

И.Г. Злобина, Е.Ю. Казакова, Л.А.Шестакова

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ



И.Г. Злобина, Е.Ю. Казакова, Л.А. Шестакова

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

Учебное пособие

**Чебоксары
ЧГУ им. И.Н. Ульянова
2008**

УДК 621.311.4(075.8)

Составители: И.Г.Злобина
Е.Ю.Казакова
Л.А.Шестакова

Электрические станции и подстанции: Учебное пособие
по проектированию/ Сост. И.Г.Злобина, Е.Ю.Казакова, Л.А.Шестакова: Чебоксары, 2008.
80 с.

Целью данного учебного пособия является практическая помощь по проектированию,
расчету и выбору электрооборудования станций и подстанций.

Ответственный редактор: канд. техн. наук, доцент И.Г. Злобина

Электрические станции и подстанции

Учебное пособие

Подписано к печати . Формат 60×84/16. Бумага газетная.
Гарнитура Times. Печать оперативная. Усл. печ. л. Уч.изд.л.

Тираж 500 экз. Заказ № 1010 .

Чувашский государственный университет им. И.Н.Ульянова,
428015, г. Чебоксары, Московский просп., 15.

Содержание

1. Глава 1. Выбор силовых трансформаторов на подстанции	3
1.1. Выбор числа и типа трансформаторов на подстанции	3
1.2. Построение графиков нагрузок трансформаторов и выбор номинальной мощности трансформаторов.	4
1.3. Пример выбора номинальной мощности трансформаторов на подстанции.	8
1.4. Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах.	12
2. Глава 2. Выбор сечения кабелей питающей сети по условиям длительного режима.	13
Пример выбора сечения кабельной линии к РП типа «А».	15
3. Глава 3. Ограничение токов короткого замыкания на подстанции.	16
Пример выбора средств ограничения токов короткого замыкания на подстанции.	19
4. Глава 4. Выбор схем распределительных устройств.	24
4.1. Требования к схемам распределительных устройств (РУ).	24
4.2. Выбор схемы РУ на напряжение 6-10кВ.	25
4.3. Выбор схемы РУ на повышенное напряжение 35-330кВ.	25
4.4. Выбор схемы собственных нужд подстанции.	26
5. Глава 5. Выбор и проверка электроаппаратов и токопроводящих частей	
5.1. Расчетные условия для выбора аппаратов и проводников.	28
5.2. Расчет токов короткого замыкания.	29
5.3. Выбор электрических аппаратов и шинных конструкций.	32
Список литературы.	45

Глава 1 Выбор силовых трансформаторов на подстанции

1.1 Выбор числа и типа трансформаторов на подстанции

На подстанциях число трансформаторов (автотрансформаторов) определяется на основании сведений о категории надежности потребителей, питающихся от данной подстанции. При наличии потребителей I, II категории необходима установка двух трансформаторов. Подстанции с одним трансформатором допускаются при условии резервирования потребителей I, II категорий по сетям среднего и низшего напряжений, а также для электроснабжения потребителей III категории при наличии в районе передвижных резервных трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора в течение времени не более суток.

При выборе типа трансформаторов рекомендуется применять трехфазные трансформаторы. На подстанциях очень большой мощности или при наличии ограничений по условиям транспорта применяют группы из однофазных трансформаторов, экономические показатели которых ниже показателей трех-фазных трансформаторов при той же надежности.

Двухобмоточные трансформаторы устанавливают на подстанциях при наличии распределительных устройств (РУ) двух номинальных напряжений. При наличии трех номинальных напряжений устанавливают автотрансформаторы (при среднем напряжении 110-220кВ и выше 220кВ и более) или трехобмоточные трансформаторы (при среднем напряжении 35 кВ).

Согласно ГОСТ 14209-97 все трансформаторы классифицируются по мощности:

- малой мощности, называемые распределительными, с $S_{ном} \leq 2500$ кВА;
- средней мощности с $S_{ном}$ не более 100 МВА;
- большой мощности с $S_{ном} \geq 100$ МВА.

Классификация по системам охлаждения следующая: система охлаждения ON соответствует М и Д, OF – Ц и ДЦ, OD – НДЦ и НЦ (ГОСТ Р 52719-2007).

Система охлаждения зависит от номинальной мощности трансформатора. На подстанциях рекомендуется использовать трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Трансформаторы мощностью 25 МВА и выше выпускаются промышленностью с делением обмотки низшего напряжения на части (с расщепленной обмоткой) с целью уменьшения токов короткого замыкания (КЗ).

1.2. Построение графиков нагрузок трансформаторов и выбор номинальной мощности трансформаторов.

Выбор номинальной мощности трансформаторов начинается с построения графиков нагрузки трансформатора. Если это трехобмоточный трансформатор, то строят график нагрузки обмотки высшего напряжения, если автотрансформатор – обмоток последовательной и третичной. При построении графиков используются заданные графики нагрузки потребителей и синхронных компенсаторов, если они имеются.

В общем случае нагрузка определяется:

для трансформаторов

$$S_{T,t} = \sqrt{(P_{c,нз,t} + P_{н,нз,t})^2 + (Q_{c,нз,t} + Q_{н,нз,t} - Q_{ск,t})^2}; \quad (1.1)$$

для автотрансформаторов

$$S_{посл, AT, t} = \sqrt{(P_{c,нз,t} + P_{н,нз,t})^2 + (Q_{c,нз,t} + Q_{н,нз,t} - Q_{ск,t})^2};$$

$$S_{трет, AT, t} = \sqrt{P_{н,нз,t}^2 + (Q_{н,нз,t} - Q_{ск,t})^2}, \quad (1.2)$$

где $P_{c,нз,t}$, $Q_{c,нз,t}$ – активная и реактивная мощности, потребляемые нагрузкой на стороне среднего напряжения;

$P_{н,нз,t}$, $Q_{н,нз,t}$ – активная и реактивная мощности, потребляемые нагрузкой на стороне низкого напряжения;

$Q_{ск,t}$ – реактивная мощность, вырабатываемая синхронными компенсаторами.

Графики нагрузок трансформаторов должны быть построены для характерных зимних и летних суток. Далее выбор мощности трансформаторов производится по наиболее тяжелому графику (им, как правило, является зимний график) с учетом их допустимых перегрузок.

Согласно ГОСТ 14209-97 различают режим систематических нагрузок, режим продолжительных аварийных перегрузок и режим кратковременных аварийных перегрузок, который в данном курсовом проекте не рассматривается.

Критерием допустимости каждого режима являются предельные значения температуры наиболее нагретой точки обмотки и масла в верхней части бака, приведенные в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Тип нагрузки	Трансформаторы	
	Средней мощности	Большой мощности
<u>Режим систематических нагрузок</u>		
Температура наиболее нагретой точки обмотки, °С	140	120
Температура масла в верхних слоях, °С	105	105
<u>Режим продолжительных аварийных перегрузок</u>		
Температура наиболее нагретой точки обмотки, °С	140	130
Температура масла в верхних слоях, °С	115	115

Кроме того, в режиме систематических нагрузок относительный среднесуточный термический износ изоляции не должен превышать единицу, т.е. этот режим не должен приводить к сокращению срока службы трансформатора.

При наличии на подстанции одного трансформатора, он проверяется по режиму систематических нагрузок (за счет неравномерности суточного графика нагрузок), при наличии двух трансформаторов рассматривается случай, когда один из них отключен, а оставшийся работает в режиме продолжительных аварийных перегрузок.

Допустимость систематических нагрузок можно определить двумя путями:

а) расчетом температур наиболее нагретой точки обмотки и масла в верхней части трансформатора и сравнением их с допустимыми в этом режиме (таблица 1.1). Кроме того, рассчитывается среднесуточный относительный термический износ изоляции, который не должен превышать единицу.

б) определением величин допустимой нагрузки по рис. ГОСТ 14209-97.

На рисунках приведены сведения для трех категорий трансформаторов и восьми значений температуры окружающей среды:

- 1) трансформаторы средней и большой мощности с системой охлаждения ON (М, Д) (рис.1);
- 2) трансформаторы средней и большой мощности с системой охлаждения OF (Ц, ДЦ) (рис.2);
- 3) трансформаторы средней и большой мощности с системой охлаждения OD (НДЦ, НЦ) (рис.3).

Допустимость продолжительных аварийных перегрузок также может быть выявлена двумя путями:

а) расчетом температур наиболее нагретой точки обмотки и масла в верхней части трансформатора и сравнением их с допустимыми при длительных аварийных перегрузках (таблица 1.1);

б) с использованием таблиц ГОСТ 14209-97, позволяющим определить температуру наиболее нагретой точки обмотки и сокращение срока службы трансформатора при этой температуре. Эти таблицы задаются для тех же категорий трансформаторов, что и выше, температур окружающей среды и времени перегрузки.

Далее рассматривается порядок расчета продолжительной аварийной перегрузки трансформатора с использованием таблиц ГОСТ 14209-97 по заданному многоступенчатому графику нагрузки трансформатора.

а) Порядок расчета по таблицам ГОСТ 14209-97 [1].

Имеется многоступенчатый суточный график нагрузки трансформатора (рис.1.1).

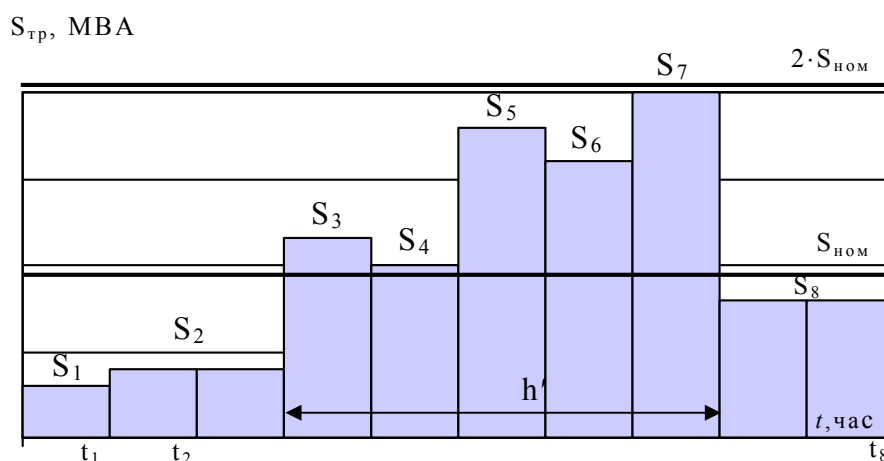


Рис.1.1 График нагрузки трансформатора

1. Намечается номинальная мощность трансформаторов так, чтобы в нормальном режиме, когда работают два трансформатора, они не перегружались или перегружались незначительно (систематическая перегрузка). При отключении одного из трансформаторов, оставшийся в работе должен с учетом аварийной перегрузки обеспечить заданную нагрузку.

2. Преобразовывается многоступенчатый график нагрузки в эквивалентный по износу изоляции двухступенчатый. При этом к первой ступени $S_{I_{экв}}$ относятся все нагрузки $S_{тр} \leq S_{ном}$, ко второй ступени - $S_{тр} > S_{ном}$, т.е.

$$S_{1\text{экв}} = \sqrt{\frac{(S_1)^2 \cdot t_1 + (S_2)^2 \cdot t_2 + (S_8)^2 \cdot t_8}{t_1 + t_2 + t_8}}; \quad (1.3)$$

$$S_{2\text{экв}} = \sqrt{\frac{(S_3)^2 \cdot t_3 + (S_4)^2 \cdot t_4 + (S_5)^2 \cdot t_5 + (S_6)^2 \cdot t_6 + (S_7)^2 \cdot t_7}{t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7}} \quad (1.4)$$

3. Рассчитываются коэффициенты K_1 , K'_2 , $0,9 \cdot K_{\max}$:

$$K_1 = \frac{S_{1\text{экв}}}{S_{\text{ном}}}; \quad K'_2 = \frac{S_{2\text{экв}}}{S_{\text{ном}}}; \quad 0,9 \cdot K_{\max} = \frac{0,9 \cdot S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \quad (1.5)$$

4. Определяются $K_{2\text{расч}}$ – расчетный коэффициент перегрузки и t – время перегрузки (в часах) следующим образом:

если $K'_2 \geq 0,9 \cdot K_{\max}$, то следует принять $K_{2\text{расч}} = K'_2$ и $t = t'$;

если $K'_2 < 0,9 \cdot K_{\max}$, то $K_{2\text{расч}} = 0,9 \cdot K_{\max}$ и $t = \frac{K_1'^2 \cdot t}{(0,9 \cdot K_{\max})^2}$,

где t – время перегрузки.

5. В зависимости от мощности трансформаторов, системы охлаждения, времени перегрузки выбирается нужная таблица и по ней, в зависимости от коэффициентов K_1 и K_2 и температуры окружающей среды, определяется температура наиболее нагретой точки обмотки и суточное сокращение срока службы трансформатора. Если температура обмотки превысит допускаемую в режиме продолжительных аварийных перегрузок (таблица 1.1), то такая перегрузка недопустима.

Некоторые особенности имеет выбор автотрансформаторов, обусловленный наличием последовательной и общей обмоток, рассчитанных на номинальную мощность, и третичной – рассчитанной на типовую мощность.

Расчет нагрузочной способности третичной обмотки производится по графику нагрузки этой обмотки (формула 1.2) и типовой мощности аналогично приведенному расчету.

б) Расчет температур масла и обмотки трансформатора в послеаварийном режиме (отключение 1-го трансформатора).

При расчете температур используется построенный ранее двухступенчатый график нагрузки с мощностями $S_{1\text{экв}}$ и $S_{2\text{экв}}$ и коэффициентами $K_1 = \frac{S_{1\text{экв}}}{S_{\text{ном}}}$ и $K_2 = K'_2 = \frac{S_{2\text{экв}}}{S_{\text{ном}}}$ и их продолжительностью t_1 и t_2 соответственно (рис.1.2).

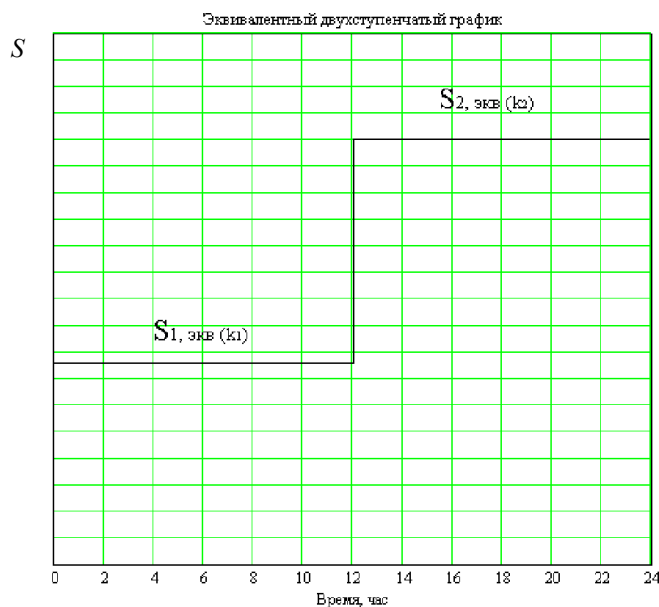


Рис.1.2 Двухступенчатый график нагрузки

Расчет температур начинается с расчета температуры масла в установившемся режиме при нагрузке K по выражению

$$\theta_{м,к} = \theta_0 + \Delta\theta_{м,к} = \theta_0 + \Delta\theta_{м,ном} \left(\frac{1 + R \cdot K^2}{1 + R} \right)^x, \quad (1.6)$$

где θ_0 - температура охлаждающей среды;

$\Delta\theta_{м,к}$ - превышение температуры масла над температурой окружающей среды при нагрузке K ;

$\Delta\theta_{м,ном}$ - номинальное превышение температуры масла, за которое принимается превышение температуры масла на выходе из обмотки в верхней части бака, принимаемое равным:

52°C - для системы охлаждения ON,

56°C - для системы охлаждения OF,

49°C - для системы охлаждения OD;

R – отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода в трансформаторе, принимаемое для всех видов охлаждения равным 6;

x – показатель степени, $x=0,9$ для системы охлаждения ON, и $x=1$ для системы охлаждения OF, OD.

Далее рассчитывают превышение температуры масла над температурой окружающей среды в переходном режиме по выражению

$$\Delta\theta_{м,t} = \Delta\theta_{м,нач} + (\Delta\theta_{м,уст} - \Delta\theta_{м,нач}) \left(1 - e^{-t/\tau} \right), \quad (1.7)$$

где $\Delta\theta_{м,нач}$ - начальное для данной ступени нагрузки превышение температуры масла над температурой окружающей среды,

$\Delta\theta_{м,уст}$ - установившееся для данной ступени нагрузки превышение температуры масла над температурой окружающей среды,

τ – постоянная времени нагрева трансформатора, $\tau=2,5$ часа для системы охлаждения ON, $\tau=1,5$ часа для систем охлаждения OF и OD.

Рассчитав $\Delta\theta_{м}$ для нескольких значений времени t , строят кривую зависимости превышения температуры масла от времени (кривая 1, рис.1.3,). Чтобы получить абсолютную температуру масла, прибавляют к $\Delta\theta_{м}$ температуру окружающей среды $\theta_{о,экв}$ (кривая 2):

$$\theta_{м,t} = \Delta\theta_{м,t} + \theta_{о,экв}. \quad (1.8)$$

Далее следует сравнить наибольшую за сутки температуру масла с допустимой в послеаварийном режиме (отключение одного трансформатора), т.е. $\theta_{м,макс}$ с $\theta_{м,доп} = 115^\circ\text{C}$.

Рассчитав температуру масла, переходят к определению температуры обмотки, которая не должна превышать 140°C для трансформаторов средней мощности 130°C для трансформаторов большой мощности.

Для этого рассчитывают превышение температуры обмотки над температурой масла при коэффициентах загрузки K_1 и K_2 по формуле:

$$H_{к} = H_{ном} \cdot K^y, \quad (1.9)$$

где $H_{ном}$ - номинальное превышение температуры обмотки над температурой окружающей среды; равное 26°C для трансформаторов с системой охлаждения ON, 22°C для системы охлаждения OF, и 29°C для системы охлаждения OD;

y – показатель степени, равный 1,6 для ON и OF и 2,0 – для OD.

Принимается допущение, что температура обмотки изменяется по такому же закону, что и температура масла. Это значит, что для расчета температуры обмотки достаточно прибавить к температуре масла рассчитанное значение H_k (кривая 3, рис. 1.3), т.е.

$$\theta_{об,t} = \theta_{м,t} + H_k. \quad (1.10)$$

Сравнивая наибольшую за сутки температуру обмотки с допустимой температурой обмотки, делают вывод о возможности аварийной перегрузки трансформатора.

1.3 Пример выбора номинальной мощности трансформаторов на подстанции.

От подстанции питаются потребители на напряжении 110кВ и 6 кВ. Связь с системой осуществляется на $U=220кВ$ (рис. 1.4). На подстанции имеются потребители 1-й категории.

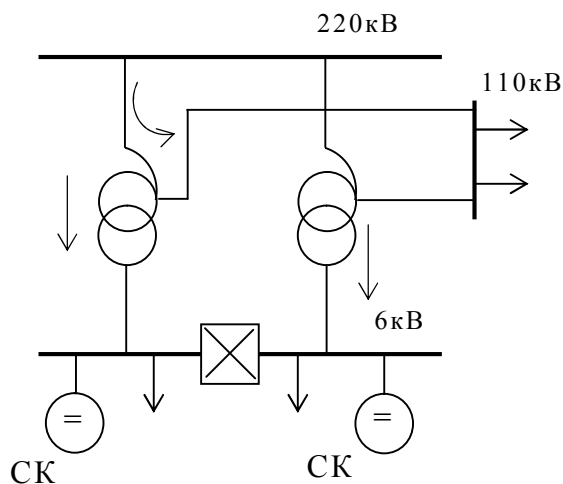


Рис.1.4 Принципиальная схема подстанции

По формулам (1.2) получены следующие графики нагрузки автотрансформаторов для зимних суток (за расчетные приняты зимние сутки, т.к. они более тяжелые, чем летние), для последовательной обмотки (она у понижающего автотрансформатора наиболее загружена) и для третичной обмотки (рис.1.5).

$S_{посл.}$ 0-6час.: 90МВА
6-8час.: 160МВА
8-18 час.: 140МВА
18-22 час.: 90МВА
22-24 час.: 80МВА

$S_{трет.}$ 0-6 час.: 40МВА
6-10 час.: 60МВА
10-20 час.: 42МВА
20-22 час.: 45МВА
22-24 час.: 40МВА

По нагрузке последовательной обмотки намечаем к установке на подстанции двух (т.к. есть потребители 1 категории) автотрансформаторов с $S_{ном}=100МВА$ типа АТДЦТН – 100000/230/121 с $U_{Вном}=230кВ$, $U_{Сном}=121кВ$, $U_{Нном}=6,6кВ$ ([2], таблица 3.8).

В нормальном режиме, когда работают оба АТ, перегрузки нет. При отключении одного АТ оставшийся в работе с учетом аварийной перегрузки должен обеспечить этот график .

а) Рассчитаем допустимую аварийную перегрузку при условии, что подстанция проектируется в районе Чебоксар с

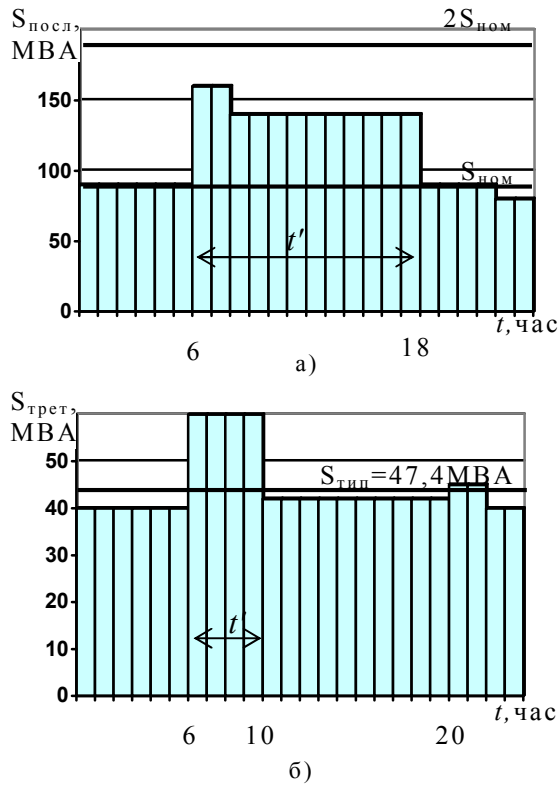


Рис.1.4 Графики нагрузок: а) последовательной обмотки; б) третичной обмотки

эквивалентной зимней температурой $\theta_0 = -9,1^\circ\text{C} \approx -10^\circ\text{C}$ по ГОСТ – 14209-97 ([1], таблица 13-30).

Расчет ведется в последовательности, изложенной выше.

1. Откладывается $S_{\text{ном}} = 100 \text{ MVA}$ на графике нагрузки (рис. 1.4, а) последовательной обмотки.
2. Преобразовывается многоступенчатый график в эквивалентный двухступенчатый:

$$S_{1,\text{экв}} = \sqrt{\frac{90^2 \cdot 10 + 80^2 \cdot 2}{12}} = 88,41 \text{ MVA}; \quad S_{2,\text{экв}} = \sqrt{\frac{160^2 \cdot 2 + 140^2 \cdot 10}{12}} = 143,53 \text{ MVA}.$$

3. Рассчитываются коэффициенты:

$$K_1 = \frac{S_{1,\text{экв}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{88,41}{100} = 0,88; \quad K'_2 = \frac{S_{2,\text{экв}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{143,53}{100} = 1,43; \quad 0,9 \cdot K_{\text{max}} = \frac{0,9 \cdot 160}{100} = 1,44$$

4. Определяется $K_{2\text{расч}}$

т.к. $0,9 \cdot K_{\text{max}} = 1,44 > K'_2 = 1,43$, то $K_{2\text{расч}} = 0,9 \cdot K_{\text{max}} = 1,44$, а

$$t = \frac{t' \cdot (K'_2)^2}{(0,9 \cdot K_{\text{max}})^2} = \frac{12 \cdot 1,43^2}{1,44^2} = 11,8 \text{ час}.$$

5. Далее для системы охлаждения OF, $K_1 = 0,88 \approx 0,9$; $K_2 = 1,44 \approx 1,4$; $t = 8$ часов, $\theta_0 = -9,1^\circ\text{C} \approx -10^\circ\text{C}$ (для Чебоксар) по таблице 23 [7] определяем суточное сокращение срока службы $V = 205$; $\Delta\theta_{\text{об}} = 137^\circ\text{C}$. Тогда за время аварийной перегрузки износ изоляции $L = 205 \cdot 0,032 = 6,56$ «нормальных» суток, температура наиболее нагретой точки обмотки составляет $137 - 9,1 = 127,9^\circ\text{C}$, что меньше допускаемой, равной 140°C .

Далее следует проверить загрузку третичной обмотки. Для этого рассчитывают типовую мощность автотрансформатора.

$S_{\text{min}} = S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{min}}$, где k_{min} – коэффициент типовой мощности, равный:

$$k_{\text{min}} = 1 - U_{\text{с,ном}} / U_{\text{в,ном}} = 1 - 121 / 230 = 0,474;$$

$$S_{\text{min}} = 100 \cdot 0,474 = 47,4 \text{ MVA};$$

Если в работе два трансформатора, то третичные обмотки их не перегружаются, поэтому проверяем их по аварийной перегрузке.

Расчет допустимой аварийной перегрузки производится в той же последовательности, что и ранее.

1. Откладывается на графике нагрузки (рис.1.5, б) S_{min} (мощность третичной обмотки).
2. Преобразовывается многоступенчатый график в эквивалентный двухступенчатый.

$$S_{1, экв} = \sqrt{\frac{40^2 \cdot 6 + 42^2 \cdot 10 + 45^2 \cdot 2 + 40^2 \cdot 2}{6 + 10 + 2 + 2}} = 41,53 \text{ MVA}$$

$$S_{2, экв} = S_{max} = 60 \text{ MVA}.$$

3. Рассчитываются коэффициенты:

$$K_1 = \frac{S_{1, экв}}{S_{min}} = \frac{41,53}{47,4} = 0,87 \approx 0,9; \quad K'_2 = K_{2, расч} = \frac{60}{47,4} = 1,266 \approx 1,3; \quad t = t' = 4 \text{ часа}.$$

4. По таблице 22 для $\theta_0 = -10^\circ\text{C}$, системы охлаждения OF; $K_1 = 0,9$; $K_2 = 1,3$; $t = 4$ часа; определяется суточное сокращение срока службы $V = 10,8$; $\Delta\theta_{об} = 119^\circ\text{C}$. При температуре окружающей среды $\theta_0 = -10^\circ\text{C}$ получаем суточный износ изоляции $L = 10,8 \cdot 0,032 = 0,345$ «нормальных» суток, а температура обмотки $\theta_{об} = 119 - 9,1 = 109,9^\circ\text{C} < 140^\circ\text{C}$.

Таким образом, автотрансформаторы типа АТДЦТН-100000/230/121 могут, с учетом аварийной перегрузки, обеспечить нагрузку как в нормальном (работают оба АТ), так и в послеаварийном (отключение 1 АТ) режимах.

б) Расчет температур масла и обмотки АТ.

Расчет произведен для последовательной обмотки (как более загруженной).

Ранее многоступенчатый реальный график был преобразован в эквивалентный двухступенчатый: $K_1 = 0,88$; $t_1 = 12$ часов; $K_2 = 1,43$; $t_2 = 12$ часов (рис.1.6); $R = 6$.

Рассчитывается превышение температуры масла над температурой окружающей среды по (1.6)

$$\Delta\theta_{м, уст K1} = 56 \left(\frac{1 + 6 \cdot 0,88^2}{1 + 6} \right)^1 = 45,17^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{м, уст K2} = 56 \left(\frac{1 + 6 \cdot 1,43^2}{1 + 6} \right)^1 = 107,53^\circ\text{C}.$$

Далее рассчитывается превышение температуры масла над температурой окружающей среды ($-9,1^\circ\text{C}$ зимой в Чебоксарах) в переходном режиме. Расчет начинается со второй ступени, т.к. до вечернего подъема нагрузки тепловой режим успел стабилизироваться, для этой ступени $\Delta\theta_{м, нач} = \Delta\theta_{м, K1} = 47,17^\circ\text{C}$, $\Delta\theta_{м, уст} = \Delta\theta_{м, K2} = 107,53^\circ\text{C}$. Выполним расчет для $t = 2$ часа, остальные расчеты сводятся в таблицу 1.1.

$$\Delta\theta_{м, t=2 \text{ ступ}} = 45,17 + (107,53 - 45,17) \left(1 - e^{-\frac{2}{1,5}} \right) = 45,17 + 62,36(1 - 0,264) = 91,07^\circ\text{C}$$

$$\Delta\theta_{м, t=2} = 91,07 + (-9,1) = 81,96^\circ\text{C}$$

Для расчета первой ступени продолжительностью $t = 12$ часов и загрузкой $K_1 = 0,88$, $\Delta\theta_{м, нач} = \Delta\theta_{м, K2} = 107,53^\circ\text{C}$, $\Delta\theta_{м, уст} = \Delta\theta_{м, K1} = 45,17^\circ\text{C}$

$$\Delta\theta_{м, t=2 \text{ ступ}} = 107,53 + (45,17 - 107,53) \left(1 - e^{-\frac{2}{1,5}} \right) = 107,53 - 45,88 = 61,63^\circ\text{C}.$$

Для расчета температуры обмотки следует рассчитать превышение температуры обмотки над температурой окружающей среды при коэффициенте загрузки K_1 и K'_2 по (6)

$$H_{K1} = 22 \cdot 0,88^{1,6} = 17,93^\circ\text{C};$$

$$H_{\kappa 2} = 22 \cdot 1,43^{1,6} = 39,42 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Прибавив к кривой изменения температуры масла $H_{\kappa 1}$ на участке от 0 до 12 часов и $H_{\kappa 2}$ от 12 до 24 часов, получим кривую изменения температуры последовательной обмотки трансформатора. Из кривых следует, что при отключении одного

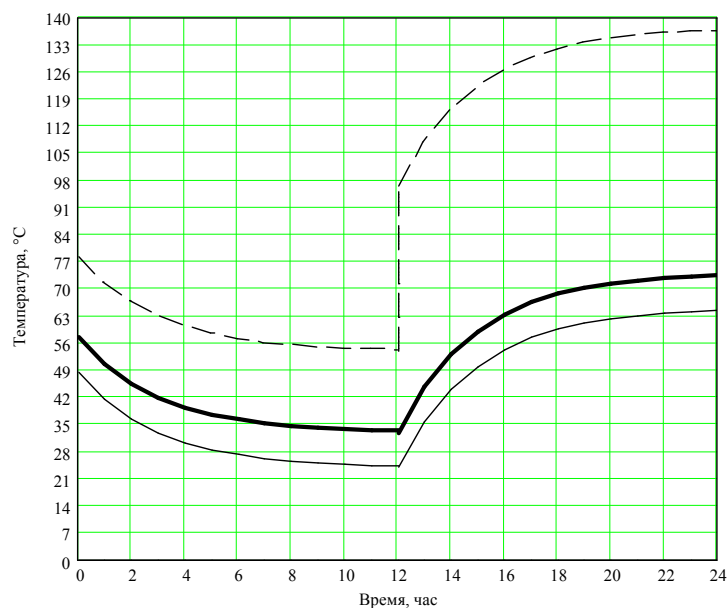


Таблица 1.1

Часы суток	1	2	4	8	12	14	16	20	22	24
Часы 1 ступени, ч	1	2	4	8	12	-	-	-	-	0
Часы 2 ступени, ч	-	-	-	-	0	2	4	8	10	12
$\theta_m, ^{\circ}\text{C}$	57,42	47,73	38,24	33,5	32,8	58,55	68,05	72,82	73,3	73,46
$v_m, ^{\circ}\text{C}$	48,32	38,63	29,14	24,4	23,7	49,45	58,95	63,72	64,2	64,36
$v_{об}, ^{\circ}\text{C}$	78,34	68,65	59,16	54,42	53,72 / 96,0	121,8	131,3	136,07	136,55	136,71 / 94,

АТ оставшийся в работе сможет передавать всю мощность, при этом температура масла и последовательной обмотки не превышают допустимую, т.е

$$\theta_{m, \max} = 98,41^{\circ}\text{C} < \theta_{m, \text{доп}} = 115^{\circ}\text{C}; \quad \theta_{об, \max} = 137,83^{\circ}\text{C} < \theta_{об, \text{доп}} = 140^{\circ}\text{C}.$$

Из полученного результата следует, что более точный расчет показал возможность передачи всей нагрузки одним трансформатором при отключении другого. При этом температуры масла и обмотки не превышают допустимой величины.

Аналогично рассчитываются температуры для третичной обмотки, двухступенчатый график которой имеется.

1.4 Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах.

При расчете потерь электроэнергии в трансформаторах используются построенные ранее графики нагрузок трансформатора для характерных зимних и летних суток. Потери электроэнергии в трансформаторах складываются из потерь в стали и в меди:

$$\Delta W_T = \Delta W_{ст} + \Delta W_{нагр}.$$

Считая, что трансформаторы не отключаются в течение года, потери в стали для всех типов трансформаторов рассчитываются:

$$\Delta W_{ст} = n \cdot P_{xx,ном} \cdot t,$$

где n – число трансформаторов;

$P_{xx,ном}$ – потери холостого хода, заданные в [1, таблица 3.5, 3.6, 3.8], кВт;

t – число часов в году (8760 ч)

Нагрузочные потери рассчитываются :

1) трехфазные двухобмоточные трансформаторы.

$$\Delta W_{нагр} = \frac{1}{n} \cdot P_{к.з} \left\{ \left[\left(\frac{S_{1з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1з} + \left(\frac{S_{2з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{2з} + \dots + \left(\frac{S_{iз}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iз} \right] \cdot n_з + \right. \\ \left. + \left[\left(\frac{S_{1л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1л} + \left(\frac{S_{2л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{2л} + \dots + \left(\frac{S_{iл}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iл} \right] \cdot n_л \right\}, \quad (1.11)$$

где $S_{1з}, S_{2з} \dots S_{iз}$ – ступени нагрузки зимнего графика продолжительностью $t_{1з}, t_{2з} \dots t_{iз}$ соответственно;

$S_{1л}, S_{2л} \dots S_{iл}$ – ступени нагрузки летнего графика продолжительностью $t_{1л}, t_{2л} \dots t_{iл}$ соответственно;

$n_з$ и $n_л$ – число зимних и летних суток соответственно.

2) трехфазные трехобмоточные трансформаторы.

В этих трансформаторах нагрузочные потери определяются отдельно для обмотки высшего, среднего и низшего напряжения по графикам нагрузки на высшем, среднем и низшем напряжениях, т.е.

$$\Delta W_{нагр} = \Delta W_в + \Delta W_с + \Delta W_н = \frac{1}{n} \cdot P_{к.з,в} \left\{ \left[\left(\frac{S_{1в,з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1з} + \dots \right. \right. \\ \left. \left. + \left(\frac{S_{iв,з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iз} \right] \cdot n_з + \left[\left(\frac{S_{1в,л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1л} + \dots + \left(\frac{S_{iв,л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iл} \right] \cdot n_л \right\} + \quad (1.12) \\ + \frac{1}{n} \cdot P_{к.з,с} \left\{ \left[\left(\frac{S_{1с,з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1з} + \dots + \left(\frac{S_{iс,з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iз} \right] \cdot n_з + \right. \\ \left. + \left[\left(\frac{S_{1с,л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1л} + \dots + \left(\frac{S_{iс,л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iл} \right] \cdot n_л \right\} + \frac{1}{n} \cdot P_{к.з,н} \left\{ \left[\left(\frac{S_{1н,з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1з} + \dots \right. \right.$$

$$+ \left(\frac{S_{in,3}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{i3} \cdot n_3 + \left[\left(\frac{S_{in,l}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1l} + \dots + \left(\frac{S_{in,l}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{il} \right] \cdot n_l \Bigg\},$$

где $P_{к.з,в} = 0,5(P_{к.з,в-с} + P_{к.з,в-н} - P_{к.з,с-н})$

$P_{к.з,с} = 0,5(P_{к.з,в-с} + P_{к.з,с-н} - P_{к.з,в-н})$

$P_{к.з,н} = 0,5(P_{к.з,в-н} + P_{к.з,с-н} - P_{к.з,в-с})$.

Если в справочнике дана одна величина $P_{к.з,в-н}$, то потери короткого замыкания каждой обмотки одинаковы и равны $0,5 P_{к.з,в-н}$.

3) трехфазные автотрансформаторы.

Потери электроэнергии в АТ рассчитываются аналогично. Однако следует учесть, что в третичной обмотке нагрузку следует относить к типовой мощности АТ, т.е.

$$\Delta W_{трет} = \frac{1}{n} \cdot P_{к.з,н} \left\{ \left[\left(\frac{S_{in,3}}{S_{мин}} \right)^2 \cdot t_{13} + \dots + \left(\frac{S_{in,3}}{S_{мин}} \right)^2 \cdot t_{i3} \right] \cdot n_3 + \right. \\ \left. + \left[\left(\frac{S_{in,l}}{S_{мин}} \right)^2 \cdot t_{1l} + \dots + \left(\frac{S_{in,l}}{S_{мин}} \right)^2 \cdot t_{il} \right] \cdot n_l \right\}. \quad (1.13)$$

Глава 2. Выбор сечения кабелей питающей сети по условиям длительного режима.

Выбор сечения кабельных линий, питающих распределительные пункты (РП), требует расчета токов нормального и утяжеленного рабочих режимов.

Под нормальным режимом электроустановки понимают режим, при котором все присоединения находятся в работе.

Под утяжеленным режимом понимают ремонтный или послеаварийный период работы, при котором рабочий ток присоединений превышает ток нормального режима.

Условно все РП, питающиеся по кабельным линиям, подразделены на РП типа «А», «Б», «В» и «Г».

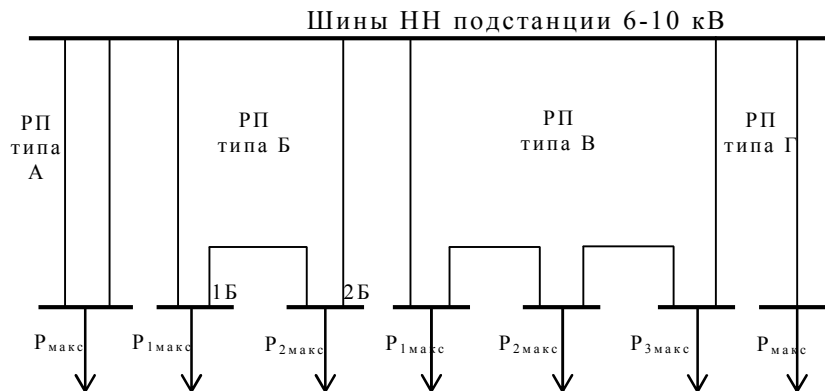


Рис.2.1 Схемы питания РП различных типов от шин 6-10 кВ

К РП типа «А» отнесены РП, которые в нормальном режиме питаются по двум кабельным линиям. Отключение одной из линий и питание нагрузки РП по оставшейся в работе линии соответствует утяжеленному режиму работы кабельной линии.

РП типа «Б» питаются в нормальном режиме каждый по своей линии, но между ними есть перемычка, нормально отключенная. При отключении одной из линий оставшаяся в работе линия через включаемую перемычку питает оба РП. Это соответствует утяжеленному режиму работы линии.

РП типа «В» питаются в нормальном режиме по двум линиям, в утяжеленном режиме, при отключении одной линии, все три РП питаются через перемычки по оставшейся линии.

РП типа «Г» питаются по одной кабельной линии, для них рабочий нормальный и рабочий утяжеленный режимы совпадают.

При выборе сечения кабелей предполагается, что кабели, проложенные в земле, имеют алюминиевые жилы. За номинальную температуру окружающей среды ($\vartheta_{0,ном}$) принимается 15°C, длительно допустимая температура ($\vartheta_{дл.доп}$) для кабелей напряжением 6 кВ принята 65°C, 10 кВ - 60°C.

При выборе сечения кабелей, прежде всего, в соответствии со сказанным ранее, рассчитываются токи нормального и утяжеленного рабочих режимов для разных схем питания РП.

Для РП типа «А»:

$$I_{раб.норм} = \frac{P_{макс}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad I_{раб.ут} = \frac{P_{макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}. \quad (2.1)$$

Для РП типа «1Б»:

$$I_{раб.норм} = \frac{P_{1,макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad I_{раб.ут} = \frac{P_{1,макс} + P_{2,макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}$$

«2Б»:

$$I_{раб.норм} = \frac{P_{2,макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad I_{раб.ут} = \frac{P_{1,макс} + P_{2,макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}. \quad (2.2)$$

Для РП типа «В»:

$$I_{раб.норм} = \frac{P_{1,макс} + P_{2,макс} + P_{3,макс}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}$$

$$I_{раб.ут} = \frac{P_{1,макс} + P_{2,макс} + P_{3,макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}. \quad (2.3)$$

Для РП типа «Г»:

$$I_{раб.норм} = I_{раб.ут} = \frac{P_{макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}. \quad (2.4)$$

Выбор сечения по токам длительного режима производится:

1. по экономической плотности тока

$$s_{эк} = I_{раб.норм} / j_{эк}; \quad (2.5)$$

где $s_{эк}$ - сечение кабеля, мм²;

$j_{эк}$ - экономическая плотность тока, определяемая по [1], таблица 10.1 в зависимости от материала жил кабеля и числа часов использования максимума нагрузки $T_{м.а}$, час;

$I_{раб.норм}$ - ток нормального рабочего режима, А.

2. по нагреву током утяжеленного режима:

$$k_N \cdot k_{пер} \cdot k_g \cdot I_{дл.доп} \geq I_{раб.ут}, \quad (2.6)$$

где $I_{дл.доп}$ - табличное значение длительно допустимого тока, А, определяемого по [1], таблица 7.13. для рассчитанного выше сечения;

$I_{раб.ут}$ - ток, соответствующий рабочему утяжеленному режиму, принятому за расчетный, А;

k_N - коэффициент, учитывающий число рядом проложенных кабелей в земле, определяемый по [1], таблица 7.17;

$k_{пер}$ - допустимый коэффициент перегрузки кабеля, определяемый по [1], таблица 1.30 в зависимости от предшествующей нагрузки и времени перегрузки. В таблице задаются коэффициенты при времени перегрузки 1 час, 3 часа, 6 часов. Это значит, что заданный график нагрузки следует перестроить в эквивалентный двухступенчатый так, чтобы продолжительность перегрузки $P_{2,э\kappa\text{в}}$ длилась 1 или 3, или 6 часов, вся остальная нагрузка относится к $P_{10/}$ – предшествующей нагрузке, по которой определяется коэффициент $k_{10/}=I_{пред.реж.}/I_{дл.доп.}=I_{10/}/I_{дл.доп.}$;

k_g - коэффициент, учитывающий отличие реальной температуры окружающей среды (ϑ_0) от номинальной, вычисляемый по формуле:

$$k_g = \sqrt{\frac{\vartheta_{дл.доп} - \vartheta_0}{\vartheta_{дл.доп} - \vartheta_{0,ном}}} \quad (2.7)$$

Пример выбора сечения кабельной линии к РП типа «А».

Выбираем сечение кабелей, проложенных к РП. РП типа А питается от шин низшего напряжения 6 кВ подстанции и его нагрузка $P_{\max}=2\text{МВт}$, $\cos\varphi = 0,8$. График нагрузки РП представлен на рис.2.2.

РП А питается в нормальном режиме по двум кабелям, поэтому по (2.1) рассчитывается ток

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8} = 120,4 \text{ А}.$$

В утяжеленном рабочем режиме, когда один кабель отключен, по оставшемуся в работе кабелю течет ток

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{2}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8} = 240,8 \text{ А}.$$

Сечение кабеля выбираем по экономической плотности тока (2.5) и проверяем по нагреву в утяжеленном режиме, при этом должно выполняться условие (2.6)

Экономическая плотность тока $j_{\text{э\kappa}}$, как было уже сказано выше, определяется по [1], таблица 10.1 в зависимости от числа часов использования максимальной нагрузки. Следовательно, используя графики нагрузки РП-1 (зимний и летний) определяем $T_{\text{м.а}}$. Принимаем, что нагрузка летнего графика составляет 0,8 зимних нагрузок. Число зимних дней - 210, летних – 155 дней.

Тогда

$$T_{\text{м.а}} = \frac{(0,76 \cdot 1 + 0,4 \cdot 4 + 0,6 \cdot 1 + 1,16 \cdot 4 + 0,76 \cdot 4 + 1,2 \cdot 1 + 1,6 \cdot 5 + 2 \cdot 2 + 1,2 \cdot 2)}{2} \cdot 210 + \\ + \frac{0,8 \cdot (0,76 \cdot 1 + 0,4 \cdot 4 + 0,6 \cdot 1 + 1,16 \cdot 4 + 0,76 \cdot 4 + 1,2 \cdot 1 + 1,6 \cdot 5 + 2 \cdot 2 + 1,2 \cdot 2)}{2} \cdot 155 = 4382 \text{ ч}.$$

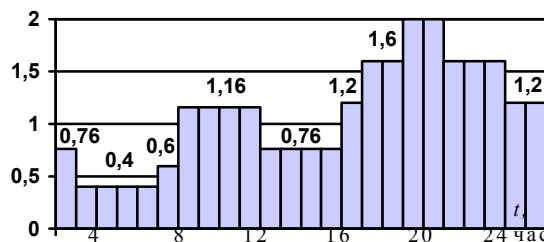


Рис.2.2. График нагрузки РП А

По [1], таблица 10.1, определяем экономическую плотность тока для кабелей с бумажной и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами при $3000 \text{ ч} < T_{\text{м.а}} < 5000 \text{ ч}$ $j_{\text{э\kappa}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$, тогда $s_{\text{э\kappa}} = 120,6 / 1,4 = 86,14 \text{ мм}^2$.

Округляем полученное сечение до ближайших стандартных значений: $(3 \times 70) \text{ мм}^2$ с $I_{\text{дл.доп}} = 190 \text{ А}$ и $(3 \times 95) \text{ мм}^2$ с $I_{\text{дл.доп}} = 225 \text{ А}$ [1], таблица 7.10.

Определяем коэффициенты:

Предполагаем, что в траншее рядом проложены 6 кабелей при расстоянии в свету 300 мм [1, таблица 7.17], тогда $k_N = 0,85$.

Температурный коэффициент $k_g = \sqrt{\frac{65 - (-5)}{65 - 15}} = 1,18$,

где $\vartheta_0 = -5^\circ\text{C}$ – принятая температура окружающей среды для кабелей, проложенных в траншее на глубине 0,7 м в земле.

Далее определяется коэффициент допустимой перегрузки

Так как в [1], таблице 1.30 задано время перегрузки 1, 3, 6 часов, то можем взять время перегрузки 6 часов, например с 16 до 22 часов, тогда нагрузка предшествующего режима определится за 18 часов:

$$P_{/0/} = \sqrt{\frac{[0,76^2 \cdot 1 + 0,4^2 \cdot 4 + 0,6^2 \cdot 1 + 1,16^2 \cdot 4 + 0,76^2 \cdot 4 + 1,2^2 \cdot 1 + 1,6 \cdot 1 + 1,2^2 \cdot 2]}{18}} = 0,943 \text{ MBm}$$

Ток предшествующего режима и коэффициент загрузки в предшествующем режиме

$$I_{/0/} = \frac{0,943}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8} = 113 \text{ A}, k_{/0/} = \frac{113}{190} = 0,59 \approx 0,6 \text{ для } (3 \times 70) \text{ мм}^2$$

$$k_{/0/} = \frac{113}{225} = 0,5 \approx 0,6 \text{ для } (3 \times 95) \text{ мм}^2$$

Из [1, таблица 1.30] определяем $k_{пер} = 1,25$.

Проверяем выполнение условия (2.6): $240,8 < 190 \cdot 1,18 \cdot 0,85 \cdot 1,25 = 238,21 \text{ A}$ - для кабелей сечением $(3 \times 70) \text{ мм}^2$ условие выполняется, т.е. при протекании тока утяжеленного режима кабель нагреется до температуры, не превышающей допустимую.

Окончательно выбираем кабель АСБ $(3 \times 70) \text{ мм}^2$.

Глава 3. Ограничение токов короткого замыкания на подстанции.

На подстанциях токи короткого замыкания (КЗ) ограничивают, прежде всего, отдельной работой трансформаторов и применением трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения (при $S_{номТ} \geq 25 \text{ MVA}$). Однако этих мероприятий часто бывает недостаточно для обеспечения термической стойкости кабелей питающей $кб1$ (выбраны в главе 2) и распределительной $кб2$ (даны в задании) сетей (рис.3.1).

Для выяснения вопроса о необходимости дальнейшего ограничения тока КЗ следует рассчитать ток КЗ на шинах низшего напряжения подстанции (точка К1). Анализ уровней этих токов позволяет сделать вывод о необходимости применения реакторов. Если ток к.з. $I_{н.о.К1}$ на шинах низшего напряжения подстанции больше тока термической стойкости кабеля $I_{т.ст.кб1}$ минимального сечения из выбранных ранее, то требуется установка реактора. Далее следует рассчитать ток КЗ на шинах РП (точка К2), питающегося по кабелям с наименьшим сопротивлением (наибольшим сечением), и сравнить его с током термической стойкости заданного кабеля $I_{т.ст.кб2}$.

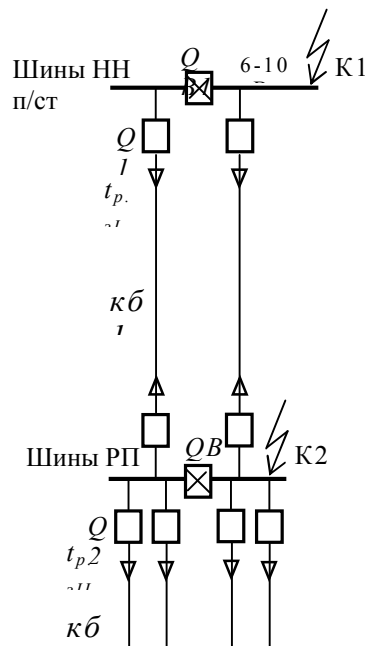


Рис.3.1 Кабельные линии питающей и распределительной сети

Если $I_{n.o.K2} > I_{m.cm.kб2}$, то установка токоограничивающего реактора необходима.

На подстанции реакторы могут быть установлены в цепи низшего напряжения трансформатора, если рабочий ток утяжеленного режима в этой цепи не превосходит номинальный ток серийно выпускаемых реакторов. В противном случае рекомендуется устанавливать реакторы в цепях кабельных линий, отходящих от шин 6-10 кВ подстанции.

Предпочтение отдается сдвоенным реакторам, так как, во-первых, они позволяют объединить большее число линий под один реактор и тем самым снижают капиталовложения в РУ, а, во-вторых, они, работая в режиме сквозного токораспределения,

имеют меньшие потери напряжения при равном с простыми реакторами токоограничении. Рекомендуется, чтобы число линий, присоединенных к ветви сдвоенного реактора, не превышало двух-трех.

Оценку необходимости установки токоограничивающих реакторов и их выбор рекомендуется выполнять в следующем порядке:

1. Рассчитывается действующее значение периодической составляющей тока КЗ на шинах низшего напряжения подстанции (точка К1):

$$I_{n.o.K1} = I_{n.o.C} + I_{n.o.CK} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}x_{\Sigma C}} + \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}x_{CK}}, \quad (3.1)$$

где $I_{n.o.C} = I_{n.t.C} = I_{n.C}$ - действующее значение периодического тока от системы, принимаемое не изменяющимся во времени, кА;

$I_{n.o.CK}$ - действующее значение начального периодического тока от синхронного компенсатора, кА;

$x_{\Sigma C}$ - суммарное сопротивление схемы замещения от системы до точки К1, Ом;

x_{CK} - сопротивление синхронного компенсатора, Ом.

2. Рассчитывается ток термической стойкости кабеля наименьшего сечения из выбранных ранее кабелей, питающих РП (КБ1)

$$I_{m.cm.kб1} = \frac{s C}{\sqrt{t_{откл} + T_a}}, \quad (3.2)$$

где s - минимальное сечение кабеля из выбранных ранее (гл.2);

C - термический коэффициент, равный $97 \text{ кА}^2\text{с/мм}^4$ для кабелей напряжением 6 кВ, и $100 \text{ кА}^2\text{с/мм}^4$ для $U_{ном}=10\text{кВ}$;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (среднее значение для точки К1 принимается $0,1\text{с}$ [5, таблица 5.1]);

$t_{откл}$ - полное время протекания тока КЗ, определяемое:

$$t_{откл} = t_{осн.р.з.} + t_{полн.выкл.},$$

где $t_{осн.р.з.}$ - заданное время действия основной релейной защиты линии, с;

$t_{полн.выкл.}$ - полное время отключения выключателя QI питающего кабеля $кб1$, с [1, таблица 5.1].

3. Рассчитанный ток КЗ $I_{n.o.K1}$ сравнивается с током термической стойкости кабеля.

Если $I_{n.o.K1} < I_{m.cm.kб1}$, то реактор не нужен.

Если $I_{n.o.K1} > I_{m.cm.kб1}$, то реактор нужен.

Далее определяется сопротивление реактора, необходимое для уменьшения тока КЗ до величины $I_{m.cm.kб1}$:

$$x_{p1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{m.cm.kб1}} - x_{\Sigma K1}, \quad (3.3)$$

где $x_{\Sigma K1}$ - суммарное сопротивление относительно т. К1, равное $x_{\Sigma C} \parallel x_{CK}$.

4. Рассчитывается ток КЗ на шинах РП (точка К2), питающегося по кабелям наибольшего из выбранных сечений (этот кабель имеет наименьшее сопротивление и, следовательно, на нем наибольший ток КЗ)

$$I_{n.o.K2} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{кб1}^2 + (x_{\Sigma K1} + x_{кб1})^2}}.$$

5. Определяется ток термической стойкости заданного кабеля по ранее приведенной формуле (3.2), где T_a принимается 0,01с [5, таблица 5.1], а $t_{осн.р.з.}$ - заданное меньшее значение времени действия релейной защиты, $t_{полн.выкл.}$ - для Q2 [1, таблица 5.3].

6. Рассчитанный ток КЗ $I_{н.о.К2}$ сравнивается с $I_{м.ст.кб2}$.

Если $I_{н.о.К2} < I_{м.ст.кб2}$, то реактор не нужен.

Если $I_{н.о.К2} > I_{м.ст.кб2}$, то реактор нужен и далее определяется его сопротивление:

$$x_{p2} = \sqrt{\left(\frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{м.ст.кб2}}\right)^2 - r_{кб1}^2 - x_{\Sigma K1} - x_{кб1}}, \quad (3.4)$$

где $r_{кб1}$ и $x_{кб1}$ - активное и индуктивное сопротивления кабеля, за которым рассчитывался ток КЗ (кабель наибольшего из выбранных сечений).

7. Из двух полученных сопротивлений реактора выбирается большее и округляется до ближайшего большего стандартного [1, таблицы 5.14, 5.15].

8. Реактор выбирается не только по сопротивлению, но и по номинальному току:

$$I_{ном.р} \geq I_{раб.ут}.$$

Если реактор устанавливается в цепи трансформатора, то

$$I_{раб.ут} = \frac{\kappa_{пер} S_{ном.Т}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (3.5)$$

где $\kappa_{пер}$ - коэффициент перегрузки трансформатора, определен в главе 1.

При большой мощности трансформатора может оказаться, что нет реакторов на такие большие токи, тогда устанавливаются линейные сдвоенные или одинарные реакторы, ток утяжеленного режима которых определяется числом и током присоединенных к нему линий.

9. Рассчитывается ток КЗ за реактором с учетом его сопротивления

$$I_{н.о.К1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(x_{\Sigma K1} + x_{р.ном})},$$

$$I_{н.о.К2} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{кб1}^2 + (x_{\Sigma K1} + x_{кб1} + x_{р.ном})^2}}. \quad (3.6)$$

Это необходимо, чтобы убедиться, что выбранный реактор ограничил ток КЗ до необходимой величины, т.е. $I_{н.о.} < I_{м.ст.кб}$.

10. Рассчитываются потери напряжения в выбранных реакторах в нормальном и утяжеленном рабочих режимах

В одинарных:
$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}I_{раб}x_{р.ном} \sin \varphi}{U_{ном}} 100\%, \quad (3.7)$$

В сдвоенных:
$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}I_{раб}(1 - \kappa_{св})x_{р.ном} \sin \varphi}{U_{ном}} 100\%.$$

Потери напряжения не должны превышать (2-2,5)% в нормальном рабочем режиме и (4-5)% в утяжеленном режиме.

11. Выбранный реактор проверяется по электродинамической стойкости:

$$i_{yd} = \sqrt{2}\kappa_{yd}I_{н.о} \leq i_{ном.дин.ст.}, \quad (3.8)$$

и электротермической стойкости:

$$B = I_{н.о}^2 (t_{откл} + T_a) \leq I_{м.ст.}^2 t_{м.ст.}, \quad (3.9)$$

где $\kappa_{yd} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \approx 1,9$ - ударный коэффициент;

B - интеграл Джоуля для расчетной схемы типа «система»;

$I_{н.о}$ - действующее значение периодического тока КЗ за реактором;

$i_{ном.дин.ст.}$ - номинальный ток динамической стойкости (амплитудное значение) выбранного реактора [1, таблицы 5.14, 5.15];

$I_{м.ст.}$, $t_{м.ст.}$ - номинальный ток электротермической стойкости, отнесенный к номинальному времени [1, таблицы 5.14, 5.15].

Пример выбора средств ограничения токов короткого замыкания на подстанции.

1. В соответствии с заданным положением подстанции в энергосистеме и выбранными в главе 1 автотрансформаторами АДЦТН-100000 с $U_{BH} = 230 \text{ кВ}$, $U_{CH} = 121 \text{ кВ}$, $U_{HH} = 6,6 \text{ кВ}$, приводится расчетная схема для определения тока КЗ на шинах 6 кВ (рис. 3.2).

На низшем напряжении подстанции используется раздельная работа трансформаторов, что снижает ток короткого замыкания в т. К1.

2. На основании расчетной схемы составляется схема замещения (рис. 3.3) и рассчитываются ее параметры, приведенные к низшему напряжению выбранного автотрансформатора – 6,6 кВ.

$$x_1 = x_{C1} = x_{C1}^* \frac{U_{HH}^2}{S_{HOM C1}} = 0,8 \frac{6,6^2}{1000} = 0,035 \text{ Ом},$$

$$x_2 = x_{Л1} = x_{y0} \cdot l_1 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 = 0,4 \cdot 60 \left(\frac{6,6}{230} \right)^2 = 0,02 \text{ Ом},$$

$$x_3 = x_{C2} = x_{C2}^* \frac{U_{HH}^2}{S_{HOM C1}} = 0,7 \frac{6,6^2}{900} = 0,034 \text{ Ом},$$

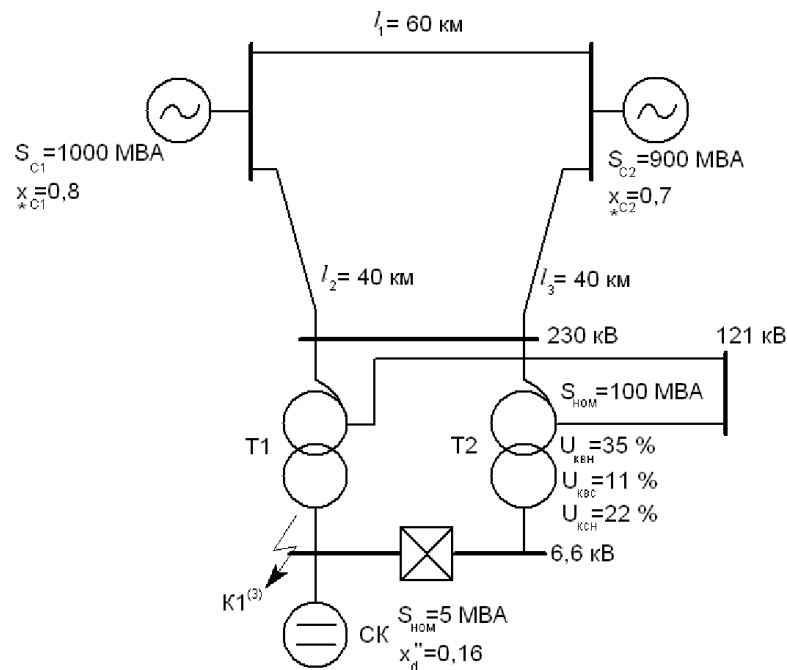


Рис. 3.2 Расчетная схема подстанции

$$x_4 = x_{Л2} = x_{y0} \cdot l_2 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 = 0,4 \cdot 40 \left(\frac{6,6}{230} \right)^2 = 0,013 \text{ Ом},$$

$$x_5 = x_{Л3} = x_4 = 0,013 \text{ Ом},$$

$$x_6 = x_7 = x_{TB} = \frac{u_{KB}}{100} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_{HOM T}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{6,6^2}{100} = 0,052 \text{ Ом},$$

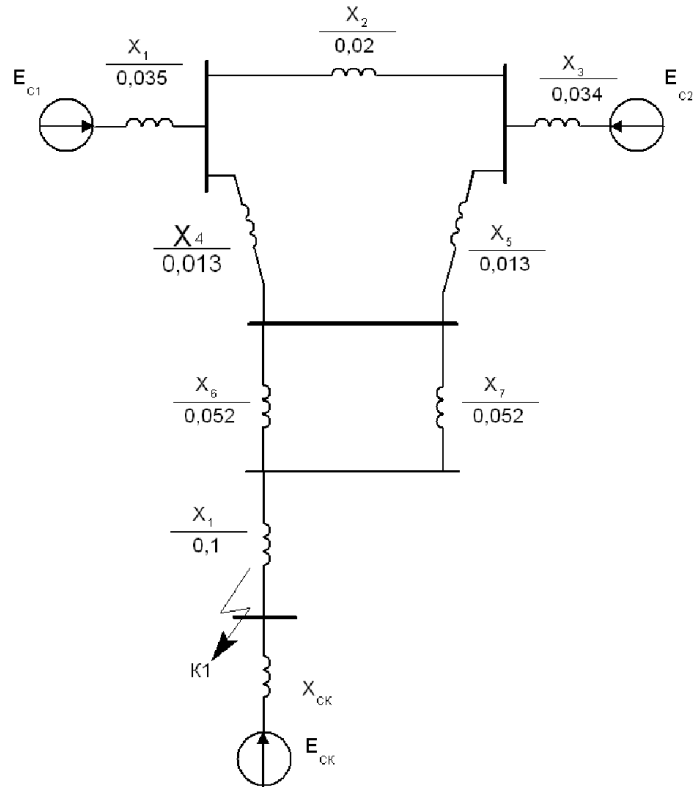


Рис. 3.3. Схема замещения подстанции

$$x_8 = x_{TH} = \frac{u_{KH}}{100} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_{НОМТ}^2} = \frac{23}{100} \cdot \frac{6,6^2}{100} = 0,1 \text{ Ом},$$

$$\text{где } u_{KB} = 0,5(u_{KBH} + u_{KBC} - u_{KCH}) = 0,5(35 + 11 - 22) = 12\%,$$

$$u_{KC} = 0,5(u_{KBC} + u_{KBH} - u_{KBH}) = 0,5(22 + 11 - 35) = -1,5\% \approx 0$$

$$u_{KH} = 0,5(u_{KBH} + u_{KCH} - u_{KBC}) = 0,5(35 + 22 - 11) = 23\%,$$

$$x_9 = x_{CK} = x_d'' \frac{U_{HH}^2}{S_{НОМCK}^2} = 0,16 \frac{6,6^2}{5} = 1,39 \text{ Ом}$$

Для определения результирующего сопротивления относительно точки короткого замыкания необходимо преобразовать треугольник сопротивлений x_2 , x_4 , x_5 в эквивалентную звезду.

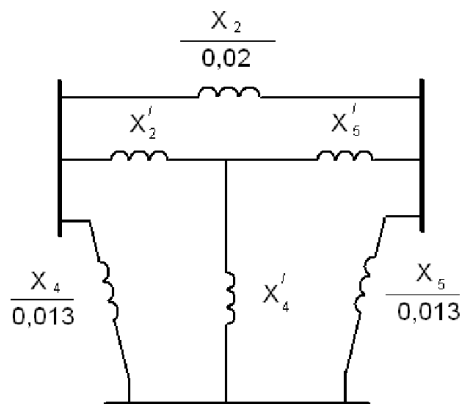


Рис. 3.4. Преобразование схемы из треугольника в звезду.

$$x'_2 = \frac{x_2 \cdot x_4}{x_2 + x_4 + x_5} = \frac{0,02 \cdot 0,013}{0,02 + 0,013 + 0,013} = 0,0056 \text{ Ом}$$

$$x'_4 = \frac{x_4 \cdot x_5}{x_2 + x_4 + x_5} = \frac{0,013 \cdot 0,013}{0,046} = 0,0036 \text{ Ом}$$

$$x'_5 = x'_2 = 0,0056 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} x_{\Sigma C} &= (x_1 + x'_2) \parallel (x_3 + x'_5) + x'_4 + \frac{x_6}{2} + x_8 = \\ &= (0,035 + 0,0056) \parallel (0,034 + 0,0056) + 0,0036 + \frac{0,052}{2} + 0,1 = \\ &= \frac{0,0406 \cdot 0,0396}{0,0406 + 0,0396} + 0,0036 + 0,026 + 0,1 = 0,02 + 0,0036 + 0,026 + 0,1 = \\ &= 0,1496 \text{ Ом} \approx 0,15 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$x_{CK} = x''_d \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = 0,16 \frac{6,6^2}{5} = 1,39 \text{ Ом.}$$

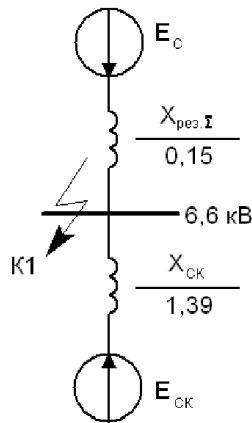


Рис. 3.5.

Далее, считая периодический ток КЗ от системы незатухающим во времени, определяется его действующее значение в точке К1:

$$I_{н.о.С} = I_{н.С} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma C}} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 0,15} = 25,43 \text{ кА}$$

и начальный периодический ток от СК

$$I_{н.о.СК} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot x_{СК}} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 1,39} = 2,74 \text{ кА}.$$

Полный ток в точке К1 равен:

$$I_{н.о.К1} = I_{н.о.С} + I_{н.о.СК} = 25,43 + 2,74 = 28,17 \text{ кА}$$

2. Рассчитывается по (3.2) ток термической стойкости кабеля наименьшего сечения (рис. 3.6). В нашем случае – это сечение $(3 \times 70) \text{ мм}^2$ (см. главу 2):

$$I_{м.ст. 70} = \frac{C \cdot s}{\sqrt{t_{откл} + T_a}} = \frac{97 \cdot 70}{\sqrt{1,0 + 0,12 + 0,1}} = 6,15 \text{ кА}$$

где $t_{осн.р.з}$ и тип выключателя, для которого по [1, таблица 5.1] определяется $t_{полн. выкл.} = 0,12 \text{ с}$.

$T_a = 0,1 \text{ с}$ по [5, таблица 5.1].

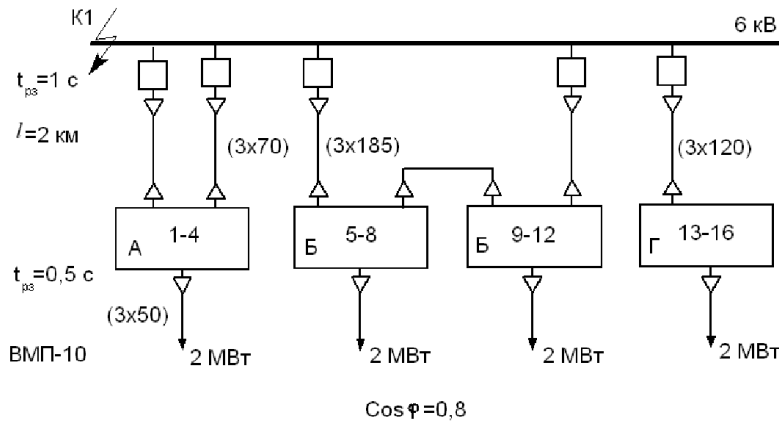


Рис. 3.6

3. Сравнивается ток $I_{н.о.K1}$ с током термической стойкости кабеля (3×70) : $I_{н.о.K1} = 28,17 \text{ кА} > I_{м.см.кб1} = 6,15 \text{ кА}$, т.е для ограничения тока КЗ до величины 6,15кА нужен токоограничивающий реактор, сопротивление которого (x_{p1}) равно:

$$x_{p1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{м.см.кб1}} - x_{\Sigma K1} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 6,15} - 0,135 = 0,47 \text{ Ом},$$

где $x_{\Sigma K1} = x_{\Sigma C} \parallel x_{ск} = \frac{0,15 \cdot 1,39}{0,15 + 1,39} = 0,135 \text{ Ом}$ - суммарное сопротивление относительно точки К1.

4. Рассчитывается ток КЗ на шинах РП, питающихся по кабелю с наибольшим сечением (наименьшим сопротивлением). В нашем случае это кабель $(3 \times 185) \text{ мм}^2$ (рис. 3.6), для которого $r_{yд} = 0,167 \text{ Ом/км}$ $x_{yд} = 0,073 \text{ Ом/км}$ ([1], таблица 7.28).

Тогда $r_{каб} = r_{yд} \cdot l = 0,167 \cdot 2 = 0,334 \text{ Ом/км}$

$$x_{кб} = x_{yд} \cdot l = 0,073 \cdot 2 = 0,146 \text{ Ом/км}$$

$$I_{н.о.K2} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{кб.185}^2 + (x_{\Sigma K1} + x_{кб.185})^2}} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,334^2 + (0,135 + 0,146)^2}} =$$

$$= \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 0,436} = 8,75 \text{ кА}$$

5. Рассчитывается ток термической стойкости заданного кабеля сечением $(3 \times 50) \text{ мм}^2$ (рис. 3.6):

$$I_{м.см.50} = \frac{97 \cdot 50}{\sqrt{0,5 + 0,12 + 0,01}} = 7,31 \text{ кА},$$

где $t_{осн.р.з.П} = 0,5 \text{ с}$ – время действия основной релейной защиты второй ступени.

$t_{полн.выкл.} = 0,12 \text{ с}$ – полное время отключения заданного выключателя [1, таблица 5.1].

$T_a = 0,01 \text{ с}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [5, таблица 5.1].

6. Сравнивается ток термической стойкости $I_{м.см.50}$ с током КЗ в точке К2 $I_{н.о.K2} = 8,75 \text{ кА}$, что подтверждает необходимость установки линейного реактора, сопротивление которого равно:

$$x_{p2} = \sqrt{\left(\frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{м.см.50}} \right)^2 - r_{кб185}^2 - x_{\Sigma K1} - x_{кб185}} =$$

$$= \sqrt{\left(\frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 7,31} \right)^2 - 0,334^2 - 0,135 - 0,146} = 0,118 \text{ Ом}.$$

Из двух полученных сопротивлений обоим условиям токо-ограничения отвечает реактор с большим сопротивлением 0,485Ом, выбранным исходя из термической стойкости кабеля

питающей сети (3×70) мм², которое округляется до ближайшего большего стандартного $x_{p.ном} = 0,56$ Ом [1], таблица 5.14, 5.15.

7. Далее следует выбрать номинальный ток реактора.

Первоначально предполагается установить реактор в цепи НН автотрансформатора. Тогда

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot S_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.н}}} = \frac{1,4 \cdot 47,4}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 5,8118 \text{ кА} = 5811,8 \text{ А}$$

где $k_{\text{пер}}=1,4$ и $S_{\text{мин}}=47,4$ МВА; $U_{\text{н.н.}}=6,6$ кВ взяты из главы 1.

Из [1, таблица 5.14, 5.15] видно, что реакторов на такие большие токи нет, из чего следует, что необходимо устанавливать линейные реакторы. Для этого необходимо распределить все линии, питающие РП (рис. 3.6) по секциям и по реакторам.

К двум секциям РУ 6 кВ присоединено 8 линий к РП типа А, 8 линий к РП типа Б и 4 линии к РП типа Г. При равномерном распределении линий по секциям к каждой секции присоединяется по 4 линии к РП типа А, по 4 линии к РП типа Б и по 2 линии к РП типа Г (рис 3.7).

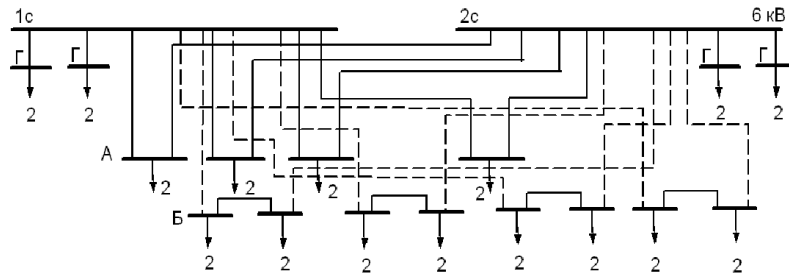


Рис. 3.7 Схема присоединения РП к секциям сборных шин

Все эти линии должны быть присоединены к реакторам (рис. 3.8). Выбираем сдвоенные реакторы, работающие в сквозном режиме.

Тогда

$$I_{\text{раб.утP1}} = \frac{2+2+2}{\sqrt{3} \cdot 6,0 \cdot 0,8} = 722 \text{ А}, \quad I_{\text{раб.утP2}} = \frac{4+4}{\sqrt{3} \cdot 6,0 \cdot 0,8} = 963 \text{ А}$$

8. Выбираем реакторы ([1], таблица 5.15) типа

РБСД-10-2×1000-0,56У3 $k_{\text{св}}=0,5$; $i_{\text{ном.дин.ст}}=24$ кА; $I_{\text{ном.т.ст.}}=9,45$ кА; $t_{\text{ном.т.ст.}}=8$ сек.

Далее рассчитывается ток КЗ за реактором с учетом его сопротивления:

$$I_{\text{н.о.К1}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\Sigma \text{К1}} + x_{\text{р.ном}})} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot (0,135 + 0,56)} = 5,48 \text{ кА} < I_{\text{т.ст.70}} = 6,15 \text{ кА}$$

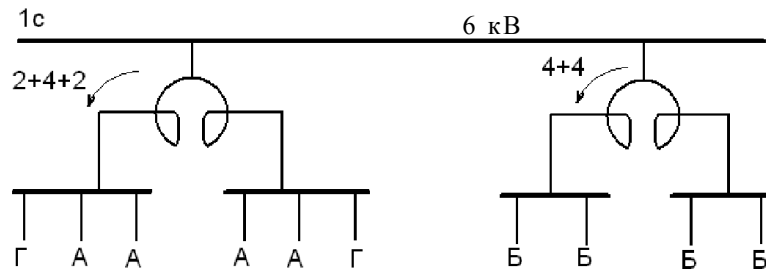


Рис. 3.8 Схема присоединения линий распределительной сети к реакторам (для одной секции)

9. Потери напряжения в реакторах:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 963 \cdot 0,56 (1 - 0,5) 0,6}{6,6} \cdot 100 = 4,4\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

10. Выбранные реакторы проверяются по термической и динамической стойкости:

$$B = 5,37^2 (1 + 0,12 + 0,1) = 35,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 9,45^2 \cdot 8 = 714,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{\text{уд}} = 1,9\sqrt{2} \cdot 5,37 = 14,38 \text{ кА} < i_{\text{ном.дин.ст}} = 24 \text{ кА}$$

Реактор отвечает требованиям термической и динамической стойкости к токам короткого замыкания.

ГЛАВА 4. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

4.1. Требования к схемам распределительных устройств (РУ) и общие положения по выбору электрических схем РУ

Как схемы, так и сами распределительные устройства должны удовлетворять ряду требований, зафиксированных в ПУЭ. Основные из них - надежность, экономичность, удобство и

безопасность обслуживания, пожаробезопасность, возможность расширения.

Надежность означает малую вероятность возникновения повреждения оборудования и КЗ в РУ.

Экономичность предполагает возможно меньшие размеры РУ (площадь территории ОРУ, меньший объем здания ЗРУ), капитальные затраты и сроки сооружения.

Удобство и безопасность обслуживания необходимо обеспечить для дежурного персонала, который производит осмотр оборудования, переключения, устранение мелких неполадок.

Пожаробезопасность выражается в малой вероятности возникновения пожара в РУ и предотвращении его распространения.

Возможность расширения означает, что к РУ можно подключить новые присоединения.

Схемы электрических соединений РУ можно объединить в три группы: а) с коммутацией присоединений через один выключатель (схемы с одной или двумя системами сборных шин с одним выключателем на присоединение), при необходимости они могут быть дополнены обходной системой шин; б) с коммутацией присоединений через два выключателя (схемы с двумя системами сборных шин с 2, 3/2, 4/3 выключателями на каждое присоединение, многоугольники и т.д.); в) упрощенные с уменьшенным числом выключателей (схемы мостиков) или совсем без них (схемы с короткозамыкателями и отделителями, схемы с разъединителями и предохранителями).

На выбор электрической схемы РУ влияние оказывает множество факторов: номинальное напряжение, назначение РУ, число присоединений, их мощность, ответственность, режим работы, схема сети, к которой присоединяется данное РУ, перспектива дальнейшего расширения и т.д.

В нормах технологического проектирования (НТП) даются рекомендации, которые позволяют составить несколько конкурентоспособных вариантов схем РУ для каждого напряжения. Окончательный выбор схемы производят на основании технико-экономического сопоставления намеченных вариантов. Общие рекомендации по выбору схем РУ представлены в [1, таблица 4.1].

Таблица 4.1.

Области применения различных схем и конструкций РУ

$U_{\text{ном}}$, кВ	Внешние условия	Электрическая схема	Тип конструкции
6-10-35	любые	одна или две системы сборных шин без реакторов	КРУ, КРУН, СБРУ или ЗРУ
6-10	любые	одна или две системы сборных шин с реакторами	ЗРУ, КРУ, СБРУ

110-330	нормальные	мостик, многоугольник, одна или две системы сборных шин с обходной, шины - присоединение	ОРУ, КРУЭ
---------	------------	---	--------------

При выборе схем РУ рекомендуется придерживаться следующего порядка:

1. Намечают два или три варианта электрических схем РУ, отвечающих общим и специфичным требованиям НТП соответствующих электроустановок.
2. Рассчитываются капиталовложения на РУ каждого варианта ($K_{ру}$) по стоимости одной ячейки и их числу n , а также эксплуатационные расходы.
3. Для каждого варианта находят приведенные затраты.
4. Сопоставляют варианты по среднему числу операций коммутационными аппаратами в год, по удобству и безопасности обслуживания, по площади компоновки, возможности расширения.
5. Представляют лучший по техническим и экономическим показателям вариант.

4.2. Выбор схемы РУ напряжением 6-10 кВ

К РУ 6-10 кВ подстанций присоединяют цепи источников (понижающие трансформаторы и синхронные компенсаторы) и большое число линий, по которым питаются потребители. При выборе схем РУ данных электроустановок необходимо учитывать следующие требования: а) повреждения сборных шин, выключателей или отказ в действии последних на любом присоединении не должен приводить к перерыву электроснабжения ответственных потребителей и к нарушению баланса мощности; б) должна быть обеспечена возможность дальнейшего расширения РУ, обусловленного ростом местных нагрузок 6-10 кВ; в) схемы РУ должны быть достаточно просты, удобны в эксплуатации, безопасны в обслуживании.

В качестве схемы РУ 6-10 кВ подстанций применяют схему с одной секционированной системой сборных шин. Число секций определяется числом силовых трансформаторов и способом ограничения тока КЗ.

4.3. Выбор схем РУ повышенных напряжений 35-330 кВ

Электрические схемы РУ повышенных напряжений подстанций весьма разнообразны. Здесь могут найти применение электрические схемы трех типов. Выбор наилучшего варианта возможен только на основе технико-экономических вариантных расчетов.

Выбор конкурентоспособных вариантов следует производить на основании исходных условий: числа источников питания, напряжения, категоричности потребителей, схемы внешней сети, к которой присоединяется данное РУ и т.д.

Некоторые рекомендации. Если число присоединений не более шести и не ожидается расширение РУ, то в первую очередь следует рассмотреть упрощенные электрические схемы и схемы многоугольников. Схемы многоугольников рекомендуются для РУ 110 кВ и выше. При числе присоединений более шести и номинальном напряжении РУ 35-220 кВ рассматривают электрические схемы с одним выключателем на цепь с одной или двумя системами сборных шин. Если $U_n = 35$ кВ, то обходную систему можно не предусматривать. При $U_n = 110-220$ кВ обходная система необходима, чтобы выполнить требование ремонта выключателей без отключения присоединений для электроснабжения потребителей I, II категорий и при тяжелых условиях окружающей среды. НТП рекомендуют в схеме с двумя системами сборных шин обе системы оставлять в работе при фиксированном присоединении ВЛ и трансформаторов. Если число присоединений превышает 12 (но не более 16), то НТП рекомендуют секционировать одну систему, а если число присоединений свыше 16, то рекомендуется секционировать обе системы шин. Для РУ с большим числом присоединений и напряжением 330 кВ и выше НТП рекомендуют к рассмотрению схемы РУ с двумя системами сборных шин с $3/2$, $4/3$ числом выключателей на цепь. При этом каждая цепочка должна быть составлена таким образом, чтобы она могла сохранять работоспособность при отключении ее от обеих систем шин.

4.4. Выбор схем собственных нужд подстанций

Для электроснабжения системы СН подстанций предусматривают понижающие трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В. На двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора собственных нужд (ТСН) со скрытым резервом, т.е. номинальная мощность каждого на этих трансформаторов рассчитана на всю нагрузку СН подстанции.

ТСН на подстанциях с постоянным оперативным током подключаются к шинам РУ 6-10 кВ, а на подстанциях с переменным и выпрямленным оперативным током - на ответвлении между выводами низшего напряжения трансформатора и выключателем. Переменный оперативный ток на подстанциях 35-220 кВ применяется везде, где это возможно по условиям работы привода выключателей. Например, если на высших напряжениях приняты упрощенные схемы без выключателей, мосты с малообъемными масляными выключателями (кроме ВМК-110) и на напряжении 6-10 кВ приняты к установке масляные выключатели с пружинным или электромагнитным приводами, которые питаются от сети выпрямленного тока.

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110-220 кВ, где этого требуют приводы выключателей, на подстанциях 330-750 и 35-220 кВ, где аккумуляторная батарея необходима для прочих целей (связь, телемеханика и пр.) [2].

В качестве схемы РУ собственных нужд (СН) напряжением 0,4 кВ применяется схема с одной секционированной системой сборных шин.

Пример. Для проектируемой подстанции выбрать схемы распределительных устройств всех напряжений и схему электроснабжения СН.

Решение.

1. Выбор схемы РУ высшего напряжения 220 кВ.

Как уже было указано выше, схема РУ должна удовлетворять ряду требований. Проектными организациями разработано несколько типовых схем для разных уровней напряжения. Все они удовлетворяют этим требованиям в определенной мере. НТП рекомендуют выбор схем РУ в зависимости от типа электроустановки, номинального напряжения, количества присоединений. Особенно важно учитывать положение электроустановки в системе и схему сети, к которой присоединено РУ.

Рассматриваемая п/ст связана с энергосистемой на напряжении 220 кВ двумя воздушными линиями электропередач (ВЛЭП). Кроме того, к РУ 220 кВ присоединено 2 трансформатора связи с системой. Учитывая число присоединений (четыре) в РУ 220 кВ, можно предложить два варианта схем РУ (рис. 4.1): 1) многоугольника (четырехугольника) (рис. 4.1, а); 2) моста (рис. 4.1, б). Названные варианты схем РУ 220 кВ не противоречат рекомендациям табл. 4.1. Применять в данном случае РУ с одной или двумя системами сборных шин нецелесообразно, так как число присоединений невелико. Сравним предложенные схемы по условиям, приведенным в разделе 4.1. Результаты сравнения сведены в табл. 4.2. Анализ табл. 4.2 показывает, что, в первом варианте схем каждое присоединение коммутируется двумя выключателями. Исключение составляет ВЛЭП в схеме моста, которая коммутируется только одним выключателем. Это целесообразно, так как ВЛЭП повреждается гораздо чаще, чем трансформатор, т.е. ее отключение одним выключателем не приводит к отключению других элементов схемы.

Таблица 4.2

Схема	Число		Операции по отключению при КЗ		Возможность расширения
	выключател ей	разъедините лей	в трансформаторе Т1	в ВЛЭП (Л1)	
четырех- угольник	4	12	1) откл. Q2; Q4 2) откл. QS9 3) вкл. Q2 и Q4 откл. Т2 аналогично	1) откл. Q1 и Q2 2) откл. QS1 3) вкл. Q1 и Q2 откл. Л ₂ аналогично	Затруд-нена

мост	3	8	1) откл. $Q1$; $Q3$ 2) откл. $QS7$ 3) вкл. $Q1$; $Q3$ откл. $T2$ аналогично	1) откл. $Q1$ откл. $Л_2$ аналогично	Затруднена
------	---	---	--	--	------------

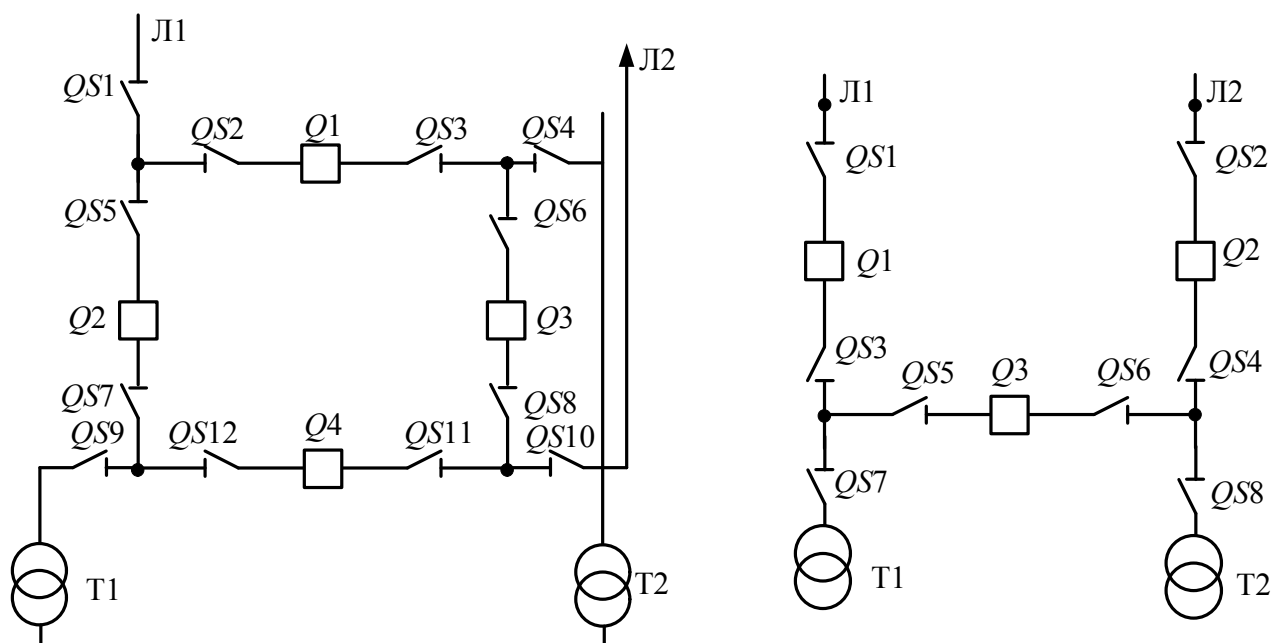


Рис. 4.1.

При сравнении четырехугольника и моста следует, что последний при равной надежности имеет меньшую стоимость, меньше число операций при отключении линии.

2. Выбор схемы РУ 6 кВ.

Для подстанций это одна секционированная система шин.

Число секций равно числу источников питания (автотрансформаторов), в данном случае двум. Секционный выключатель нормально отключен для ограничения токов короткого замыкания.

3. Выбор трансформаторов с.н. подстанции.

На собственные нужды подстанции в среднем расходуется до 200 кВт на районных п/ст и до 500 кВт на узловых. Поэтому, по числу силовых трансформаторов, выбираем два трансформатора по 250 кВА каждый. Трансформаторы СН присоединяются между выключателем и автотрансформатором.

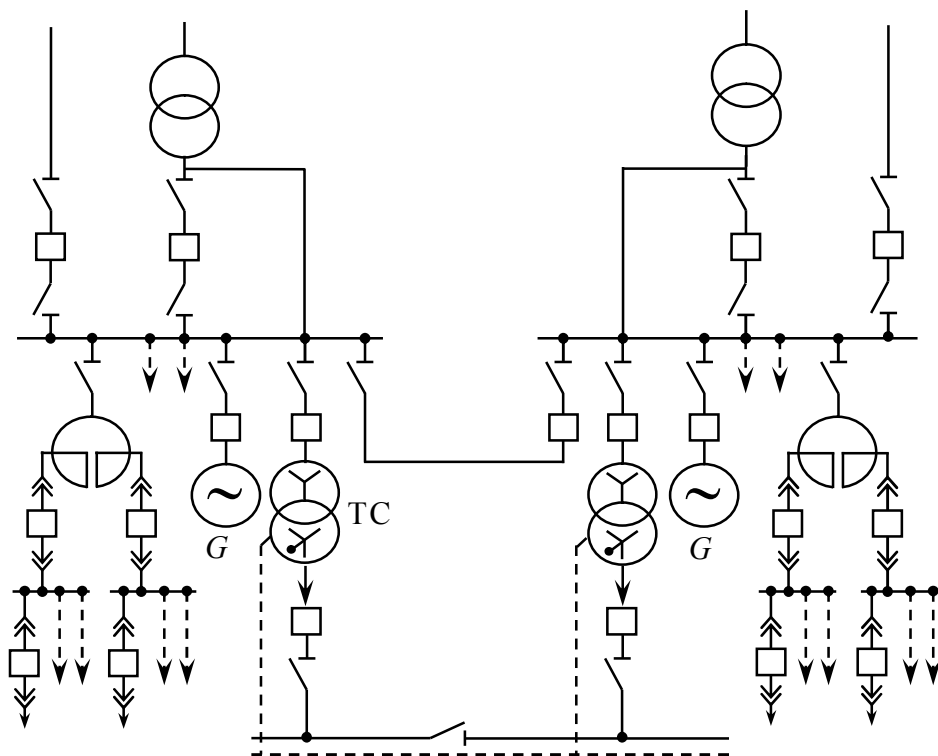


Рис. 4.2.

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

5.1. Расчетные условия для выбора аппаратов и проводников.

5.1.1. Расчетные рабочие токи.

Для выбора номинальных токов аппаратов, сечений шин и кабелей проектируемого РУ и распределительной сети необходимо определить рабочие токи нормального и утяжеленного режимов. Как уже было сказано в главе 2, под нормальным режимом понимают режим работы электроустановки, предусмотренный планом эксплуатации, когда все элементы ее находятся в рабочем состоянии. Утяжеленным режимом является режим при вынужденном отключении части присоединений. В этом случае рабочие токи других элементов установки заметно увеличиваются.

Рабочий ток утяжеленного режима определяется при нижеследующих расчетных условиях отдельных присоединений:

1. при отключении одной из двух параллельных воздушных или кабельных линий, когда нагрузка распределительной подстанции ложится на оставшуюся в работе линию (см. главу 2);
2. при отключении одного из двух установленных на подстанции трансформаторов с учетом аварийной перегрузки оставшегося трансформатора ($k_{пер} \cdot S_{ном}$), т.е.

$$I_{раб. ут} = \frac{k_{пер} \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (5.1)$$

На подстанциях с одним трансформатором рабочий ток нормального режима следует принять равным номинальному току трансформатора, а утяжеленного - с учетом возможной систематической перегрузки;

3. для присоединений синхронных компенсаторов расчетный ток утяжеленного режима определяется их номинальной мощностью и напряжением ниже номинального на 5%, т.е.

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{\text{ном}}} \quad (5.2)$$

Пример. Для подстанции, спроектированной ранее, произвести расчет токов рабочего режима.

Для ветви сдвоенного реактора и кабельных линий расчетные токи найдены в главах 2, 3. Эти расчетные токи соответствуют самым нагруженным кабелям, питающим РП типа Б и В.

Для присоединения АТ и СК токи рабочих режимов определены по (5.1) и (5.2). Результаты сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1

Присоединение	Расчетные рабочие токи, А	
	в нормальном режиме	в утяжеленном режиме
Ветвь сдвоенного реактора	481,6	963,2
Кабельная линия (РП типа Б)	240,8	481,6
Синхронный компенсатор	437	461
Автотрансформатор:		
низшее напряжение 6 кВ	4157,3	5811,8
среднее напряжение 110 кВ	477,7	668,8
высшее напряжение 220 кВ	257,3	351,8

5.1.2 Расчетные условия для определения токов короткого замыкания

Выбранные по условиям рабочих режимов проводники и аппараты необходимо проверить на электродинамическую и электротермическую стойкость и токам короткого замыкания (КЗ), а выключатели выбрать по коммутационной способности.

Для расчета токов КЗ определяют расчетные условия. В понятие расчетных условий входит: расчетная схема, вид, точка и время КЗ.

Расчетная схема - это однолинейная электрическая схема проектируемой электроустановки, в которой включены все источники питания и возможные связи между ними. На расчетной схеме указываются номинальные параметры ее элементов и расчетные точки КЗ. За расчетную точку принимается такая точка, при КЗ в которой выбираемый аппарат или проводник находятся в наиболее тяжелых условиях. Расчетную точку КЗ намечают для аппаратов и проводников присоединений каждой цепи ([3] §19.2; [4]). Если расчетная точка КЗ удалена от всех источников, то схема замещения, соответствующая этой точке, преобразуется в конечную однолучевую схему с параметрами эквивалентного источника, условно названного "системой". Такого рода преобразования справедливы для РУ 6-10 кВ подстанций, к которым не присоединены синхронные компенсаторы и двигатели высокого напряжения; для РУ повышенного напряжения электрических станций и подстанций; для сетей 6-10 кВ, питаемых от шин подстанции через реакторы. Если удаленность некоторых источников от расчетной точки КЗ равна нулю, то их следует выделить в источник "генератор" - Г, объединив все остальные удаленные источники в один эквивалентный - "система" - С. В результате получается конечная двухлучевая схема типа "система - генератор" - С-Г. Эта схема справедлива для выбора проводников и аппаратов на шинах 6-10 кВ подстанций в местах присоединения синхронных компенсаторов, где источником Г является компенсатор. За расчетный вид КЗ, как правило, принимают трехфазное КЗ. Расчетное время КЗ оценивают в зависимости от цели расчета. Для выбора выключателей по коммутационной способности определяют расчетное время к моменту расхождения контактов выключателя τ . Это время определяется как сумма наименьшего возможного времени действия защиты 0,01с и собственного времени отключения выключателя, определяемого по справочным данным [1, таблица 5.1] для выбранного по условиям рабочего режима выключателя:

$$\tau = t_{\text{защ. мин}} + t_{\text{соб. выкл.}} \quad (5.3)$$

Для проверки проводников и аппаратов на термическую стойкость требуется знать полное время протекания тока КЗ $t_{откл}$. Оно складывается из времени действия основной релейной защиты элемента электроустановки, в цепи которого выбирается проводник или аппарат, и полного времени отключения выключателя, определяемого по справочнику [1, таблица 5.1]:

$$t_{откл} = t_{защ. осн} + t_{полн. выкл} \quad (5.4)$$

Основная защита любого присоединения РУ - это защита с наименьшим временем срабатывания. Только в случае ее отказа срабатывает резервная защита с большим временем. Учитывая малую вероятность отказа защиты, принято при определении $t_{откл}$ ориентироваться на время срабатывания основной защиты.

5.2 Расчет токов короткого замыкания

Для проверки проводников и аппаратов на электротермическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ и для выбора выключателей по коммутационной способности необходимо знать следующие токи КЗ:

$I_{н.о.}$ - действующее значение начального периодического тока;

$i_{уд.}$ - ударный ток КЗ;

$I_{н.т.}$ и $i_{а.т.}$ - действующее значение периодического тока и апериодический ток к моменту размыкания контактов выключателя τ .

Практические методы определения токов КЗ излагаются в курсе "Электромагнитные переходные процессы в электрических системах". При расчете токов КЗ предлагается воспользоваться упрощенным методом. Прежде всего по расчетной схеме для каждой расчетной точки КЗ составляется схема замещения, в которую все элементы расчетной схемы вводятся индуктивными сопротивлениями (за исключением кабельных линий, для которых необходимо учитывать и активные сопротивления), выраженными в относительных единицах при базисных условиях. Расчет может производиться и в именованных единицах, как это выполнено в главе 3, так и в относительных, приведенных к базисным условиям, при этом все сопротивления приводятся к напряжению ступени КЗ. Тогда начальные значения периодических составляющих токов ветвей:

$$I_{н.о.ск} = \frac{E_{*ск} \cdot I_б}{x_{*ск}}; \quad I_{н.о.с} = \frac{E_{*с} \cdot I_б}{x_{*с}}, \quad (5.5)$$

где $I_{н.о.ск}$, $I_{н.о.с}$ - действующее значение периодического тока КЗ в начальный момент времени от синхронного компенсатора и системы соответственно, кА;

$I_б$ - базисный ток, кА;

$E_{*ск}$, $E_{*с}$ - ЭДС синхронного компенсатора и системы, о.е.; $E_{*с} = 1$; $E_{*ск}$ может быть принята 1,2;

$x_{*ск}$, $x_{*с}$ - сопротивление синхронного компенсатора и системы, о.е.

В эти формулы входит базисный ток той ступени напряжения, на которой находится рассматриваемая точка КЗ.

В общем случае, если схема подстанции содержит систему и синхронные компенсаторы, необходимо упростить схему с выделением относительно точки КЗ ветвей системы и синхронных компенсаторов. Постоянная времени апериодической слагающей тока КЗ, необходимая для расчета ударного коэффициента и апериодического тока к моменту размыкания контактов выключателя (τ), определяется по усредненным значениям. Эти значения вычислены для характерных элементов оборудования и ветвей электрической системы [5, таблица 5.3].

Ударный ток КЗ

$$i_{уд,ск} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о,ск} \cdot k_{уд,ск}; \quad i_{уд,с} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о,с} \cdot k_{уд,с};$$

$$i_{уд} = i_{уд,ск} + i_{уд,с} \quad (5.6)$$

где $k_{y\partial,ck}$, $k_{y\partial,c}$ - ударные коэффициенты в цепи синхронного компенсатора и системы соответственно.

Апериодические составляющие тока КЗ ветвей к моменту времени τ

$$i_{a,\tau} = i_{a,\tau,ck} + i_{a,\tau,c}, \quad i_{a,\tau,ck} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o,ck} \cdot e^{-\tau/T_{a,ck}},$$

$$i_{a,\tau,c} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o,c} \cdot e^{-\tau/T_{a,c}}, \quad (5.7)$$

где $T_{a,ck}$, $T_{a,c}$ - время затухания апериодической составляющей тока КЗ в цепи синхронного компенсатора и системы соответственно.

Для определения периодической составляющей тока КЗ синхронного компенсатора к моменту τ рекомендуется пользоваться типовыми кривыми, которые приведены в [5, рисунок П5.1.].

Для системы допустимо считать неизменной амплитуду периодической составляющей тока КЗ во времени $I_{n,\tau,c} = I_{n,o,c} = I_{n,c}$

Интеграл Джоуля характеризует его термическое действие за время отключения $t_{откл.}$. Интеграл определяется в зависимости от вида расчетной схемы. Если схема типа "система", то расчетное выражение получается весьма простым: $B = I_{n,c}^2 \cdot (t_{откл.} + T_{a,c})$.

Значительно сложнее определить интеграл в двухлучевой схеме типа "система-генератор". Он равен сумме импульсов от периодической B_n и апериодической B_a , составляющих тока КЗ:

$$B_n = t_{откл.} (I_{n,o,ck}^2 + 2I_{n,c} \cdot I_{n,o,ck} \cdot Q_* + I_{n,o,ck}^2 \cdot B_*); \quad (5.8)$$

$$B_a = I_{n,c}^2 \cdot T_{a,c} + I_{n,o,ck}^2 \cdot T_{a,ck} + 4I_{n,o,ck} \cdot I_{n,c} / (1/T_{a,ck} + 1/T_{a,c}), \quad (5.9)$$

где Q_* - относительный токовый импульс, о.е.;

B_* - относительный интеграл Джоуля. Q_* и B_* в зависимости от $t_{откл.}$ определяются по [5, рисунок П5.2].

После того, как определены токи КЗ и B каждой расчетной точки, рекомендуется свести их значения в таблицу 5.2.

5.2.1 Пример определения расчетных условий КЗ

В качестве примера рассматривается проектируемая подстанция.

Расчетные точки приведены на расчетной схеме рис.5.1. Как было сказано выше, аппаратам каждого присоединения

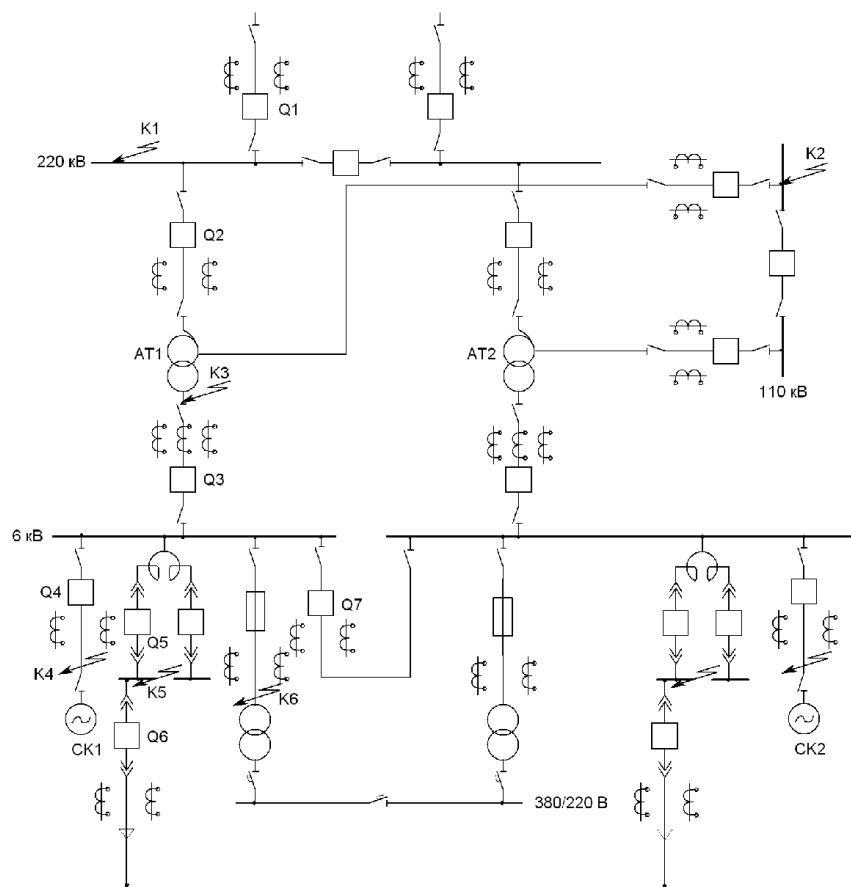


Рис.5.1. Пример выполнения расчетной схемы.

соответствует своя расчетная точка, в которой при К3 аппараты данного присоединения находятся в наиболее тяжелых условиях. Для каждой из них определяются токи КЗ для проверки аппаратов по термической и динамической стойкости, а также выбора выключателей по коммутационной способности. Расчетные точки и их характеристика приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Присоединение	Расчетные условия		
	точка	Положение выключателей	схема
Ветвь сдвоенного реактора и кабельной линии	K5	Q7 – отключен, остальные включены	система
Синхронный компенсатор	K4	Q7 – включен, Q2, Q8 – отключены	система-генератор (СК2)
Автотрансформатор: 6 кВ	K3	Q7 – включен, Q2, Q8 – отключены	система-генератор (СК1,2)
110 кВ	K2	Q7 – отключен, остальные включены	система
220 кВ	K1	Q7 – отключен, остальные включены	система
Трансформатор СН: 6 кВ	K6	Q7 – отключен, остальные включены	система-генератор (СК1)

Для выбора выключателей по коммутационной способности и расчета интеграла Джоуля необходимо знать расчетное время τ и $t_{откл}$, которое определяется временем отключения выключателей, приведенным в табл.5.7, и временем действия релейной защиты, приведенным в таблице 5.3.

Расчет τ и $t_{откл}$ производится по формулам (5.3) и (5.4).

Таблица 5.3

Присоединение	Тип релейной защиты	Время действия КЗ, с
Ветвь сдвоенного реактора и кабельной линии	МТЗ	1,0
Синхронный компенсатор	Токовая отсечка	0,1
Автотрансформатор: 6 кВ	Дифференциальная защита	0,2
110 кВ		0,2
220 кВ		0,2

Используя всю вышеперечисленную информацию, приступают к выбору электрических аппаратов и шин, рассчитав необходимые значения токов КЗ, результаты которых сведены в табл.5.4.

Таблица 5.4

Присоединение	$I_{п,с}$, кА	$I_{п,о,ск}$, кА	$i_{а,т,с}$, кА	$i_{а,т,ск}$, кА	$I_{п,т,ск}$, кА	$i_{уд}$, кА	В, кА ² с
Автотрансформатор: 6 кВ (т.КЗ, КЗ')	21,72	2,74 · 2	6,14	2,48	3,72	73,31	344,31
Ветвь сдвоенного реактора (т.К5)	5,37	-	5,37	-	-	14,38	35,18

Ниже рассмотрены условия выбора выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и соединительных шин (ошиновки).

5.3. Выбор электрических аппаратов и шинных конструкций

5.3.1 Общие условия выбора и проверки

Надежная и экономичная работа электрических аппаратов, кабелей и шинных конструкций обеспечивается их правильным выбором по условиям длительного рабочего режима (нормального и утяжеленного) и проверкой по условиям режима короткого замыкания.

В длительном рабочем режиме в соответствии с указаниями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) электрические аппараты и проводники выбирают по номинальному напряжению, по нагреву рабочим током утяжеленного режима, роду установки, конструктивному исполнению и условиям окружающей среды.

В курсовом проекте выбор всех аппаратов и проводников производится по следующим условиям: номинальному напряжению аппаратов или изоляторов $U_{ном.апп} \geq U_{ном.уст}$; по нагреву рабочим током утяжеленного режима для аппаратов $I_{ном.апп} \geq I_{раб.ут}$; для кабелей и шин $I_{дл.доп} \geq I_{раб.ут}$.

Эти неравенства справедливы при нормированной температуре окружающей среды ($\vartheta_{о,ном}$) +35°C для аппаратов, +25°C для шинных конструкций, и +15°C для кабелей при прокладке в земле. При температуре, отличной от нормированной (ϑ_0), должен быть произведен пересчет номинального тока аппаратов или длительно допустимого тока проводников в соответствии с действительной температурой окружающей среды:

$$I'_{дл.доп} = I_{дл.доп.табл} \sqrt{\frac{\vartheta_{дл.доп} - \vartheta_0}{\vartheta_{дл.доп} - \vartheta_{о,ном}}} \quad (5.10)$$

Выбор типа аппаратов должен производиться с учетом рода установки и условий окружающей среды (для внутренней или наружной установки), типа распределительного устройства и его конструктивного исполнения (комплектное или сборное).

Все аппараты и проводники должны сохранять свои качества и выполнять свои функции при протекании по ним токов короткого замыкания. Поэтому выбранные по условиям длительного режима проводники и аппараты должны быть проверены на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Термически стойкими являются те аппараты и проводники, которые не нагреваются выше кратковременно допускаемой температуры при протекании по ним тока КЗ. Это будет достигнуто, если выполняется условие:

$$I_{m.cm}^2 \cdot t_{m.cm} \geq B,$$

где $I_{m.cm}$ – номинальный ток термической стойкости, кА;

$t_{m.cm}$ – номинальное время термической стойкости, с;

B – расчетный интеграл Джоуля, кА²·с.

Для проводников конечная температура нагрева током КЗ ϑ_k не должна быть больше кратковременно допускаемой температуры:

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{кр.доп}.$$

Электродинамически стойкими будут те аппараты, у которых амплитудное значение тока электродинамической стойкости ($i_{дин.ном}$) будет больше расчетного ударного тока короткого замыкания ($i_{уд}$)

$$i_{дин.ном} \geq i_{уд}.$$

Шинные конструкции будут электродинамически стойкими, если максимальная сила взаимодействия между шинами при протекании по ним ударного тока КЗ не вызывает: а) расчетную силу на головку изолятора F_{max} , превышающую допускаемую нагрузку на изолятор $F_{доп}$ ($F_{max} \leq F_{доп} = 0,6F_{разр}$); б) расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{расч}$ больше допустимого механического напряжения $\sigma_{доп}$ ($\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$).

Согласно ПУЭ допускается не проверять а) на электродинамическую стойкость - аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями с номинальным током до 60 А включительно; б) на термическую стойкость - аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями, независимо от номинального тока и типа предохранителя; в) на электродинамическую и термическую стойкость - аппараты и шинную конструкцию в цепи трансформаторов напряжения при расположении их в отдельных камерах.

Ниже приводятся условия выбора аппаратов и шинных конструкций с учетом особенностей их работы.

5.3.2 Выбор выключателей.

Методика выбора выключателей по напряжению, длительному току и термической стойкости рассмотрена в 5.1. Рассмотрим выбор выключателей по коммутационной способности и электродинамической стойкости в соответствии с ГОСТом 687-78.

Отключающая способность выключателя задается номинальным током отключения $I_{ном.откл}$, номинальным относительным содержанием аperiodической составляющей тока $\beta_{ном}$ и нормированными параметрами восстанавливающегося напряжения.

Номинальный ток отключения $I_{ном.откл}$ и $\beta_{ном}$ отнесены к моменту расхождения дугогасительных контактов выключателя (момент τ). Номинальный ток отключения задан в каталоге на выключатели. Номинальное относительное содержание аperiodической составляющей задано ГОСТом в виде кривой $\beta_{ном} = f(\tau)$ (/3/, рисунок 12.36).

При выборе выключателя по отключающей способности необходимо рассчитать момент τ , действующее значение периодической $I_{н.т}$ и аperiodической $i_{а.т}$ составляющих тока КЗ в цепи, где будут установлены выключатели, по приведенным ранее выражениям.

По отключающей способности должны быть выполнены следующие условия: действующее значение периодической составляющей тока КЗ должно быть меньше или равно номинальному току отключения выключателя $I_{ном.откл}$; полный ток КЗ к моменту τ , равный

$\sqrt{2}I_{n.\tau} + i_{a.\tau}$ должен быть меньше или равен номинальному асимметричному току отключения $\sqrt{2}I_{ном.откл} \cdot (1 + \beta_{ном})$.

Включающая способность выключателя характеризуется номинальным током включения $I_{вкл.ном}$, который при выборе должен быть больше или равен току $I_{n.0}$.

Проверку по восстанавливающемуся напряжению масляных, вакуумных и элегазовых выключателей допускается не производить.

Электродинамическая стойкость выключателей задается номинальным током электродинамической стойкости:

а) действующим значением периодической составляющей тока $I_{дин.ном}$;

б) мгновенным амплитудным значением полного тока $i_{дин.ном}$.

Эти токи связаны между собой соотношением

$$i_{дин.ном} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин.ном},$$

где 1,8 - ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

Проверка электродинамической стойкости заключается в сопоставлении тока $I_{дин.ном}$ с расчетным значением периодической составляющей начального тока КЗ $I_{n.0}$ в цепи выключателя, а тока $i_{дин.ном}$ с ударным током $i_{уд}$ в той же цепи. Необходимость проверки по двум условиям объясняется тем, что для конкретной системы расчетное значение ударного коэффициента может быть более 1,8. Условия выбора выключателей приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Параметры выключателей	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} \geq U_{ном.уст}$
Номинальный ток	$I_{ном.ап} \geq I_{раб.ут}$
Номинальный ток отключения: симметричный (действующее значение), ассиметричный (амплитудное значение)	$I_{ном.откл} \geq I_{n.\tau}$ $\sqrt{2}I_{ном.откл} \cdot (1 + \beta_{ном}) \geq \sqrt{2}I_{n.\tau} + i_{a.\tau}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл.ном} \geq I_{n.0}$
Номинальный ток электродинамической стойкости: симметричный (действующее значение), ассиметричный (амплитудное значение)	$I_{дин.ном} \geq I_{n.0}$ $i_{дин.ном} \geq i_{уд}$
Номинальный интеграл Джоуля (термическая стойкость)	$I_{ном.т}^2 \cdot t_{ном.т} \geq B$

Пример выбора выключателей на проектируемой подстанции.

По роду электроустановки и по условиям рабочего режима $U_{ном.уст} \leq U_{ном.в}$ и $I_{раб.ут} \leq I_{ном.в}$ намечаем типы выключателей, устанавливаемых в рассматриваемых присоединениях. Результаты сведены в таблицу 5.6.

Таблица 5.6

Присоединение	Тип выключателя	$U_{ном.}, \text{кВ}$	$I_{ном.в}, \text{А}$	$t_{соб.в}, \text{с}$	$t_{пол.в}, \text{с}$	$\tau, \text{с}$	$t_{откл.}, \text{с}$
Ветвь сдвоенного реактора Кабельная линия Синхронный компенсатор Автотрансформатор: 6 кВ 110 кВ 220 кВ	ВВТЭ	10	1000	0,03	0,05	0,04	1,05
	ВВТЭ	10	630	0,03	0,05	0,04	1,05
	ВВТЭ	10	630	0,03	0,05	0,04	0,15
	МГУ-20	20	6300	0,15	0,2	0,16	0,4
	ВМТ-110Б	110	1000	0,05	0,08	0,06	0,28
	ВМТ-220Б	220	1000	0,05	0,08	0,06	0,28

Более подробно остановимся на выборе выключателя в цепи низшего напряжения автотрансформатора.

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{раб.ут}} = 5811 \text{ А.}$$

По условиям длительного режима выбран выключатель для внутренней установки МГУ-20-90/6300 УЗ (табл. 5.6) на номинальное напряжение 20 кВ. это вызвано тем, что на такие большие (5811А) токи нет выключателей на $U=6$ кВ.

Для выбора выключателей по коммутационной способности и проверки его по электродинамической и электротермической стойкости следует наметить расчетные условия КЗ: расчетная точка – выше выключателя (т. КЗ, рис.5.1, табл. 5.3), секционный выключатель включен, выключатели на высшем и среднем напряжении АТ – отключены, через выбираемый выключатель течет ток КЗ от двух СК и системы через один АТ. Используя рассчитанные в главе 3 параметры схемы замещения, рассчитываются токи КЗ от системы в именованных единицах:

$$I_{\text{пс}} = \frac{6,6}{\sqrt{3}[(x_1 + x'_2) \parallel ((x_3 + x'_5) + x'_4 + x_6 + x_8)]} =$$

$$= \frac{6,6}{\sqrt{3}(0,02 + 0,0036 + 0,52 + 0,1)} = 21,72 \text{ кА}$$

$$\text{Ток от двух СК } I_{\text{п.о.ск}} = 2 \cdot 2,74 \text{ кА.}$$

$$\text{Тогда } I_{\text{по}} = 21,72 + 2 \cdot 2,74 = 27,2 \text{ кА};$$

$$I_{\text{н.т}} = 21,72 + 2 \cdot 2,74 \cdot 0,68 = 25,44 \text{ кА,}$$

где γ – коэффициент затухания периодического тока КЗ к моменту времени $\tau = 0,16$ с (см. табл.

5.4), определяемый по [5, рис. П5.1]. Для $\tau = 0,16$ и $\frac{I_{\text{поск}}}{I_{\text{номск}}} = \frac{2,74}{5} = 6,26$, $\gamma = 0,68$.

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{ас}}}} + \sqrt{2} I_{\text{поск}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{аск}}}} =$$

$$= \sqrt{2} \cdot 21,72 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,1}} + \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 2,74 e^{-\frac{0,16}{0,14}} = 8,62 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{а.ск}}}} \right) \cdot I_{\text{поск}} + \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{а.с}}}} \right) \cdot I_{\text{н.о.с}} =$$

$$= \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,14}} \right) \cdot 5,48 + \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,1}} \right) \cdot 21,72 =$$

$$= \sqrt{2} \cdot 1,93 \cdot 5,48 + \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 21,72 = 73,31 \text{ кА.}$$

Далее рассчитывается интеграл Джоуля для расчетной схемы типа «Система – генератор»:

$$B = B_{\text{п}} + B_{\text{а}};$$

$$t_{\text{откл}} = 0,4 \text{ с (табл. 5.6); } Q = 0,73; \quad B = 0,58 \text{ [5, рис. П9.1].}$$

$$B_{\text{п}} = 21,72^2 \cdot 0,4 + 2 \cdot 21,72 \cdot 2 \cdot 2,74 \cdot 0,4 \cdot 0,73 + (2 \cdot 2,74)^2 \cdot 0,4 \cdot 0,58 = 188,7 +$$

$$+ 69,5 + 6,96 = 265,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_{\text{а}} = \frac{4 \cdot 21,72 \cdot 2 \cdot 2,74}{\frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,14}} + 21,72^2 \cdot 0,1 + (2 \cdot 2,74)^2 \cdot 0,14 =$$

$$= \frac{476,1}{10 + 7,14} + 47,17 + 4,2 = 79,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B = 265,16 + 79,15 = 344,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сопоставление номинальных параметров выключателя с расчетными данными удобно свести в табл. 5.7.

Таблица 5.7

Номинальные параметры МГУ-20-90/9500УЗ	Расчетные величины
Для внутренней установки	ЗРУ 6 кВ
$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$> U_{ном.ру} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 6300 \text{ А}$	$> I_{раб.ут} = 5811,8 \text{ А}$
$I_{ном.откл} = 90 \text{ кА}$	$> I_{н.т} = 25,446 \text{ кА}$
$\sqrt{2} I_{ном.откл} \cdot (1 + \beta_{ном}) =$	$\sqrt{2} I_{н.т} + i_{а.т} =$
$\sqrt{2} \cdot 90(1 + 0,2) = 152,7 \text{ кА}$	$> \sqrt{2} \cdot 25,446 + 8,62 = 44,61 \text{ кА}$
$I_{вкл.ном} = 60 \text{ кА}$	$> I_{н.о} = 27,2 \text{ кА}$
$I_{дин.ном} = 105 \text{ кА}$	$> I_{н.о} = 27,2 \text{ кА}$
$i_{дин.ном} = 300 \text{ кА}$	$> i_{уд} = 73,31 \text{ кА}$
$I_{ном.т}^2 \cdot t_{ном.т} = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$> B = 344,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель отвечает всем условиям выбора и проверки.

Выбор разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки и короткозамыкателей

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$ и проверяют на электродинамическую и термическую стойкость. Условия выбора приведены в табл. 5.8.

Таблица 5.8

Параметры выключателей	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} \geq U_{ном.уст}$
Номинальный ток	$I_{ном.анп} \geq I_{раб.ут}$
Номинальный ток электродинамической стойкости: (максимальное значение полного тока)	$i_{эд.мах} \geq i_{yo}$
Номинальный интеграл Джоуля (термическая стойкость)	$I_{ном.т}^2 \cdot t_{ном.т} \geq B$

Короткозамыкатель выбирается по приведенным условиям, но выбор по номинальному току не требуется. Выключатель нагрузки дополнительно выбирают по току отключения:

$$I_{ном.откл} \geq I_{раб.ут},$$

где $I_{ном.откл}$ - номинальный ток отключения выключателя нагрузки.

Отключающая способность выключателя нагрузки рассчитана на отключение токов рабочего утяжеленного режима.

5.3.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному току первичной цепи $I_{1,ном}$, по классу точности. В режиме короткого замыкания проверяют на электродинамическую и термическую стойкости.

Трансформаторы тока выбирают по классу точности в зависимости от их назначения. В соответствии с ПУЭ, трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3. Трансформаторы тока для присоединения счетчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5. Для технического учета допускается применение трансформаторов тока класса точности 1.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи $z_{2,расч}$, Ом, не превышала нормированной нагрузки $z_{2,ном}$, Ом, для данного класса точности.

Суммарное сопротивление внешней вторичной цепи трансформатора тока

$$z_{2,расч} \approx R_{2,расч} = \Sigma R_{приб} + R_{пров} + R_k, \quad (5.14)$$

где $\Sigma R_{приб}$ - сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле; $R_{пров}$ - сопротивление соединительных проводов; R_k - сопротивления контактов (принимается для всей цепи равным 0,1 Ом).

Приняв $R_{2,расч} = R_{2,ном}$, определяют $R_{пров} = R_{2,ном} - \Sigma R_{приб} - R_k$. По $R_{пров}$ определяют расчетное сечение соединительных проводов

$$S_{расч} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{R_{пров}}, \quad (5.15)$$

где ρ - удельное электрическое сопротивление материала проводника; $l_{расч}$ - расчетная длина соединительных проводов.

Расчетная длина соединительных проводов зависит от расстояния между трансформаторами тока и подключенными к ним приборами, а также от схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Если l - длина соединительных проводов в один конец, то при соединении трансформаторов тока по схеме полной звезды $l = l_{расч}$, при соединении трансформаторов тока по схеме неполной звезды $l_{расч} = \sqrt{3}l$, при включении приборов в цепь одного трансформатора $l_{расч} = 2l$.

Выбранное стандартное сечение проводов не должно быть менее $S_{расч}$. Минимальное сечение соединительных проводов во вторичной цепи 2,5 мм² - медных и 4 мм² - алюминиевых при присоединении счетчиков. В других случаях: 1,5 мм² - медных и 2,5 мм² - алюминиевых.

Электродинамическая стойкость трансформаторов тока характеризуется номинальным током электродинамической стойкости $i_{эд,мах}$ или кратностью номинального тока электродинамической стойкости

$$\kappa_{эд} = i_{эд,мах} / \sqrt{2} \cdot I_{1,ном}. \quad (5.16)$$

Термическая стойкость трансформаторов тока задается: а) номинальным током термической стойкости $I_{ном.т}$ и допустимым временем его протекания $t_{ном.т}$; б) кратностью номинального тока термической стойкости $\kappa_t = I_{т.ст} / I_{1,ном}$ и допустимым временем $t_{ном.т}$ протекания тока $I_{ном.т}$.

Условия выбора трансформаторов тока сведены в табл. 5.9.

Таблица 5.9.

Параметры ТТ	Условия выбора
Номинальное напряжение Номинальный первичный ток Класс точности	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{1,ном} \geq I_{раб,ут}$ В соответствии с классом точности измерительных приборов
Номинальная нагрузка вторичной цепи Электродинамическая стойкость: номинальный ток электродинамической стойкости или кратность тока динамической стойкости	$z_{2,ном} \geq z_{2,расч}$ $i_{эд,мах} \geq i_{уд}$ $\sqrt{2} \cdot \kappa_{эд} \cdot I_{1,ном} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость: номинальный ток термической стойкости и время или кратность тока термический стойкости	$I_{ном.т}^2 \cdot t_{ном.т} \geq B$ $(\kappa_t \cdot I_{1,ном})^2 \cdot t_{ном.т} \geq B$

5.3.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) для питания электро-измерительных приборов выбирают по напряжению первичной обмотки, классу точности и схеме соединения обмоток. Соответствие выбранному классу точности проверяют путем сопоставления фактической нагрузки вторичной

цепи $S_{2,расч}$ с номинальной мощностью вторичной обмотки при выбранном классе точности.

Для питания измерительных приборов, имеющих две обмотки напряжения (ваттметры, счетчики), целесообразно использовать два однофазных ТН, соединенных по схеме открытого треугольника. При использовании ТН для контроля изоляции в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью следует применять пятистержневой трансформатор напряжения или группу из трех однофазных ТН.

Вторичную нагрузку ТН определяют приближенно по формуле

$$S_{2,расч} = \sqrt{\Sigma P_{приб}^2 + \Sigma Q_{приб}^2}, \quad (5.17)$$

где $S_{2,расч}$ - полная суммарная мощность приборов, при-соединенных к ТН; $\Sigma P_{приб}$, $\Sigma Q_{приб}$ - активная и реактивная нагрузка присоединяемых приборов.

При этом за номинальную вторичную мощность ($S_{ном.ТН}$) следует принимать:

а) мощность всех трех фаз для ТН, соединенных по схеме звезды;

б) удвоенную мощность одного трансформатора для однофазных ТН, соединенных по схеме открытого треугольника.

Если нагрузка на фазы трансформатора напряжения неодинаковая, то мощность $S_{2,расч}$ подсчитывают по наиболее нагруженной фазе.

На термическую и динамическую стойкость ТН не проверяют. Условия выбора ТН приведены в табл.5.10.

Таблица 5.10

Параметры ТН	Условия выбора
Номинальное первичное напряжение	$U_{1,ном} \geq U_{уст}$
Тип и схема соединения обмоток	В зависимости от назначения ТН
Класс точности	Соответственно классу точности измерительных приборов
Номинальная мощность вторичной обмотки	$S_{2,ном} \geq S_{2,расч}$

5.3.6 Выбор шинных конструкций

Выбирается сечение шин по экономической плотности тока:

$$S_{эк} = \frac{I_{раб.норм}}{j_{эк}}.$$

Выбранное сечение проверяют на нагрев в рабочем утяжеленном режиме

$$I_{дл.доп} \cdot K_g \geq I_{раб.ут}.$$

Выбранную шинную конструкцию проверяют на электродинамическую стойкость в режиме КЗ.

Порядок проверки на электродинамическую стойкость (механический расчет шинной конструкции)

а) простой шинной конструкции.

1. Определяется сила $F_{расч}^{(3)}$, действующая на среднюю фазу шинной конструкции при трехфазном КЗ

$$F_{расч}^{(3)} = 1,73 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{l}{a} \cdot i_{уд}^2, \quad (5.18)$$

где l - расстояние между соседними изоляторами одной фазы, м (рис.5.4); a - расстояние между соседними фазами, м.

2. Определяется расчетная сила, действующая на головку изолятора

$$F_{из} = F_{расч}^{(3)} \cdot \frac{H}{H_{из}}, \quad (5.19)$$

где H - высота от основания изолятора до центра тяжести поперечного сечения шины; $H_{из}$ - высота изолятора (рис.5.2)

Допускаемая нагрузка на головку изолятора

$$F_{дон} = 0,6F_{разр}, \quad (5.20)$$

где $F_{разр}$ - минимальная разрушающая нагрузка изолятора на изгиб ([1], таблица 5.7).

Правильность выбора изолятора определяется выполнением условия $F_{из} \leq F_{дон}$.

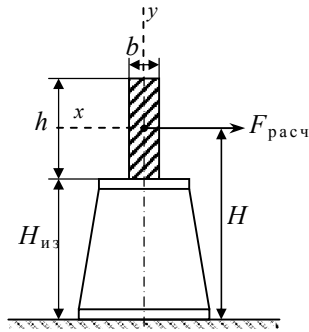


Рис.5.2

3. Рассчитывается момент сопротивления поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной к направлению силы

$$W_y = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (5.21)$$

где b и h - размеры поперечного сечения шины, см.

4. Определяется расчетное напряжение

$$\sigma_{расч} = \frac{F_{расч}^{(3)} \cdot l}{12 \cdot W}. \quad (5.22)$$

5. Проверяется выполнение условия $\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$,

где $\sigma_{дон}$ - допустимое напряжение в материале шинной конструкции ([1], таблица 1.16)

б) составной шинной конструкции.

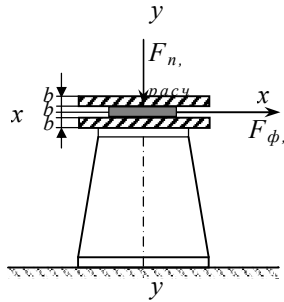


Рис.5.3

В составной шинной конструкции (рис.5.3) при КЗ возникают электродинамические силы двух типов: усилие от взаимодействия токов различных фаз $F_{ф,расч}^{(3)}$ и усилие от взаимодействия токов в полосах пакета $F_{н,расч}$.

Расчетное напряжение в материале шин

$$\sigma_{расч} = \sigma_{ф,расч} + \sigma_{н,расч}, \quad (5.23)$$

где $\sigma_{ф,расч}$ - напряжение в материале, обусловленное

электродинамическими силами между фазами $F_{ф,расч}^{(3)}$; $\sigma_{н,расч}$ - напряжение в материале, обусловленное электродинамическими силами между полосами $F_{н,расч}$.

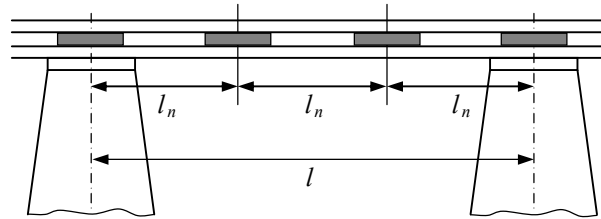


Рис.5.4. Размещение прокладок на двухполосном

Составляющая $\sigma_{ф,расч}$ определяется так же, как для однополосных шин. При этом момент сопротивления относительно оси $y-y$ принимается суммарным для пакета $2W_y$, где W_y - момент сопротивления поперечного сечения одной полосы $W_y = \frac{b \cdot h^2}{6}$.

Для определения составляющей напряжения $\sigma_{н,расч}$ рассчитывают усилие от взаимодействия токов в полосах пакета $F_{н,расч}$, полагая, что ток в полосе составляет половину тока фазы

$$F_{н,расч} = 2 \cdot \kappa_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{l_n}{2 \cdot b} \cdot \left(\frac{i_{y0}}{2} \right)^2 = 0.25 \cdot \kappa_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{l_n}{b} \cdot i_{y0}^2, \quad (5.24)$$

где κ_ϕ - коэффициент формы, определяемый по [3], рисунок 6.5; l_n - расстояние между дистанционными прокладками пакета, м; b - размер поперечного сечения полосы, м.

Определяется момент сопротивления относительно оси $x-x$:

$$W_x = \frac{b^2 \cdot h}{6}. \quad (5.25)$$

Напряжение в материале шин, обусловленное электродинамическими силами между полосами пакета

$$\sigma_{n, расч} = \frac{F_{n, расч} \cdot l_n}{12 \cdot W_x}. \quad (5.26)$$

Проверяется выполнение условия:

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi, расч} + \sigma_{n, расч} \leq \sigma_{доп}. \quad (5.27)$$

Порядок проверки на термическую стойкость:

1. Определяется начальная температура шин до момента КЗ

$$\vartheta_1 = \vartheta_0 - (\vartheta_{\text{дл. доп}} - \vartheta_{0, \text{ном}}) \cdot \frac{I_{\text{раб. ут}}^2}{I_{\text{дл. доп}}^2}, \quad (5.28)$$

где $\vartheta_{0, \text{ном}}$ - нормированная температура воздуха, +25°C; $\vartheta_{\text{дл. доп}}$ - допускаемая температура нагрева в длительном режиме, 70°C; $I_{\text{раб. ут}}$ - рабочий ток до КЗ; $I_{\text{дл. доп}}$ - допускаемый продолжительный ток (табличное значение), определяемый по [1], таблица.

2. По начальной температуре определяется соответствующее значение функции A_{ϑ_1} , $\frac{A^2 \cdot c}{\text{мм}^4}$ ([1], рисунок 1.1).

3. Определяется значение функции $A_{\vartheta_{\text{кон}}}$ по формуле $A_{\vartheta_{\text{кон}}} = A_{\vartheta_1} + \frac{B}{s^2}.$

4. По кривым [1], рисунок 1.1 по найденному значению функции $A_{\vartheta_{\text{кон}}}$ и материалу шин определяется конечная температура нагрева шин $\vartheta_{\text{кон}}.$

5. Проверяется выполнение условия $\vartheta_{\text{кон}} \leq \vartheta_{\text{кр. доп}}.$

Пример выбора трансформаторов тока.

Используя те же расчетные величины, что и для выбора выключателей, выполним расчет, выбор и проверку трансформаторов тока на стороне низшего напряжения (10 кВ) в цепи присоединения силового трансформатора по условиям длительного режима (см. табл. 5.1) по [1, таблица 5.9] выбираем ТТ типа ТШЛ-20Б - I с номинальными данными:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном. ТТ}} = 20 \text{ кВ};$
- номинальный первичный ток $I_{1, \text{ном.}} = 6000 \text{ А};$
- номинальный вторичный ток $I_{2, \text{ном.}} = 5 \text{ А};$
- кратность тока термической стойкости / допустимое время действия $\kappa_{\text{м. см.}} / t_{\text{м. см.}} = 20/3 \text{ с.};$
- номинальная вторичная нагрузка $z_{2, \text{ном.}} = 0,8 \text{ Ом}.$

Выбор трансформатора тока ТШЛ – 20Б – I (трансформатор тока шинный с литой изоляцией) на 20 кВ обусловлен большим расчетным током длительного режима 5811 А, на который ТТ на меньшее напряжение не выпускаются.

Схема соединения измерительных приборов с трансформаторами тока показана на рисунке 5.5:

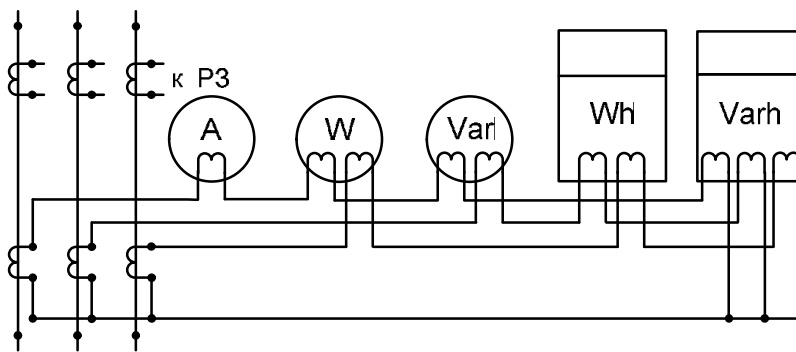


Рисунок 5.5

Согласно схеме включения приборов (рисунок 5.5) для определения нагрузки ТТ составляется таблица 5.11.

Таблица 5.11

Приборы	Тип	Нагрузка трансформатора тока от приборов, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-305	0,5	-	0,5
Варметр	Д-305	0,5	0,5	-
Счетчик активной энергии	СА4У	-	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4У	2,5	2,5	2,5
Итого:		4,0	5	5,5

Из таблицы видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы С, тогда сопротивление приборов определяется

$$R_{2, \text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2, \text{ном}}^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ - нагрузка наиболее загруженной фазы.

Длина соединительных проводов от ТТ до приборов (в один конец) ориентировочно может быть принята в соответствии с таблицей 5.12[6, глава 9].

Таблица 5.12

Присоединение	Длина, м
Для всех цепей ГРУ 6-10кВ, кроме линий к потребителям	40-60
Линий 6-10кВ к потребителям	4-6
Для синхронных компенсаторов	25-40
Всех цепей РУ 35кВ	60-70
110кВ	75-100
220кВ	100-150

Для шин подстанций длина проводов принимается на 15-20% ниже указанных значений.

По формуле (5.15), приняв длину алюминиевых соединительных проводников $l_{\text{пров.}} = 40 \text{ м}$, а сечение 4 мм^2 , находим

$$R_{2, \text{пр.}} = \frac{0,028 \cdot 40}{4} = 0,28 \text{ Ом}.$$

Расчетная вторичная нагрузка трансформаторов тока составляет

$$z_{2, \text{расч}} \approx 0,22 + 0,28 + 0,1 = 0,6 \text{ Ом}.$$

Расчетные и номинальные данные по выбору трансформаторов тока сведены в таблицу

5.13.

Таблица 5.13

Номинальные параметры ТШЛ – 20Б – I	Расчетные величины
$U_{ном.ТТ} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном.с} = 10 \text{ кВ}$
$I_{1,ном.} = 6000 \text{ А}$	$I_{раб.ут.} = 5811 \text{ А}$
$(\kappa_{мер} \cdot I_{мер})^2 \cdot t_{мер} = (20 \cdot 6)^2 \cdot 3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B = 344,31 \text{ кА}^2\text{с}$
$z_{2,ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$z_{2,расч} = 0,6 \text{ Ом}$

По электродинамической стойкости шинные трансформаторы тока не проверяются.

Пример выбора трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) выбирается на сборных шинах 6 кВ рассматриваемой подстанции.

Одновременно питание измерительных приборов и контроль состояния изоляции осуществляется через трехфазный пятистержневой трансформатор напряжения типа НАМИ (напряжения, антирезонансный, с масляной изоляцией, для контроля состояния изоляции). Схема присоединения обмоток измерительных приборов к НАМИ представлены на рисунке 5.6.

Суммарная мощность, потребляемая измерительными приборами, приведена в таблице 5.14.

Таблица 5.14

Приборы	Тип	$S_{ном}$, потребляемая 1 катушкой, ВА	Число кату- шек	$\cos \varphi$ при- боров	Кол-во прибо- ров	Суммарная потребляемая мощность	
						$P_{пр}$, Вт	$Q_{пр}$, вар
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	2	6	-
Счетчик активной энергии	СА 4У	2Вт	2	0,25	12	48	185,76
Счетчик реактивной энергии	СР4 У	3Вт	2	0,25	2	12	46,44
Вольтметр	Э-378	2	1	1	4	8	-
Вольтметр регистрирующий	Н-343	10	1	1	1	10	-
Итого:	-	-	-	-	-	90	232,2

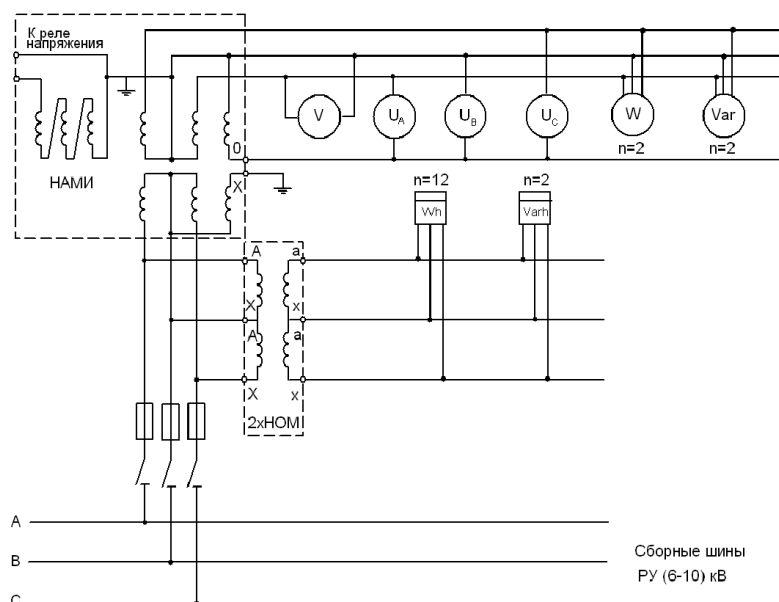


Рис 5.6 Схема присоединения приборов к измерительному ТН типа НАМИ

Суммарная полная мощность, потребляемая приборами

$$S_{приб} = \sqrt{\Sigma P_{пр}^2 + \Sigma Q_{пр}^2} = \sqrt{90^2 + 232,2^2} = 249,03 \text{ ВА.}$$

Т.к. установлены счетчики, то класс точности ТН должен быть 0,5. Для НАМИ - $S_{ном.ТН} = 120 \text{ ВА}$, но эта мощность меньше расчетной. Устанавливаем дополнительно два однофазных ТН типа НОМ с $S_{ном.ТН} = 75 \text{ ВА}$, включенных по схеме неполного треугольника (рис.5.6).

Расчетные величины, номинальные параметры трансформатора напряжения и условия выбора приведены в таблице.

Таблица 5.15

Параметры трансформатора напряжения НАМИ-10-66УЗ	Расчетные величины
Внутренняя установка	ЗРУ
$U_{ном.ТН} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$S_{ном.ТН} = 120 + 75 \cdot 2 \text{ ВА}$	$S_{приб} = 249,03 \text{ ВА}$

Принимаем к установке трехфазный пятистержневой трансформатор напряжения типа НАМИ-10-66УЗ и 2 НОМ [6], которые в классе точности 0,5 обеспечивают необходимую мощность, потребляемую измерительными приборами. Трансформатор напряжения присоединяется к шинам РУ-10 кВ через плавкие предохранители типа ПКТ 101-10-20.

Пример выбора шинной конструкции

В качестве примера выбираются соединительные шины, для подключения сдвоенного реактора к сборным шинам 6 кВ с $I_{раб.утж} = 2 \cdot 963 = 1963 \text{ А}$; $I_{раб.норм} = 963 \text{ А}$ (см. главу 3).

Приняв график нагрузки всех РП, приведенный в главе 2, где T_{max} рассчитано и равно 3714 часов, по [1, таблица 10.1] для алюминиевых шин определяется $j_{эк} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$. Тогда экономически целесообразное сечение составит

$$S_{эк} = \frac{I_{раб.норм}}{j_{эк}} = \frac{963}{1,1} = 875 \text{ мм}^2.$$

По таблице 7.3 [1] выбираются двухполосные шины $2(80 \times 6) \text{ мм}^2 = 960 \text{ мм}^2$ с $I_{дл.доп} = 1630 \text{ А}$, что меньше $I_{раб.утж} = 1963 \text{ А}$, поэтому сечение шин увеличивается до $2(100 \times 6)$ с $I_{дл.доп} = 1935 \text{ А} \approx I_{раб.утж} = 1963 \text{ А}$.

Далее выбранные по условиям длительного режима алюминиевые двухполосные шины сечением $2(100 \times 6) \text{ мм}^2$ проверяются по электродинамической и электротермической стойкости к токам короткого замыкания. Предварительно следует задаться расчетными условиями короткого замыкания. За расчетную принята точка перед реактором (КЗ' рис.5.1), что равносильно короткому замыканию на сборных шинах в наиболее тяжелых условиях: секционный выключатель включен, Q2- отключен, ток в месте КЗ складывается из тока от системы при отключенном Q2 и тока от двух синхронных компенсаторов, т.е. расчетная схема типа «система-генератор». За расчетный вид принято трехфазное КЗ, расчетное время $t_{откл} = t_{осн.рз} + t_{полн.выкл.}$.

Так как линейный реактор присоединяется к сборным шинам 6кВ без выключателя, то КЗ на выбираемой ошиновке отключается релейной защитой сборных шин, а это поперечная дифференциальная защита, время её действия может быть принято $t_{осн.рз} = 0,2 \text{ с}$, а за полное время выключателя выбрано время отключения выключателя ввода типа МГУ-20, равное 0,2 с, т. е. $t_{откл} = 0,2 + 0,2 = 0,4 \text{ с}$

Ударный ток КЗ рассчитан ранее и равен 73,31 кА (см. табл. 5.4)

а) проверка выбранного сечения по электродинамической стойкости:

Предполагаем, что шины располагаются в горизонтальной плоскости, плашмя на изоляторе, (рис.5.3), расстояние между фазами $a=30$ см, расстояние между изоляторами одной фазы (длина пролета) $l=120$ см, расстояние между двумя соседними дистанционными прокладками $l_n = 60$ см.

Расчет ведется согласно ранее приведенным формулам (5.18-5.27)

1. $F_{ф.расч} = 1,73 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{120}{30} \cdot 73,31^2 \cdot 10^6 = 3719H = 3,72кН$
2. Проверяем расчетную силу на головку изолятора ИО-10-7,5УЗ ([1], таблица 5.7)
 $3,72 \cdot \frac{120}{120+9} = 3,47 \leq 0,6 \cdot 7,5 = 4,5кН$.
3. $M_{ф.изг} = 3,72 \cdot 120 = 446,4кН \cdot см$.
4. $2W_y = \frac{2 \cdot 0,6 \cdot 10^2}{6} = 20см^3$
5. $\sigma_{ф.расч} = \frac{446,4}{12 \cdot 20} = 1,86кН / см^2 = 18,6МПа$.
6. $F_{н.расч} = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{40}{0,6} \cdot 73,31^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2 = 1791H = 1,8кН$, где $\kappa_{ф} = 0,2$ ([3], рисунок 6.5)
7. $M_{н.изг} = 1,8 \cdot 40 = 72кН \cdot см$.
8. $W_x = \frac{10 \cdot 0,6^2}{6} = 0,6см^3$
9. $\sigma_{н.расч} = \frac{72}{12 \cdot 0,6} = \frac{72}{7,2} = 10кН \cdot см^2 = 100МПа$.
10. $\sigma_{расч} = 100 + 18,6 = 118,6 >> 91МПа$ ([1], таблица 1.16).

Шины сечением $2 \times (100 \times 6)$ электродинамически нестойки к расчетному току КЗ.

Есть два пути увеличения электродинамической стойкости: увеличение сечения шин и сокращение расстояния между прокладками до $l_n=40$ см и между изоляторами l одной фазы. Уменьшение l нерационально, оно и так невелико.

Далее проверяются шины сечением $2 \times (100 \times 8)$ мм² при расстоянии между прокладками, равном 40 см.

Расчетное напряжение в материале шин, обусловленное внешней электродинамической силой $\sigma_{ф.расч}$ составит:

1. $2W_y = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 10^2}{6} = 26,6см^3$;
2. $\sigma_{ф.расч} = \frac{446,4}{26,6 \cdot 12} = 1,39кН / см^2 = 13,9МПа$;
3. $F_{н.расч} = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{40}{0,8} \cdot 73,31^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2 = 1344H = 1,34кН$;
4. $M_{н.изг} = 1,34 \cdot 40 = 53,76кН \cdot см$;
5. $W_x = \frac{10 \cdot 0,8^2}{6} = 1,06см^3$;
6. $\sigma_{н.расч} = \frac{1,34 \cdot 40}{12 \cdot 1,06} = \frac{53,76}{12,72} = 4,186кН \cdot см^2 = 41,86МПа$;
 $\sigma_{расч} = 41,86 + 13,9 = 55,76 < 91МПа$.

Список используемой литературы:

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М., Энергоатомиздат, 1989.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы. М., Энергия, 1972.
3. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для ВУЗов/А.А.Васильев, И.П.Крючков и др. Под ред. А.А. Васильева. М., Энергоатомиздат, 1990.
4. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Под ред. Б.Н. Неклепаева – М., Изд-во НЦЭНАС.
5. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. Учебник для ВУЗов, 1982.
6. Сборник задач и упражнений по электрической части станций и подстанций. Часть 1. В.Г. Агапов, Ю.Н. Балаков и др. Под ред. Б.Н. Неклепаева и В.А. Старшинова – М., МЭИ, 1996.

Электрические станции и подстанции

Учебное пособие
к выполнению курсового проекта

Редактор

Корректор

Подписано в печать.....Формат 60х84/16. Бумага газетная.
Офсетная печать. Усл.печ.л. .Уч.-изд.л. .Тираж 300 экз. Заказ №