

а) сначала выбирают номинальное напряжение выключателя по условию

$$U_{нВ} \geq U_{нРУ} ;$$

б) далее производится выбор номинального тока выключателя по условию:

$$I_{нВ} \geq I_{форс} .$$

Здесь  $I_{форс}$  – наибольший возможный ток продолжительного режима (обычно ремонтного или послеаварийного) для наиболее нагруженного присоединения к данному РУ.

В выполняемом курсовом проекте наиболее нагруженным может быть присоединение линии или трансформатора связи. Примеры определения  $I_{форс}$  приводятся в [2].

в) осуществляется проверка выключателя на отключающую (коммутационную) способность.

Сначала определяется расчетная точка КЗ. Обычно эта точка находится на тупиковой линии, отходящей к потребителю от данного РУ, так как при таком варианте КЗ через выключатель линии протекает суммарный, т.е., максимально возможный, ток КЗ. По мере удаления точки КЗ от шин в линию ток КЗ снижается. Поэтому расчетная точка КЗ находится непосредственно за выключателем линии.

При питании подстанции только со стороны ВН и отсутствии здесь тупиковых линий суммарный ток КЗ проходит от энергосистемы через выключатель линии, и расчетная точка КЗ находится на сборных шинах ВН.

Расчетным является тот вид КЗ, при котором возникает больший ток: в сетях с изолированной нейтралью им является трехфазное КЗ, в сетях с заземленной нейтралью – трехфазное или однофазное КЗ.

Для проверки необходимо знать значение полного тока КЗ в момент начала расхождения контактов проверяемого выключателя. Полный ток КЗ состоит из периодической  $I_n$  и аperiodической  $i_a$  составляющих (рис.7).

Расчетная продолжительность КЗ  $\tau$  включает минимальное время действия РЗ  $t_{рз \min}$ , обычно принимаемое равным 0,01, и собственное время отключения выключателя  $t_{св}$ , являющееся его паспортной характеристикой.

$$\tau = t_{рз \min} + t_{св}$$

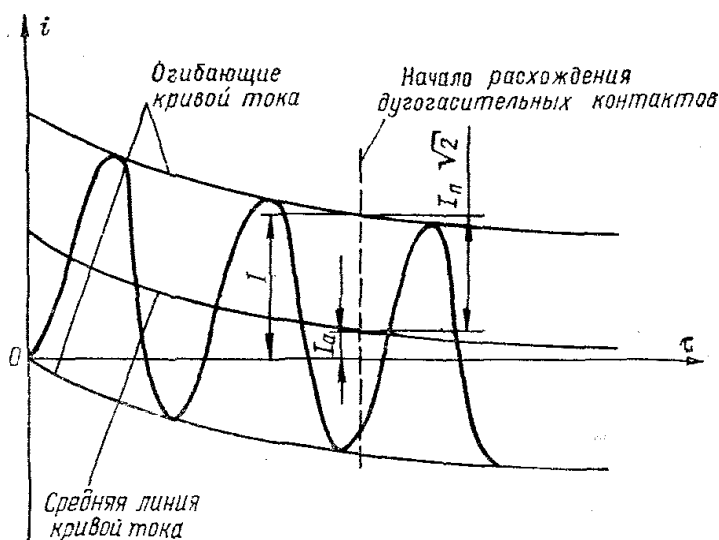


Рис.7. Кривая тока КЗ

Значение периодической составляющей  $I_n$  в момент  $\tau$  определяется с использованием специальных кривых (рис. 8). Кривые позволяют определить коэффициент затухания периодической составляющей тока КЗ  $\gamma_t$  в любой момент времени  $t$  для заданного значения тока в относительных номинальных единицах

$$I_{\text{н.н.}} = I / x_{\text{расч}},$$

где  $x_{\text{расч}} = x_{*n} = x_{*б} \cdot S_n / S_b$ ,  $S_n$  – номинальная мощность источника тока КЗ.

Для случая одностороннего питания подстанции от энергосистемы  $S_n = S_{нс}$ .

Для нахождения значения периодической составляющей в момент  $\tau$  необходимо:

- вычислить  $x_{расч}$ ;
- отложить по оси времени значение  $\tau$ ;
- выбрать кривую, соответствующую значению  $I_{*H}'' = 1/x_{расч}$ ;
- определить по выбранной кривой значение  $\gamma_t$ ;
- вычислить значение периодической составляющей тока КЗ в момент  $\tau$  по формуле  $I_{nt} = \gamma_t I''$ ;

Следует отметить, что при  $I_{*H}'' < 1$  следует принять  $\gamma_t = 1$ .

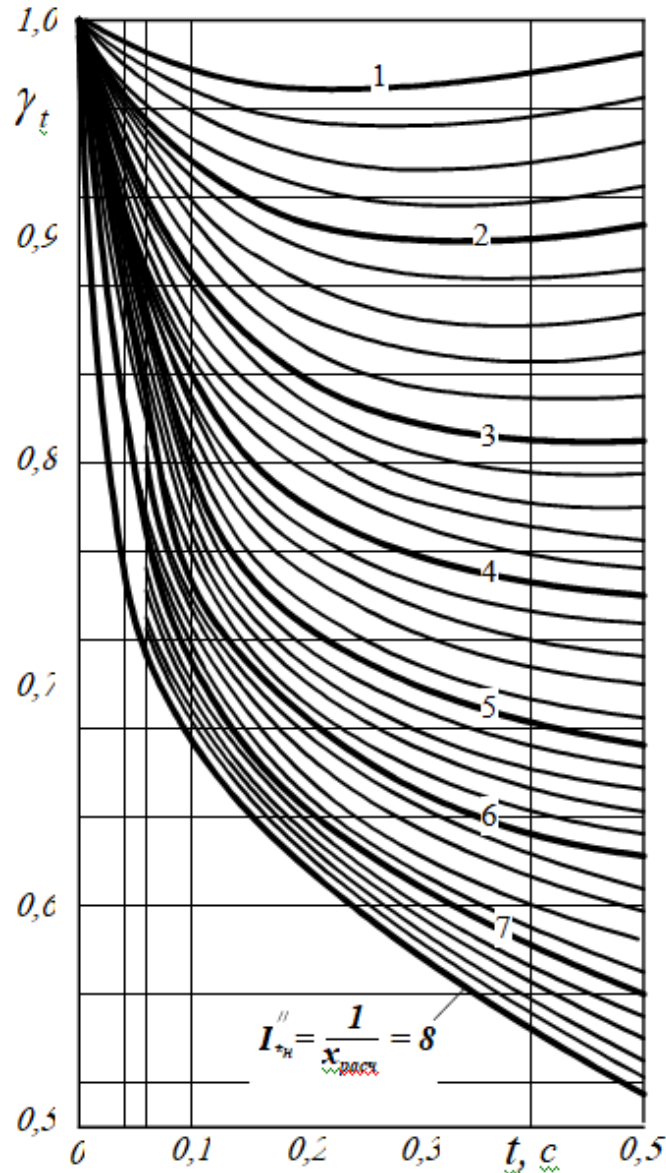


Рис.8. Кривые для определения значения периодической составляющей тока КЗ

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент  $\tau$  определяется выражением  $i_{at} = \lambda_{\tau} \sqrt{2 \cdot I''}$ ;

где  $\lambda_{\tau} = e^{-\tau/T_a}$  – коэффициент затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Далее осуществляется проверка выключателя по периодическому току (первое условие)

$$I_{от.ном} \geq I_{nt},$$



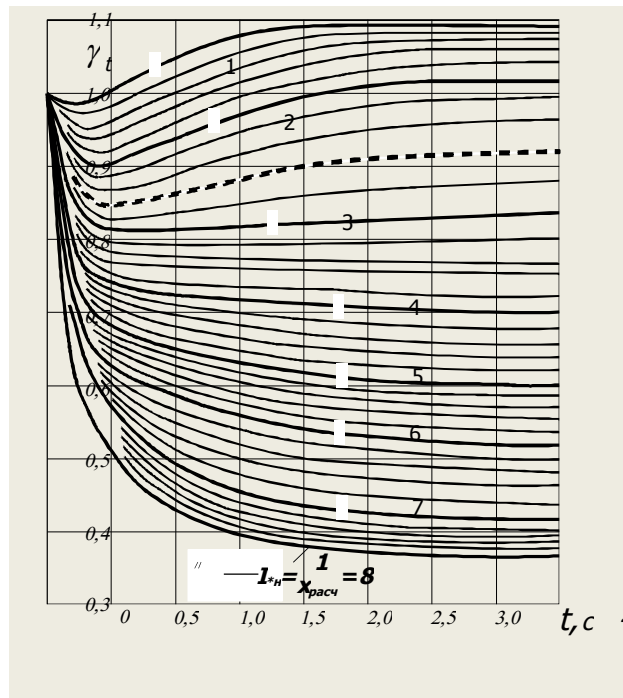


Рис. 8. Продолжение

и по содержанию в полном токе аperiodической составляющей (второе условие)

$$i_{ат\text{ ном}} \geq i_{ат}.$$

Здесь  $i_{ат\text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{от.ном} \cdot \beta_{ном} / 100$  - номинальное значение аperiodической составляющей тока отключения;

Номинальное содержание аperiodической составляющей в полном токе  $\beta_{ном}$  (номинальная асимметрия) зависит от времени  $\tau$  (рис. 9) и выражается в процентах:

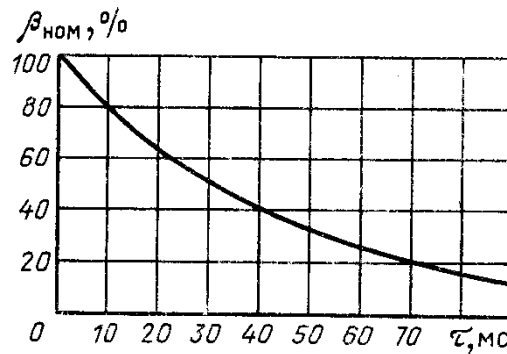


Рис. 9. Кривая зависимости  $\beta_{ном}(\tau)$

Если второе условие проверки не выполняется, следует выполнить проверку по полному току КЗ, а именно:

$$\sqrt{2} I_{от.ном} (1 + \beta_{ном} / 100) \geq \sqrt{2} I_{П\tau} (1 + \beta / 100),$$

$$\text{где } \beta = i_{ат} / (\sqrt{2} I_{П\tau}).$$

г) проверка выключателя на электродинамическую стойкость. Расчетным является трехфазное КЗ. Расчетное время не имеет значения. Проверка осуществляется по следующим условиям:

$$I_{нс} \geq I''$$

$$i_{нс} \geq i_y,$$

где  $I_{nc}$  и  $i_{nc}$  – действующее значение и амплитуда предельного сквозного тока КЗ, который выключатель выдерживает по условию механической прочности (паспортные параметры выключателя), а  $I''$  и  $i_y$  – рассчитанные ранее действующее значение сверхпереходного тока и ударный ток КЗ.

д) проверка выключателя на термическую стойкость. Расчетным является трехфазное КЗ. Расчетное время КЗ - от начала КЗ до погасания дуги в выключателе  $t_{омк}$ .

Проверяется выполнение условия

$$B_{к доп} \geq B_{к расч}.$$

Здесь  $B_{к доп} = I_{м.с}^2 \cdot t_{м.с}$  – допустимый тепловой импульс, определяемый по паспортным параметрам выключателя: току и времени термической стойкости  $I_{м.с}$  и  $t_{м.с}$ .

Тепловой импульс КЗ  $B_{к расч}$  рассчитывается как сумма двух импульсов, создаваемых периодической  $B_{кп}$  и аperiodической  $B_{ка}$  составляющими тока КЗ:

$$B_{к расч} = B_{кп} + B_{ка}.$$

Тепловой импульс периодической составляющей равен

$$B_{кп} = \left( \frac{I''_{\Sigma} + I_{n\tau\Sigma}}{2} \right)^2 \cdot \tau + \left( \frac{I_{n\tau\Sigma} + I_{n\text{омк}}}{2} \right)^2 \cdot (t_{омк} - \tau)$$

где  $I''$ ,  $I_{n\tau}$ ,  $I_{n\text{омк}}$  – токи в момент начала КЗ, в момент  $\tau$  и в момент погасания дуги в выключателе  $t_{омк}$ . При этом

$$t_{омк} = t_{P3\text{ max}} + t_{го}$$

$t_{P3\text{ max}} = 0,1$  с – время действия резервных релейных защит для подстанций,

$t_{го}$  – полное время отключения выключателя согласно его паспортным данным.

Тепловой импульс аperiodической составляющей тока КЗ .

$$B_{ка} = I''^2 \cdot T_a.$$

Кроме того, выключатель проверяется на включающую способность и по скорости восстанавливающегося напряжения [8]. Для удобства результаты выбора и проверки выключателя заносятся в таблицу. Пример заполненной таблицы приведен ниже.

Параметры выключателя типа ВВД–220Б–40/2000 ХЛ1	Соотношение	Расчетные величины
$U_n = 220 \text{ кВ}$	=	$U_{нру} = 220 \text{ кВ}$
$I_n = 2000 \text{ А}$	>	$I_{раб.форс} = 584 \text{ А}$
$I_{но} = 40 \text{ кА}$	>	$I_{н\tau} = 24,42 \text{ кА}$
$i_{ат ном} = 12 \text{ кА}$	<	$i_{ат} = 14 \text{ кА}$
$\sqrt{2}I_{но}(1 + \beta_n) = 69,58 \text{ кА}$	>	$\sqrt{2} * I_{н\tau} + i_{ат} = 56,98 \text{ кА}$
$B_{к.доп} = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}$	>	$B_{к расч} = 181,18 \text{ кА}^2 \text{с}$
$I_{nc} = 40 \text{ кА}$	>	$I'' = 21,33 \text{ кА}$
$i_{nc} = 102 \text{ кА}$	>	$i_y = 57,29 \text{ кА}$
$I_{нв} = 40 \text{ кА}$	>	$I'' = 21,42 \text{ кА}$
$i_{нв} = 102 \text{ кА}$	>	$i_y = 57,29 \text{ кА}$
$CBH_{доп} = 1 \text{ кВ/мкс}$	>	$CBH_{расч} = 0,596 \text{ кВ/мкс}$

Рис. 10. Пример заполненной таблицы выбора и проверки выключателя

При выборе выключателей линий, отходящих от РУ НН, следует учитывать, что тип выбираемого выключателя задан в исходных данных к проекту. В связи с этим, если

выключатель заданного типа не проходит по отключающей способности, необходимо выбрать способ ограничения тока КЗ до требуемого уровня. Чаще всего для этого используются токоограничивающие реакторы.

### 5.3. Выбор токоограничивающих реакторов.

На подстанциях токоограничивающие реакторы устанавливаются чаще всего либо в присоединениях трансформатора связи к шинам НН, либо в цепях отходящих линий НН:

а) сначала выбирают тип реактора: двоянный или одинарный. Наиболее целесообразно устанавливать двоянные реакторы в цепях НН трансформатора связи (рис.11). Если этот вариант не проходит, то реакторы устанавливают в цепях отходящих линий НН. При этом более эффективным является групповое реактирование, когда устанавливается один реактор для нескольких линий (рис.12);

б) далее выбирают номинальное напряжение реактора по условию

$$U_{нР} \geq U_{нРУ}$$

в) производится выбор номинального тока реактора по условию:

$$I_{нР} \geq I_{форс}.$$

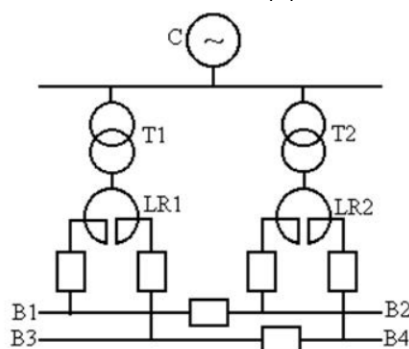


Рис.11. Включение токоограничивающих реакторов в цепь трансформаторов связи

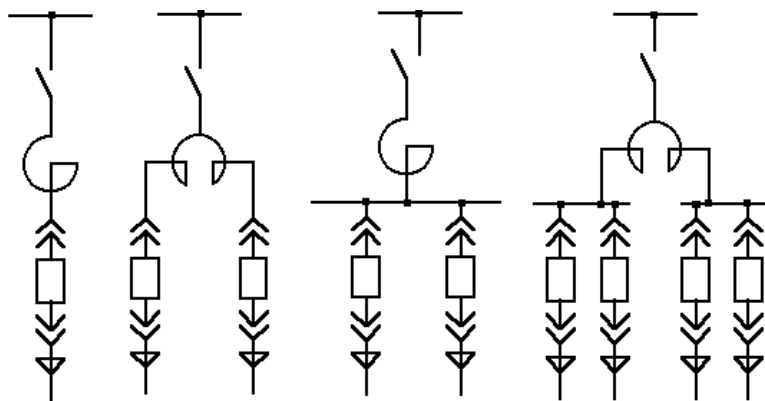


Рис. 12. Схемы включения токоограничивающих реакторов в цепи линий

Для двоянных реакторов здесь имеется в виду номинальный ток одной ветви реактора.

г) индуктивное сопротивление реактора определяют, исходя из условия ограничения тока КЗ за реактором до значения, требуемого условиями проекта. Этими условиями в основном являются минимальные затраты на сооружение ЗРУ НН.

Чаще всего учитывается, что значительную долю капитальных затрат на устанавливаемое электрооборудование составляют затраты на выключатели отходящих линий, так как обычно количество этих линий является весьма значительным. Поэтому стараются установить в ЗРУ НН недорогие выключатели, то есть выключатели с небольшой отключающей способностью. Такое условие требует ограничения тока КЗ до значения номинального тока отключения выключателей отходящих линий.

Кроме этого, условием ограничения тока КЗ может быть снижение затрат на сооружение ЛЭП НН. В этом случае ток КЗ ограничивается термической стойкостью кабелей или проводов, сечение которых выбрано по экономической плотности тока.

Индуктивное сопротивление реактора определяют, как разность между требуемым значением сопротивления цепи КЗ за реактором  $x_{\text{треб}}$  и сопротивлением цепи КЗ до реактора  $x_{\text{к1}}$ . Последнее значение обычно известно из расчета тока КЗ на шинах НН, ближайших к месту установки реактора.

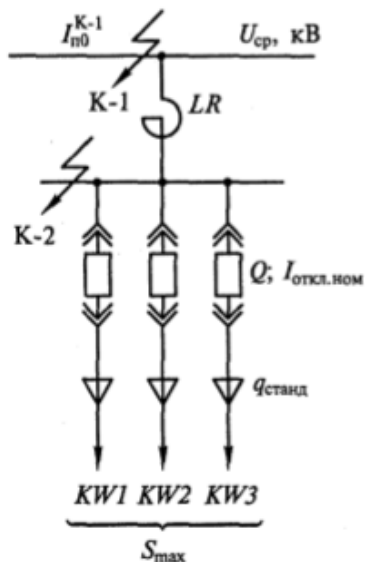


Рис.13. К выбору реактивности реактора

Для точек КЗ, значительно удаленных от источника, требуемое значение сопротивления можно определить по формуле

$$x_{\text{треб}} = U / \sqrt{3} / I_{\text{треб}}$$

где  $I_{\text{треб}}$  – требуемое значение тока КЗ по условиям проекта.

Если условием проекта является установка на отходящих линиях недорогих маломощных выключателей, то  $I_{\text{треб}} = I_{\text{от ном}}$ , где  $I_{\text{от ном}}$  – номинальный ток отключения устанавливаемых выключателей.

По справочнику выбирается реактор с ближайшим большим индуктивным сопротивлением  $x_p$ .

Следует учитывать, что в справочниках сопротивления реакторов приводятся в Омах, поэтому для выбора реактивности реактора следует перейти от относительных единиц к именованным.

д) вычисляется значение тока КЗ за выбранным реактором, соответствующее его сопротивлению.

е) проводится проверка реактора по электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_y,$$

здесь  $i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости реактора,  $i_y$  – ударный ток КЗ за реактором.

ж) проводится проверка реактора по электротермической стойкости

$$B_{\text{к.доп}} \geq B_{\text{к.расч.}}$$

В случае установки реакторов на линиях НН требуется проверка реактора по величине остаточного напряжения на сборных шинах НН при КЗ за реактором [2].

#### 5.4. Выбор разъединителей.

Порядок выбора следующий:

а) выбор номинального напряжения разъединителя по условию

$$U_{нР} \geq U_{нРУ}.$$

б) выбор номинального тока разъединителя по условию

$$I_{нР} \geq I_{форс}.$$

в) проверка разъединителя на электродинамическую стойкость по условию

$$i_{нсР} \geq i_y.$$

г) проверка разъединителя на термическую стойкость по условию

$$B_{кдоп} \geq B_{красч}.$$

Все расчетные величины берутся из таблицы проверки соответствующего выключателя.

Результаты выбора и проверки разъединителя заносятся в таблицу. Пример заполненной таблицы приведен ниже.

Параметры разъединителя	Соотношение	Расчетные величины
$U_n = 220 \text{ кВ}$	=	$U_{нРУ} = 220 \text{ кВ}$
$I_n = 1000 \text{ А}$	>	$I_{раб.форс} = 584 \text{ А}$
$i_{нс} = 100 \text{ кА}$	>	$i_y = 57,29 \text{ кА}$
$B_{к.доп} = 650 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{красч} = 181,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Рис.14. Пример заполненной таблицы выбора и проверки разъединителя

#### 5.5. Выбор трансформаторов тока (ТТ).

Порядок выбора следующий:

а) выбор номинального напряжения ТТ по выражению

$$U_{нТТ} \geq U_{нРУ}.$$

б) выбор номинального тока ТТ по условию

$$I_{нТТ} \geq I_{форс}.$$

в) проверка ТТ на электродинамическую стойкость по условию

$$i_{динТТ} \geq i_y,$$

где  $i_{динТТ}$  – амплитуда предельного сквозного тока (тока динамической стойкости), который ТТ выдерживает по условию механической прочности.

г) проверка ТТ на термическую стойкость по условию

$$B_{кдоп} \geq B_{красч}.$$

где  $B_{кдоп} = I_{м.с}^2 * t_{м.с}$  – допустимый тепловой импульс, определяемый по паспортным параметрам ТТ : току и времени термической стойкости  $I_{м.с}$  и  $t_{м.с}$

д) проверка ТТ по работе в своем классе точности [8].

Результаты выбора и проверки ТТ заносятся в таблицу. Пример заполненной таблицы приведен ниже.

Параметры ТТ типа	Соотношение	Расчетные величины
$U_n = 220 \text{ кВ}$	=	$U_{нРУ} = 220 \text{ кВ}$
$I_n = 1200 \text{ А}$	>	$I_{раб.форс} = 584 \text{ А}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	>	$i_y = 57,29$
$B_{кдоп} = 4609,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{красч} = 181,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$	>	$z_{2расч} = 1,125 \text{ Ом}$

Рис.15. Пример заполненной таблицы выбора и проверки ТТ

#### 5.6. Выбор трансформаторов напряжения (ТН)

Порядок выбора следующий:

а) выбор номинального напряжения по выражению

$$U_{н\ TH} \gg U_{н\ РУ} .$$

б) выбор по конструкции и схеме соединения обмоток [2].

в) проверка ТН по работе в своем классе точности [8].

5.7. Выбор токоведущих частей и изоляторов.

Параметры и условия выбора токоведущих частей приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры и условия выбора токоведущих частей

Параметры шин, кабелей, и изоляторов	Условие выбора
Номинальное напряжение (для кабелей)	$U_{уст} \leq U_n$
Длительный допустимый ток	$I_{раб.форс} \leq I_{дл.н}$
Номинальный ток (для проходных изоляторов)	$I_{раб.форс} \leq I_{дл.н}$
Экономическое сечение	$q_{расч. эн} = I_{раб}/i_{ок}$
Допускаемое напряжение в материале ( для шин) при коротких замыканиях	$\sigma_{расч.} \leq \sigma_{доп}$ $\vartheta_k \leq \vartheta_{доп.кр}$
Максимальная допускаемая температура при кратковременной нагрузке	$F_{расч} \leq F_{доп}$
Допускаемая нагрузка на изолятор	

#### 5.7.1 Выбор типа проводников.

Тип выбираемого проводника зависит от места его установки. На подстанциях в пределах ОРУ чаще всего применяются гибкие неизолированные сталеалюминиевые провода, реже применяются жесткие трубы. Соединение трансформаторов с ЗРУ низкого напряжения чаще всего выполняется жестким токопроводом в виде шинного моста, реже - подвесным гибким или комплектным токопроводом. Внутри ЗРУ 6—10 кВ все соединения, включая сборные шины, выполняются жесткими неизолированными алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные алюминиевые шины, при более высоких значениях токов - шины коробчатого сечения, так как они лучше охлаждаются. Для воздушных линий применяются гибкие неизолированные сталеалюминиевые провода, для кабельных линий – кабели с алюминиевыми жилами. Марка кабеля зависит от места прокладки, свойств среды, механических усилий, воздействующих на кабель (табл.7) и напряжения электроустановки.

Таблица 7 – Кабели, рекомендуемые для прокладки в земле и воздухе

Область применения	С бумажной пропитанной изоляцией	С пластмассовой и резиновой изоляцией
В земле (в траншеях) со средней коррозионной активностью: без блуждающих токов с наличием блуждающих токов Прокладка в туннелях, каналах, кабельных полуэтажах, производственных помещениях: сухих сырых сырых с высокой коррозионной активностью Прокладка в пожароопасных помещениях	ААШв, ААШп, ААПл ААШп, ААБ2л, ААП2л, ААШпсУ  ААГ, ААШв, ААБлГ ААШв, ААБлГ, ААБв ААБ2лШв, ЦААШпсУ  ААГ, ААШв, ААБвГ	АРвБбШв, АПВГ, АВБбШв АПАШв, АПАШп, АВАШв  АВВГ, АВРГ, АПВГ АВВБГ, АВРБГ АВБбШв, АПАШв  АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АВВБГ, АВВБбГ, АВБбШв, ПвБВнг

## 5.7.2 Выбор сечения токопроводов.

5.7.2.1 Сечение  $q$  токопроводов ВЛ, КЛ и протяженных присоединений к РУ выбирается по экономической плотности тока  $j_{эк}$ . Последняя зависит от типа токопровода и часов использования в год его максимальной нагрузки  $T_{max}$ . (см. табл. 4.4 [2])

а) сначала рассчитывается экономическое сечение токопровода по формуле

$$q_{эк} = I_{норм} / j_{эк},$$

где  $I_{норм}$  – ток продолжительного нормального режима рассматриваемого присоединения (не путать с током  $I_{форс.}$ )

б) далее по каталогу находится стандартное сечение  $q$ , наиболее близкое (большее или меньшее) к значению  $q_{эк}$ .

в) выбранное сечение проверяется по нагреву в продолжительном режиме по условию

$$I_{доп} \geq I_{форс.},$$

где  $I_{доп}$  – длительно допустимый ток для выбранного сечения  $q$ ,  $I_{форс.}$  – значение наибольшего тока продолжительного режима, использованное ранее при выборе аппаратов данного присоединения.

Таблица 8 – Значения экономической плотности тока

Проводник	При $T_{max}$ , ч		
	1000-3000	3000-5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медные	3	2,5	2
алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медные	3,5	3,1	2,7
алюминиевые	1,9	1,7	1,6

Следует учитывать, что значение длительно допустимого тока, приводимое в каталогах,  $I_{доп ном}$ , соответствует определенным условиям прокладки токопровода, в том числе, температуре окружающей среды. При значительных отличиях действительной температуры от номинальной ( $25^0$ ) следует выполнить приведение каталожных значений тока к действительным

Для всех токопроводов, кроме кабелей,

$$I_{доп} = k_1 \cdot I_{доп ном}.$$

Здесь  $k_1$  – поправка на температуру [2].

Длительно допустимый ток для кабелей определяется с учетом дополнительной поправки  $k_2$  на количество рядом проложенных в земле кабелей

$$I_{доп каб} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{доп ном}^*,$$

Если выбранное сечение не проходит по длительно допустимому току, надо выбрать следующее по шкале стандартное сечение токопровода.

5.7.2.2 Для выбора сечения сборных шин экономическая плотность тока не является определяющей, что объясняется небольшой протяженностью этих шин. Еще одной особенностью условий выбора является различие токов, протекающих по отдельным участкам шин, приводящее к неодинаковости сечений участков при их выборе, основанном на плотности тока.



Эти обстоятельства обусловили выбор сечения сборных шин одинаковым по всей длине и равным сечению наиболее нагруженного участка. Сечение такого участка выбирается, исходя из его нагрева током, по условию

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}},$$

где  $I_{\text{макс}}$  определяется как максимальное из всех значений токов, протекающих по отдельным участкам шин во всех возможных продолжительных режимах их работы.

Порядок выбора сечения сборных шин:

а) определяется ток  $I_{\text{макс}}$ . Для этого рассматриваются распределения потоков мощностей по участкам шин во всех возможных продолжительных режимах их работы. В связи с неодинаковостью  $\cos \varphi$  присоединений к шинам, распределение потоков выполняется отдельно для активных и реактивных мощностей с последующим переходом к полным мощностям.

Для подстанций, питающихся от энергосистемы только со стороны ВН или СН с небольшим количеством присоединений, значение  $I_{\text{макс}}$  можно определить простым анализом без предварительного распределения мощностей по всем участкам шин. Чаще всего участок шин, по которому протекает ток  $I_{\text{макс}}$ , прилегает либо к трансформаторному, либо к линейному присоединению, а значение протекающего по этим присоединениям тока  $I_{\text{форс}}$  определено ранее при проверке аппаратов.

б) по справочнику находится наименьшее стандартное сечение токопровода  $q$ , удовлетворяющее условию  $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$ .

#### 5.7.3 Проверка гибких проводов ОРУ.

##### 5.7.3.1 Проверка по условию возникновения коронного разряда.

Коронный разряд может возникать при напряжениях гибких проводов 35 кВ и выше. При этом для каждого напряжения известно минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования.

Если сечение выбранного ранее провода меньше минимально допустимого по условиям короны, необходимо принять его сечение равным минимальному значению.

В случае необходимости такую проверку можно провести, используя методику, приведенную в [2] и [8].

Таблица 9 – Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны

Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводами	
	одиночными	две и более
100	11,4 (АС 70/11)	-
150	15,2 (АС 120/19)	-
220	21,6 (АС 240/32) 24,0 (АС 300/39)	-
330	33,2 (АС 600/72)	2 x 21,6 (2 x АС 240/32) 3 x 15,2 (3 x АС 120/19) 3 x 17,1 (3 x АС 150/24)
500	-	2 x 36,2 (2 x АС 700/86) 3 x 24,0 (3 x АС 120/19) 4 x 18,8 (4 x АС 185/29)
750	-	4 x 29,1 (4 x АС 400/93) 5 x 21,6 (5 x 240/32)

Примечания:

1. Для ВЛ 220 кВ минимальный диаметр провода 21,6 мм относится к горизонтальному расположению фаз, а в остальных случаях допустим с проверкой по радиопомехам.

2. Для ВЛ 330 кВ минимальный диаметр провода 15,2 мм (три провода в фазе) относится к одноцепным опорам.

##### 5.7.3.2 Проверка на термическую стойкость в режиме КЗ



Расчетным в этом случае является трехфазное КЗ. Проверка заключается в сравнении температуры провода  $\theta_k^o$  в момент отключения КЗ  $t_{отк}$  с допустимой температурой нагрева выбранного провода  $\theta_{доп}^o$ .

При проверке используется понятие удельного теплового импульса  $A$ , равного тепловому импульсу, приходящемуся на единицу площади сечения ( $\text{мм}^2$ ) нагретого проводника. Удельный тепловой импульс является функцией удельной теплоемкости материала проводника, его удельного сопротивления и температуры нагрева. Эта функция выражается в виде соответствующей графической зависимости (рис.16), построенной для конкретного материала проводника.

Порядок проверки:

а) определяется температура провода перед началом КЗ

$$\theta_n^o = \theta_{cp}^o + (\theta_{дл.доп}^o - \theta_{cp.n}^o) \cdot \left( \frac{I_{наиб}}{I_{доп}} \right)^2,$$

где  $\theta_{cp}^o$  – температура окружающей среды,  $\theta_{cp.n}^o$  – нормированная температура окружающей среды, приводимая в справочниках (для сталеалюминиевых проводов  $\theta_{cp.n}^o = 25^\circ$ ),  $\theta_{дл.доп}^o$  – допустимая температура выбранного провода в длительном режиме (для сталеалюминиевых проводов  $\theta_{дл.доп}^o = 70^\circ$ ),

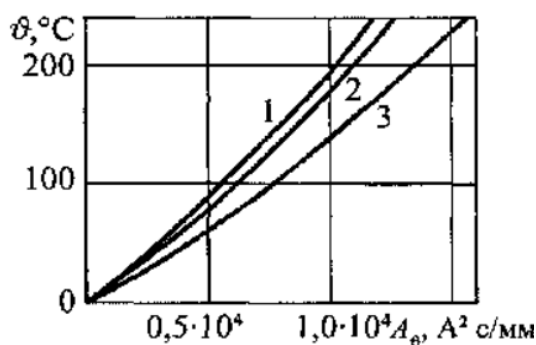
$$I_{наиб} = I_{форс};$$

б) на рис.16 выбирается кривая, соответствующая материалу проверяемого проводника;

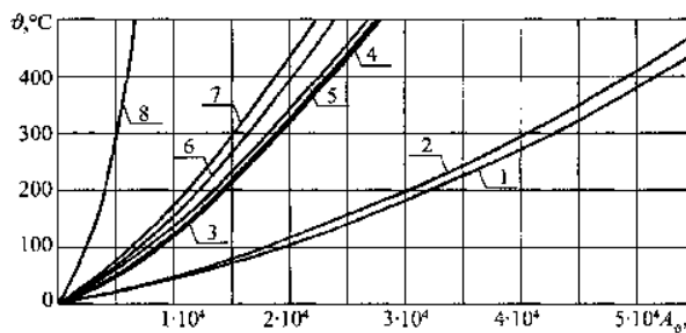
в) по выбранной кривой определяется значение величины  $A_n$ , соответствующее температуре  $\theta_n^o$  провода перед началом КЗ.

г) определяется значение удельного теплового импульса, соответствующего нагреву проводника к моменту отключения тока КЗ путем добавления удельного импульса тока КЗ к начальному удельному импульсу,

$$A_k = A_n + \frac{B_k \text{ расч}}{q^2}$$



а)



б)

Рис.16. Кривые для определения температуры нагрева проводников при коротких замыканиях:

- а) 1 – сплавы АЖ и АЖКП, 2 – сплавы АН и АНКП, 3- алюминий марок А, АКП, АпКП и сталеалюминий марок АС, АСКП, АСКС, АСК, АпС, АпСКС, АпСК;  
б) 1 – ММ, 2-МТ, 3 – АМ, 4 – АТ, 5 – АДО, АСТ, 6 – АД31Т1, 7 – АД31Т, 8 – Ст13

Здесь  $B_{к\text{ расч}}$  – расчетный тепловой импульс, соответствующий теплу, выделившемуся при протекании по проводу полного тока трехфазного КЗ (берется из проверки выключателя, установленного в данном присоединении);

д) по значению  $A_k$  по той же кривой определяется температура проводника  $\theta_k$  к моменту окончания КЗ ;

е) проверяется условие термической стойкости провода

$$\theta_{доп} \geq \theta_k .$$

Здесь  $\theta_{доп}$  – предельная температура нагрева проводника в кратковременном режиме КЗ, определяемая по справочнику для конкретного материала проводника (табл. 10).

Таблица 10 – Допустимые температуры нагрева проводников при КЗ

Вид и материал проводника	t °C
Шины медные	300
Шины алюминиевые	200
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией с медными и алюминиевыми жилами напряжением до кВ:	
1	250
6-10	200
20-35	130
110-220	125
Кабели и изолированные провода с медными или алюминиевыми жилами и изоляцией из:	
поливинилхлоридного пластика и резины	160
полиэтилена (кабели напряжением до 35 кВ)	130
вулканизированного полиэтилена (кабели напряжением до 35 кВ)	250
Медные изолированные провода при тяжениях, Н/мм <sup>2</sup> :	
менее 20	250
20 и более	200
Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях, Н/мм <sup>2</sup> :	
менее 10	200
10 и более	160
Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов	200

Если указанное выше условие не соблюдается, надо выбрать следующее по шкале стандартное сечение.

Проверка термической стойкости проводника выбранного сечения  $q_{ст}$  может быть также выполнена по условию

$$q_{ст} \geq q_{мин}.$$

Здесь  $q_{мин}$  – минимальное допустимое по термической стойкости сечение проводника, вычисляемое по формуле

$$q_{мин} = \sqrt{B_{к\text{ расч}} / C_T},$$

где  $C_T$  – параметр, определяемый по справочникам (табл.11).

### 5.7.3.3 Проверка на динамическую стойкость в режиме КЗ

Таблица 11.1 – Значение параметра  $C_T$  для проводов

Материал провода	Марка провода	Значение $C_T$ , $A \cdot s^{1/2}/mm^2$ , при допустимых температурах нагрева проводов при КЗ, °C		
		160	200	250
Медь	М	-	142	162
Алюминий	А, АКП, Ап, АпКП	76	90	-
Алюминевый сплав	АН, АНКП, АЖ,	69	81	-
	АЖКП	66	77	-
Алюминий-сталь	АСК, АпС, АСКС, АпСКС, АпСК, АС, АСКП	76	90	-

Основная проверка заключается в определении возможности недопустимого сближения проводов отдельных фаз при КЗ, которое может привести к их схлестыванию или междуфазному пробое (проверка на схлестывание). Расчетным является двухфазное КЗ, при котором создаются наиболее тяжелые условия для схлестывания: два фазных провода, по которым токи протекают в противоположных направлениях, сначала отталкиваются друг от друга, а затем после отключения КЗ, притягиваются с повышенным усилием (эффект маятника). Чем меньше расстояние между проводами фаз, чем больше стрела их провеса и чем больше длительность и значение тока КЗ, тем больше вероятность схлестывания.

Таблица 11.2 – Значение параметра  $C_T$  для кабелей

Характеристика кабелей	Значение $C_T$ , $A \cdot s^{1/2}/mm^2$
Кабели до 10 кВ:	
с медными жилами	140
с алюминиевыми жилами	90
Кабели 20-30 кВ:	
с медными жилами	105
с алюминиевыми жилами	70
Кабели и изолированные провода с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией:	
с медными жилами	120
с алюминиевыми жилами	75
Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией:	
с медными жилами	103
с алюминиевыми жилами	65

Таблица 11.3 – Значение параметра  $C_T$  для жестких шин

Система легирования	Материал проводника или марка сплава	Значение $C_T$ , $A \cdot s^{1/2}/mm^2$ , при начальной температуре, °C		
		70	90	120
-	Медь	170	...	...
А1	АДО	90	81	68
	АД1Н	91	82	69
	АДОМ, АД1М	92	83	70
Al - Mg - Si	АД31Т1	85	77	64
	АД31Т	82	74	62

	АД33Т1	77	71	59
	АД33Т	74	67	57
	АВТ1	73	66	55
	АВТ	71	63	53
Al - Zn - Mg	1911	71	63	53
	1915, 1915Т	66	60	51
Al - Mg - Mn	АМг5	63	57	48
-	Сталь при $\theta_{\text{доп}} = 400^\circ\text{C}$	70	...	...
	Сталь при $\theta_{\text{доп}} = 300^\circ\text{C}$	60	...	...

В связи со сказанным выше, проверка на схлестывания проводится только при токе трехфазного КЗ, превышающем 20 кА.

В тех случаях, когда провода фаз расщеплены, может проводиться дополнительная проверка по электродинамическому взаимодействию проводов одной фазы. Критерием необходимости проведения такой проверки является значение ударного тока КЗ, превышающее 50 кА.

Для выполнения проверки на электродинамическую стойкость можно руководствоваться материалами [2] и [8].

#### 5.7.4 Проверка жестких токопроводов ЗРУ.

Жесткие токопроводы проверяются на электротермическую и на электродинамическую стойкость. Первая проверка осуществляется так же, как и для гибких проводов.

Проверка на электродинамическую стойкость – комплексная. Она включает:

- проверку на резонанс;
- проверку на механическую прочность металла шин;
- проверку на механическую прочность изоляторов.

#### Проверка на резонанс

Жесткая шинная конструкция представляет собой колебательную систему, на которую воздействуют электродинамические силы, создаваемые протекающими токами. При совпадении собственной частоты колебаний системы с частотой изменения тока возникает механический резонанс. Условий для возникновения резонанса не будет, если собственная частота колебаний конструкции находится за пределами диапазона 30 – 200 Гц. В большинстве типовых конструкций шин эти условия соблюдаются, и проверка на резонанс не требуется.

В отдельных случаях производится специальный расчет с определением частоты собственных колебаний конструкции шин, зависящей от сечения шин, длины пролета между изоляторами, момента инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы. Изменяя эти параметры, добиваются исключения механического резонанса. Методика расчета приведена в [2].

#### Проверка шин на механическую прочность

Под воздействием протекающего тока жесткая шинная конструкция испытывает усилия от изгибающего момента. При КЗ эти усилия могут вызвать повреждение, как самих шин, так и крепящих их изоляторов. Наибольшие усилия возникают при трехфазных КЗ.

Для шин прямоугольного, профильного, круглого или трубчатого сечения, расположенных в одной плоскости, порядок проверки на механическую прочность следующий:

а) определяется максимальное усилие, возникающее при трехфазном коротком замыкании,  $H$ ,

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

где  $a$  – расстояние между соседними фазами, м, определяемое ПУЭ (табл.12);  $l$  – расстояние между соседними изоляторами одной фазы (пролет шины), м, принимаемый для ЗРУ 6-10 кВ в пределах от 2 до 2,5 м,  $i_y$  - ударный ток, А.

Таблица 12 – Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ (подстанций) 3-330 кВ, защищенных разрядниками, и ЗРУ 110-330 кВ, защищенных ограничителями перенапряжений (в знаменателе)

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения, кВ								
	3	6	10	20	35	110	150	220	330
От токоведущих частей до заземлённых конструкций и частей зданий	65	90	120	180	290	$\frac{700}{600}$	$\frac{1100}{800}$	$\frac{1700}{1200}$	$\frac{2400}{2000}$
Между проводниками разных фаз	70	100	130	200	320	$\frac{800}{750}$	$\frac{1200}{1050}$	$\frac{1800}{1600}$	$\frac{2600}{2200}$

б) вычисляется максимальный изгибающий момент  $M$ , действующий на шину, Н·м. При количестве пролетов свыше двух

$$M = \frac{F_{расч} \cdot l}{10},$$

в) определяется напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента  $M$ , МПа

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

где  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, создаваемого моментом  $M$ , см<sup>3</sup>. Значение  $W$  зависит от конфигурации сечения и расположения шин (табл.13).

г) проверяется условие

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$$

где  $\sigma_{доп}$  - допустимое механическое напряжение в материале шин, определяемое по справочнику. Например, для алюминия марки АО и А1  $\sigma_{доп} = 82,3$  МПа.

Если условие не выполняется, то следует подобрать пролет и сечение шинпровода. Методика механического расчёта для других вариантов исполнения шин приводится в соответствующей литературе.

#### Проверка изоляторов на механическую прочность

Предварительно должны быть выбраны изоляторы шинной конструкции.

Опорные изоляторы выбираются только по номинальному напряжению

$$U_{н из} \geq U_{н PV}.$$

Выбранные изоляторы проверяются по механической нагрузке на головку изолятора по выражению

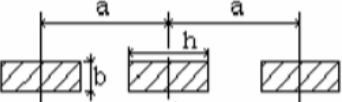
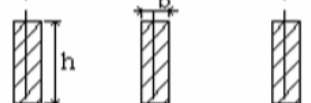
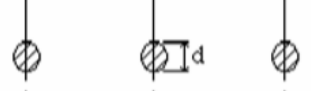
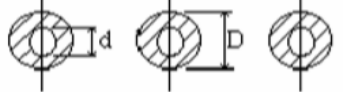
$$F_{расч} \leq F_{доп}$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор,  $F_{доп} = 0,6 F_{разр}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора,  $F_{разр}$  – нагрузка, разрушающая изолятор, определяемая по справочнику.

Проходные изоляторы выбираются также и по номинальному току

$$I_{н\text{ из}} \geq I_{ф\text{ орс}}.$$

Таблица 13 – Моменты инерции и сопротивления жестких шин

Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32}$

Для опорных изоляторов при горизонтальном или вертикальном расположении всех фаз расчетная сила,  $H$ :

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

где  $k_h$  - поправочный коэффициент на высоту шины, если она установлена на ребро:

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

где  $H_{из}$  - высота изолятора,  $b$  и  $h$  – размеры сечения шины.

Для проходных изоляторов расчетная сила,  $H$ :

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

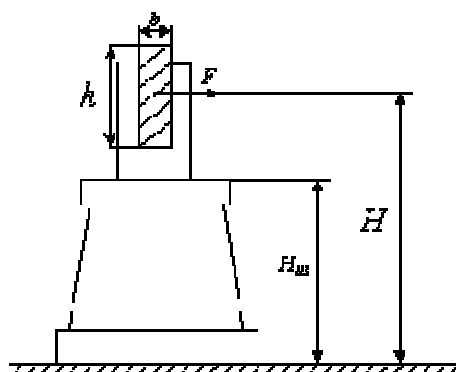


Рис.17. Выбор опорных изоляторов

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справоч. материалы для курсового и дипломного проектирования. СПб.:БХВ-Петербург, 2013.- 608 с.
2. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учеб. М.: Издательский центр «Академия», 2005. 448 с.
3. Васильев А.А. и др. Электрическая часть станции и подстанции: Учеб. М.: Энергия, 1980. 608 с.
4. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учеб. М.: Энергия, 1970. 520 с.
5. Правила устройства электроустановок (изд. 7-е), М., Издательство НЦЭНАС, 2003 г.
6. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования – РД 153-34.0-20.527-98.-М., 2001
7. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006.350 с.
8. Электрические станции и подстанции: методические указания по курсовому проектированию. – Ростов-на-Дону: Донской гос. техн. Ун-т, 2013. 55с.
9. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М., СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
10. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, М., СО 153-34.20.122-2006.
11. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6-750 кВ подстанций и указания по их применению, 14198тм- т1, Энергосетьпроект, 1993 г.

## Оглавление

Предисловие.....	3
1.Выбор структурной схемы подстанции.....	4
2.Выбор силовых трансформаторов .....	4
3. Выбор схем распределительных устройств.....	6
4. Расчет токов короткого замыкания.....	6
5. Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих .....	14
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	31