

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Юго-Западный государственный университет»
(ЮЗГУ)

Кафедра электроснабжения



ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

Методические указания к выполнению практических занятий
для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика
и электротехника

Курск 2017

УДК 621.311

М 54

Составитель А.Н. Горлов, О.М. Ларин, И.В. Ворначева, А.С. Чернышев

Рецензент:

Кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение»
В.Н. Алябьев

Электрические станции и подстанции: методические указания к практическим занятиям/ Юго-Зап. гос. ун-т; сост. А.Н. Горлов, О.М. Ларин, И.В. Ворначева, А.С. Чернышев. Курск, 2017. 70 с.: ил. 28, табл. 11. Библиогр.:

Содержат сведения о выборе структурных схем электростанций, режимов нейтрали электрических сетей, электрических аппаратов и проводников, реакторов, трансформаторов собственных нужд, об экономическом режиме, параллельной работе и методике выбора силовых трансформаторов на подстанциях.

Предназначены для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника всех форм обучения.

Текст печатается в авторской редакции

Подписано в печать *28.03.17*. Формат 60x84 1/16.
Усл.печ.л. 4,2. Уч.-изд.л. 3,8 Тираж 100 экз. Заказ. *353*
Бесплатно.

Юго-Западный государственный университет.
305040, г. Курск, ул. 50 лет Октября, 94.

Содержание

Перечень принятых сокращений	4
Введение.....	5
1. Выбор структурной схемы ТЭЦ.....	6
2. Исследование режимов нейтрали. Выбор дугогасящих реакторов и резисторов.....	22
3. Выбор коммутационных аппаратов.....	29
4. Выбор измерительных аппаратов.....	32
5. Выбор проводников и токоограничивающих реакторов.....	36
6. Выбор схем собственных нужд подстанций и ТСН...	44
7. Выбор силовых трансформаторов.....	46
8. Параллельная работа трансформаторов.....	55
9. Экономический режим работы трансформаторов....	58
Библиографический список.....	63
Приложения	64

Перечень принятых сокращений

ВН – высшее напряжение,

НН – низшее напряжение,

СН – среднее напряжение,

КЗ – короткое замыкание,

ПС – понижающая трансформаторная подстанция,

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой,

ГН – график нагрузки,

ПАВ – послеаварийный режим,

П – приложение,

М – естественная циркуляция масла и воздуха,

Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла,

ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла,

МУ – методические указания,

ПБВ – регулирование напряжения путем переключения числа витков обмоток без возбуждения,

Ц – принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла.

Введение

С каждым годом неуклонно увеличивается потребность в электроэнергии, что заставляет уделять большое внимание вопросам проектирования энергетических объектов и экономическому режиму работы трансформаторов.

Силовые трансформаторы относятся к основному электрооборудованию, поэтому потери электроэнергии в них значительны, что вызывает необходимость снижать их до возможного минимума следующими путями:

- правильный выбор мощности и числа трансформаторов;
- рациональный режим их работы;
- исключение холостых ходов при малых нагрузках.

Значительную экономию электроэнергии в трансформаторах можно получить, используя экономически целесообразный режим их работы. Суть этого режима состоит в том, что в зависимости от суммарной нагрузки в работе будет находиться определенное число одновременно работающих трансформаторов, обеспечивающих минимум потерь электроэнергии в этих трансформаторах (или минимум приведенных затрат). В реальных условиях значение допустимой нагрузки выбирают в соответствии с графиком нагрузки, коэффициентом начальной нагрузки и в зависимости от температуры окружающей среды.

Настоящие МУ посвящены выбору структурных схем электростанций, режимов нейтрали электрических сетей, электрических аппаратов и проводников, реакторов, трансформаторов собственных нужд, количества, типа, мощности трансформатора, а также экономическому режиму, параллельной работе силовых трансформаторов и могут быть использованы студентами направления подготовки Электроэнергетика и электротехника.

1. Выбор структурной схемы ТЭЦ

На электростанциях, имеющих шины генераторного напряжения, предусматривается установка трансформаторов для связи этих шин с шинами повышенного напряжения. Такая связь необходима для выдачи избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме, когда работают все генераторы, и для резервирования питания нагрузок на напряжении 6 – 10 кВ при плановом или аварийном отключении одного генератора.

Число трансформаторов связи обычно не превышает двух и выбирается из следующих соображений.

При трех или более секциях сборных шин ГРУ устанавливаются два трансформатора связи. Это позволяет создать симметричную схему и уменьшить перетоки мощности между секциями при отключении одного генератора.

Один трансформатор связи ГРУ с РУВН может быть установлен, если на ТЭЦ один или два генератора, например для первой очереди станции.

Трансформаторы связи должны обеспечить выдачу в энергосистему всей активной и реактивной мощности генераторов за вычетом нагрузок собственных нужд и нагрузок распределительного устройства генераторного напряжения в период минимума нагрузки, а также выдачу в сеть активной мощности, вырабатываемой по тепловому графику в нерабочие дни.

Мощность трансформаторов связи выбирается с учетом возможности питания потребителей в летний период, когда при снижении тепловых нагрузок может потребоваться остановка теплофикационных агрегатов. Также учитывается необходимость резервирования питания нагрузок в период максимума при выходе из строя наиболее мощного генератора, присоединенного к ГРУ.

Мощность, передаваемая через трансформатор, определяется с учетом различных значений $\cos \varphi$ генераторов, нагрузки и потребителей собственных нужд

$$S_{расч} = \sqrt{(\sum P_2 - P_H - P_{с.н})^2 + (\sum Q_2 - Q_H - Q_{с.н})^2}, \quad (1)$$

где $\sum P_2, \sum Q_2$ – суммарные активная и реактивная мощности ге-

нераторов, присоединенных к сборным шинам;

P_H, Q_H – активная и реактивная нагрузки на генераторном напряжении;

$P_{с.н}, Q_{с.н}$ – активная и реактивная нагрузки собственных нужд.

Передаваемая через трансформатор связи мощность изменяется в зависимости от режима работы генераторов и графика нагрузки потребителей. Эту мощность можно определить на основании суточного графика выработки мощности генераторами и графиков нагрузки потребителей и собственных нужд ТЭЦ. При отсутствии таких графиков определяют мощность, передаваемую через трансформатор, в трех режимах: в режиме минимальных нагрузок, подставляя в формуле (1) $P_{H \min}, Q_{H \min}$, находят $S_{1 \text{ расч}}$; в режиме максимальных нагрузок ($P_{H \max}, Q_{H \max}$) находят $S_{2 \text{ расч}}$; в аварийном режиме при отключении самого мощного генератора (изменяется величина $\sum P_g, \sum Q_g$) находят $S_{3 \text{ расч}}$.

По наибольшей расчетной нагрузке определяется мощность трансформаторов связи. При установке двух трансформаторов

$$S_T \geq \frac{S_{\text{расч max}}}{k_n},$$

где k_n – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора.

Как было отмечено выше, трансформаторы связи могут работать как повышающие в режиме выдачи мощности в энергосистему и как понижающие при передаче мощности из энергосистемы. Реверсивная работа вызывает необходимость применения трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой.

Трансформаторы могут быть трехобмоточными, если на ТЭЦ кроме нагрузок 10(6) кВ, имеются нагрузки на 35 кВ. Мощность таких трансформаторов выбирают по наиболее загруженной обмотке, учитывая перетоки в трех рассмотренных выше режимах.

Для каждого сочетания напряжений устанавливается, как правило, два трехобмоточных трансформатора или автотрансформатора.

Задача 1. Выбрать структурную схему КЭС, работающей на пылеугольном топливе, на которой установлены четыре генератора

ТВВ-200-2, $\cos \varphi = 0,85$. Нагрузка на стороне 110 кВ $P_{C, \max} = 150$ МВт, $P_{C, \min} = 100$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$, $T_{\max} = 6200$ ч, вся остальная мощность выдается в энергосистему 220 кВ.

Решение. Намечаем структурные схемы: первый вариант (рис. 1,а) и второй вариант (рис. 1,б).

Подсчитываем реактивные составляющие мощностей:

$$Q_{C, \max} = P_{C, \max} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 150 \cdot 0,484 = 72,6 \text{ Мвар};$$

$$Q_{C, \min} = P_{C, \min} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 100 \cdot 0,484 = 48,4 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \operatorname{tg} \varphi = 200 \cdot 0,62 = 124 \text{ Мвар}.$$

Расход на собственные нужды принимаем равным 8 % установленной мощности, тогда

$$P_{c, \text{н}} = \frac{8}{100} \cdot 200 = 16 \text{ МВт};$$

$$Q_{c, \text{н}} = P_{c, \text{н}} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 16 \cdot 0,75 = 12 \text{ Мвар (принят } \cos \varphi = 0,8).$$

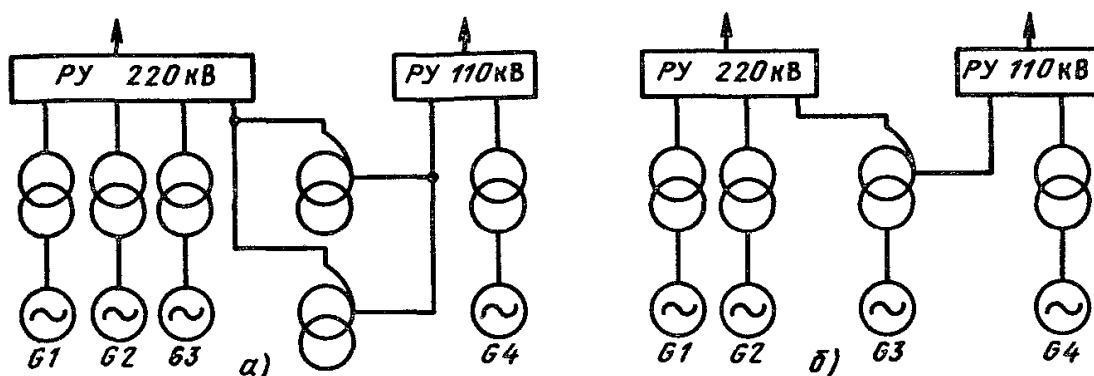


Рис. 1. Варианты структурных схем

Вариант 1. Мощность блочных трансформаторов выбираем):

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{(P_{\Sigma} - P_{c, \text{н}})^2 + (Q_{\Sigma} - Q_{c, \text{н}})^2} = \sqrt{(200 - 16)^2 + (124 - 12)^2} = 215 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем блочные трансформаторы ТДЦ-250000/242, $P_x = 240$ кВт, $P_k = 650$ кВт; ТДЦ-250000/121, $P_x = 200$ кВт, $P_k = 640$ кВт.

Определяем расчетную нагрузку на автотрансформаторы связи:

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{(\sum P_{\Sigma} - P_{c, \text{н}} - P_c)^2 + (\sum Q_{\Sigma} - Q_{c, \text{н}} - Q_c)^2};$$

$$S_{1\text{расч}} = \sqrt{(200 - 16 - 150)^2 + (124 - 12 - 72,6)^2} = 52 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{2\text{расч}} = \sqrt{(200 - 16 - 100)^2 + (124 - 12 - 48,4)^2} = 105,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

При отключении энергоблока, присоединенного к шинам 110 кВ,

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{150^2 + 72,6^2} = 166,7 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

По наиболее тяжелому режиму выбираем мощность автотрансформатора):

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{S_{\text{расч.мах}}}{K_n} = \frac{166,7}{1,4} = 119 \text{ МВ}\cdot\text{А,}$$

где K_n принят равным 1,4, так как график нагрузки и условия работы автотрансформаторов неизвестны.

Выбираем два автотрансформатора АТДЦТН-125000-230/121/38,5 по 125 МВ·А, $P_x = 80$ кВт, $P_{\text{к,В-С}} = 290$ кВт, $P_{\text{к,В-Н}} = 235$ кВт, $P_{\text{к,С-Н}} = 230$ кВт.

Вариант 2. Мощность блочных трансформаторов остается такой же. Выбираем мощность автотрансформатора, включенного в блок с генератором:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{S_{\Gamma}}{K_{\text{был}}} = \frac{235}{0,474} = 495,78 \text{ МВ}\cdot\text{А,}$$

$$\text{где } K_{\text{был}} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = \frac{230 - 121}{230} = 0,474.$$

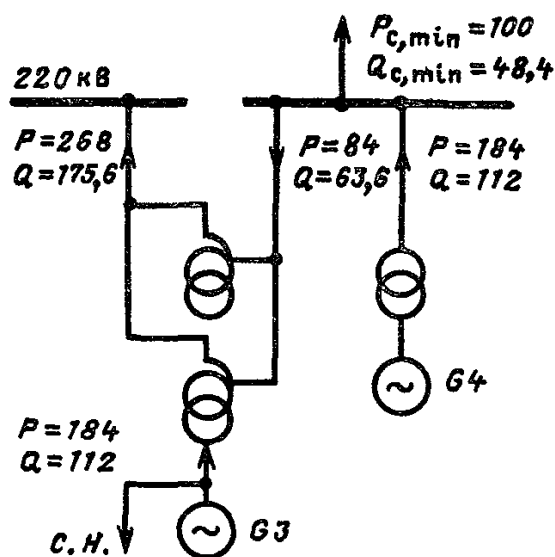


Рис. 2. Распределение мощностей в обмотках автотрансформатора (P , МВт; Q , Мвар)

Выбираем два автотрансформатора АТДЦТН-250000-230/121/15,75 по 250 МВ·А, $P_x = 145$ кВт, $P_{\text{к,В-С}} = 520$ кВт, $P_{\text{к,В-Н}} = 430$ кВт, $P_{\text{к,С-Н}} = 390$ кВт.

Проверяем загрузку обмоток автотрансформатора в комбинированном режиме передачи мощности из обмотки НН в обмотку

ВН и одновременно из обмотки СН в обмотку ВН (такой переток наблюдается в нормальном режиме работы). На рис. 2 показано распределение потоков мощности в режиме минимальной нагрузки 110 кВ при работающем энергоблоке Q4. Загрузка последовательных обмоток автотрансформаторов

$$S_{II} = K_{бвл} \cdot \sqrt{(P_C + P_H)^2 + (Q_C + Q_H)^2} = \\ = 0,474 \cdot \sqrt{(84 + 184)^2 + (63,6 + 112)^2} = 151,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

что меньше $S_{тип} = K_{бвл} \cdot S_{ном} = 0,474 \cdot 2 \cdot 250 = 237 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, т. е. выбранные автотрансформаторы в этом режиме работать могут.

Проверяем загрузку обмоток автотрансформатора при отключении энергоблока G4. В этом случае нагрузка 110 кВ получает питание через обмотку СН, а обмотка НН загружена мощностью генератора G3. В таком трансформаторном режиме загрузка общей обмотки автотрансформатора не должна превышать типовую мощность:

$$S_o = \sqrt{(P_C + P_B)^2 + (Q_C + Q_B)^2} = \sqrt{(150 + 34)^2 + (72,6 + 39,4)^2} = 215,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

что меньше $S_{тип} = 237 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, следовательно, этот режим также допустим.

Технико-экономическое сравнение проведем по приведенным затратам: для этого подсчитаем капитальные затраты, учитывая основное оборудование (табл. 1).

Определяем потери электроэнергии в блочном трансформаторе, присоединенном к шинам 110 кВ:

$$\Delta W = P_x T + P_k \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \tau = 200 \cdot 8160 + 640 \cdot \left(\frac{215}{250} \right)^2 5800 = 4,4 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $T = T_{год} - T_{рем} = 8760 - 600 = 8160$ ч; время потерь $\tau = 5800$ ч для энергоблоков с $T_{max} = 7000$ ч.

Определяем потери в блочном трансформаторе, присоединенном к шинам 220 кВ:

$$\Delta W = 240 \cdot 8160 + 640 \cdot \left(\frac{215}{250} \right)^2 \cdot 5800 = 4,77 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери электроэнергии в автотрансформаторе связи в первом варианте с учетом того, что обмотка НН ненагружена,

$$\Delta W = P_x T + P_{k,B} \left(\frac{S_{max,B}}{S_{ном}} \right)^2 \tau_B + P_{k,C} \left(\frac{S_{max,C}}{S_{ном}} \right)^2 \tau_C = 80 \cdot 8760 + 156,1 \cdot \left(\frac{52,65}{125} \right)^2 5200 + 133,9 \cdot \left(\frac{52,65}{125} \right)^2 \cdot 5200 = 0,967 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $T = T_{\text{год}} = 8760$ ч, так как автотрансформатор связи включен в течение всего года.

Таблица 1. Капитальные затраты

Оборудование	Стоимость единицы, тыс. руб.	Варианты			
		Первый		Второй	
		Количество единиц, шт.	Общая стоимость, тыс. руб.	Количество единиц, шт.	Общая стоимость, тыс. руб.
Блочный трансформатор:					
ТДЦ-250000/121	257	1	257	1	257
ТДЦ-250000/230	316	3	948	2	632
Автотрансформатор:					
АТДЦТН-125000-230/121 /38,5	270	2	540	—	—
АТ ДЦТН-250000-230/121 /15,75	367	—	—	2	734
Ячейки ОРУ:					
110 кВ	30	2	60	2	60
220 кВ	76	4	304	3	228
Генераторный выключатель	40	—	—	1	40
Итого			2109		1951

Примечание. При подсчете капитальных затрат учтены все основные элементы структурных схем. Для упрощения расчетов повторяющихся в вариантах элементы могут не учитываться.

Время максимальных потерь $\tau_B = \tau_C$ следовало определить по T_{max} графика перетока мощности, но график не задан, поэтому можно принять для автотрансформатора $T_{max,AT}$ средним между T_{max} генератора и T_{max} нагрузки 110 кВ; $T_{max,AT} = 0,5 \cdot (7000 + 6200) = 6600$ ч. По этому значению находим по рис. 3.

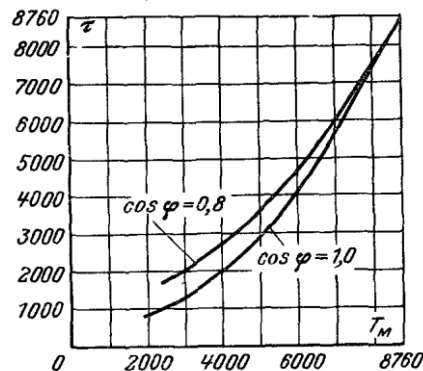


Рис. 3. Зависимость продолжительности максимальных потерь от продолжительности использования максимальной нагрузки $\tau_B = \tau_C = 5200$ ч.

Наибольшая нагрузка обмоток ВН и СН будет в режиме минимальной нагрузки 110 кВ (аварийный режим - отключение блока G4 - в расчете потерь не учитывается) : $S_{max,B} = S_{max,C} = S_{2расч}/2 = 105,3/2 = 52,65 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Удельные потери в обмотках по (5.15), (5.16)

$$P_{к,В} = 0,5 \left(P_{к,В \cdot С} + \frac{P_{к,В \cdot Н}}{K_{выг}^2} - \frac{P_{к,С \cdot Н}}{K_{выг}^2} \right) = 0,5 \cdot \left(290 + \frac{235}{0,474^2} - \frac{230}{0,474^2} \right) = 156,1 \text{ кВт};$$

$$P_{к,С} = 0,5 \left(P_{к,В \cdot С} + \frac{P_{к,С \cdot Н}}{K_{выг}^2} - \frac{P_{к,В \cdot Н}}{K_{выг}^2} \right) = 0,5 \cdot \left(290 + \frac{230}{0,474^2} - \frac{235}{0,474^2} \right) = 133,9 \text{ кВт};$$

Во втором варианте обмотка НН автотрансформатора нагружена; наиболее тяжелый режим показан на рис. 3, ориентируясь на который, определяем максимальную нагрузку обмоток:

$$S_{max, Н} = \frac{\sqrt{184^2 + 112^2}}{2} = 108 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{max, С} = \frac{\sqrt{84^2 + 63,6^2}}{2} = 52,65 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{max, Н} = \frac{\sqrt{268^2 + 175,6^2}}{2} = 160,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$\tau_H = 5800$ ч по рис 3 при $T_{max} = 7000$ ч $\cos \varphi = 0,85$; $\tau_B = \tau_C = 5200$ ч, как и в варианте 1.

Удельные потери в обмотках:

$$P_{к,В} = 0,5 \cdot \left(520 + \frac{430}{0,474^2} - \frac{390}{0,474^2} \right) = 348,9 \text{ кВт};$$

$$P_{к,С} = 0,5 \cdot \left(520 + \frac{390}{0,474^2} - \frac{430}{0,474^2} \right) = 171,1 \text{ кВт};$$

$$P_{к,Н} = 0,5 \cdot \left(\frac{430}{0,474^2} + \frac{390}{0,474^2} - 520 \right) = 1562,2 \text{ кВт}.$$

Потери электроэнергии в блочном автотрансформаторе:

$$\Delta W = 145 \cdot 8760 + 348,9 \cdot \left(\frac{160,2}{250} \right)^2 \cdot 5200 + 171,1 \cdot \left(\frac{52,65}{250} \right)^2 \cdot$$

$$5200 + 1562,2 \cdot \left(\frac{108}{250} \right)^2 \cdot 5800 = 3,745 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные годовые потери в первом варианте (один энергоблок 110 кВ, три энергоблока 220 кВ и два автотрансформатора связи)

$$\Delta W_1 = 4,40 \cdot 10^6 + 3 \cdot 4,77 \cdot 10^6 + 2 \cdot 0,967 \cdot 10^6 = 20,644 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарные годовые потери во втором варианте (один энергоблок 110 кВ, два энергоблока 220 кВ и два блочных автотрансформатора)

$$\Delta W_2 = 4,40 \cdot 10^6 + 2 \cdot 4,77 \cdot 10^6 + 2 \cdot 3,745 \cdot 10^6 = 21,43 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые эксплуатационные издержки

$$И = \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K + \beta W,$$

где $p_a = 6,4\%$; $p_0 = 2\%$; $\beta = 1,15 \text{ коп}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$, считая, что КЭС сооружается в европейской части России;

$$И_1 = \frac{6,4+2}{100} \cdot 2109 \cdot 10^3 + 1,15 \cdot 10^{-2} \cdot 20,644 \cdot 10^6 = 414562 \text{ руб/год} = \\ = 414,6 \text{ тыс. руб/год};$$

$$И_2 = \frac{6,4+2}{100} \cdot 1951 \cdot 10^3 + 1,15 \cdot 10^{-2} \cdot 21,43 \cdot 10^6 = 410329 \text{ руб/год} = \\ = 410,33 \text{ тыс. руб/год}.$$

Приведенные затраты без учета ущерба

$$З_1 = p_u K_1 + И_1 = 0,12 \cdot 2109 + 414,6 = 667,68 \text{ тыс. руб/год};$$

$$З_2 = p_u K_2 + И_2 = 0,12 \cdot 1951 + 410,33 = 644,45 \text{ тыс. руб/год}.$$

Второй вариант экономичнее первого на 3,6%, Принимаем этот вариант.

Задача 2. Выбрать мощность трансформаторов связи, если на ТЭЦ установлены три генератора ТВФ-63, $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$, $\cos\alpha = 0,8$. Нагрузка на генераторном напряжении $P_{\text{н.мах}} = 50 \text{ МВт}$ $\cos\alpha = 0,9$, остальная мощность выдается в энергосистему по ВЛ 110 кВ. Расход на собственные нужды принять 10%.

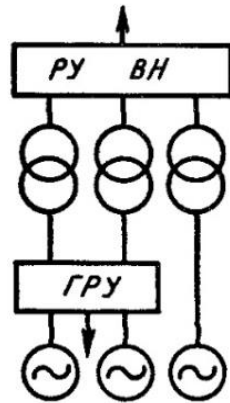


Рис.4. Структурная схема

Решение. Нагрузка 10 кВ обеспечивается двумя генераторами, поэтому намечаем структурную схему по рис. 4: два генератора присоединены к ГРУ и один – в блок с повышающим трансформатором

Расход мощности на с.н. одного турбогенератора

$$P_{\text{с.н}} = \frac{P_{\text{с.н}} \%}{100} \cdot P_{\text{уст}} = \frac{10}{100} \cdot 63 = 6,3 \text{ МВт};$$

$$Q_{c.n} = P_{c.n} \cdot \operatorname{tg}\phi = 6,3 \cdot 0,75 = 4,725 \text{ МВАр, } (\cos\alpha = 0,8).$$

Реактивная мощность генератора ТВФ-63

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}\alpha = 63 \cdot 0,75 = 47,25 \text{ МВАр}$$

Реактивные нагрузки

$$Q_{n.max} = 60 \cdot 0,62 = 40,3 \text{ МВАр} \quad Q_{n.min} = 50 \cdot 0,62 = 31 \text{ МВАр}$$

Определяем расчетную нагрузку трансформаторов связи в режиме минимальных нагрузок, по:

$$S_{1расч} = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{н}} - P_{c.n})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{н}} - Q_{c.n})^2} = \sqrt{(2 \cdot 63 - 50 - 2 \cdot 6,3)^2 + (2 \cdot 47,25 - 31 - 2 \cdot 4,725)^2} = 104,7 \text{ МВА}$$

Определяем расчетную нагрузку в режиме максимальных нагрузок:

$$S_{2расч} = \sqrt{(2 \cdot 63 - 65 - 2 \cdot 6,3)^2 + (2 \cdot 47,25 - 40,3 - 2 \cdot 4,725)^2} = 65,9 \text{ МВА}$$

Определяем расчетную нагрузку в аварийном режиме – при отключении одного генератора:

$$S_{3расч} = \sqrt{(63 - 65 - 6,3)^2 + (47,25 - 40,3 - 4,725)^2} = 8,59 \text{ МВА}$$

Знак минус в первом слагаемом подкоренного выражения указывает на изменение направления мощности в аварийном режиме. При отключении одного генератора недостающая активная мощность передается с шин 110кВ через трансформатор связи.

Мощность трансформаторов связи выбираем с учетом того, что $S_{расч.max} = S_{1расч} = 104,7 \text{ МВА}$ и принимая $K_{\text{п}} = 1,4$:

$$S_{\text{T}} \geq \frac{S_{расч.max}}{K_{\text{п}}} = \frac{104,7}{1,4} = 74,75 \text{ МВА}$$

Принимаем два трансформатора связи по 80 МВА.

Мощность блочного трансформатора для G3 принимаем по $S_{расч} = \sqrt{(P_{\Gamma} - P_{c.n})^2 + (Q_{\Gamma} - Q_{c.n})^2} = 80 \text{ МВА}$

Задача 3. Выполнить обоснование и выбор структурной схемы ТЭЦ.

1. Требуется выбрать структурную схему ТЭЦ, предназначенной для тепло- и электроснабжения потребителей промышленного района города и расположенной в европейской части страны. На ней устанавливается два турбогенератора номинальной мощностью 100 МВт (номинальное напряжение 10,5 кВ). Котельные агрегаты имеют поперечную связь по пару. По сети 110 кВ ТЭЦ будет связана с энергосистемой. Электроснабжение потребителей местного района осуществляется при напряжении 10 кВ. Коэффициент мощ-

ности турбогенераторов, потребителей, СН и при выдаче мощности в систему одинаков и равен 0,85. Технологический минимум нагрузки котельного агрегата составляет 30% (30 МВт), а турбоагрегата 20 % (20 МВт).

2. Строятся для нормального режима графики перетока мощности через трансформаторы связи в схеме на рис. 5. Он рассчитан (рис. 10):

$$S_{\text{пер}} = 2S_{\text{агр}} - S_{\text{СН}} - S_{\text{нг}},$$

где $S_{\text{агр}}$, $S_{\text{СН}}$ и $S_{\text{нг}}$ берутся соответственно из рис. 7-9.

По графикам на рис. 10 определяется $S_{\text{нб}} = 85 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

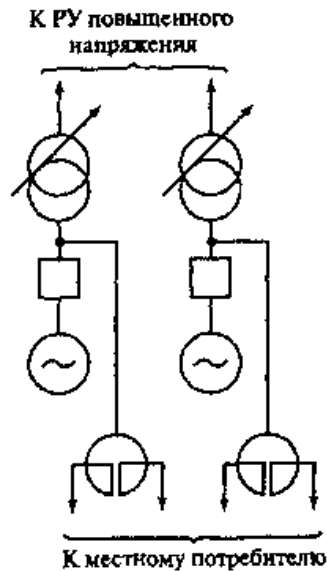


Рис. 5. Структурная схема ТЭЦ с поперечной связью генераторного напряжения

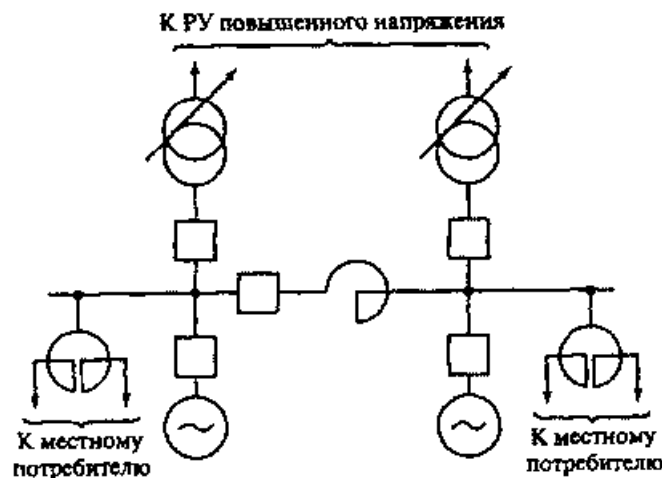


Рис. 6. Блочная схема ТЭЦ

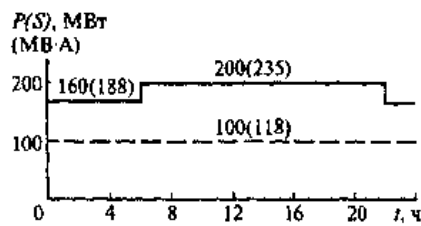


Рис. 7. Результирующие графики нагрузки турбогенераторов

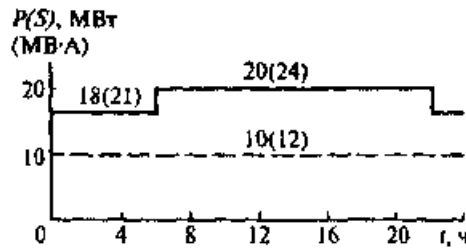


Рис. 8. Результирующие графики нагрузки СН

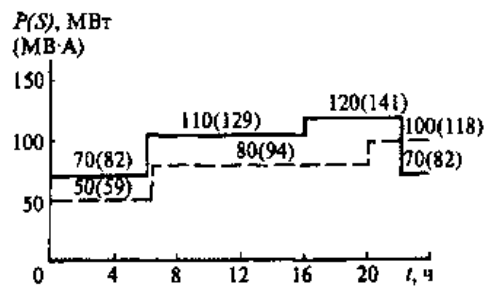


Рис.9. Графики нагрузки потребителей местного района

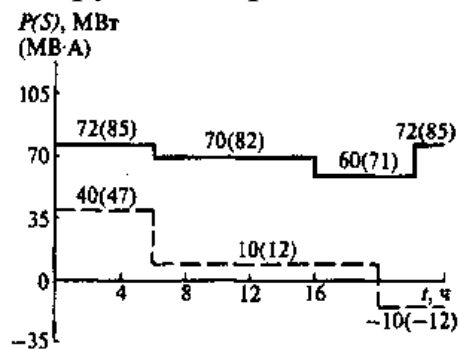


Рис. 10. Графики перетока мощности через трансформаторы связи

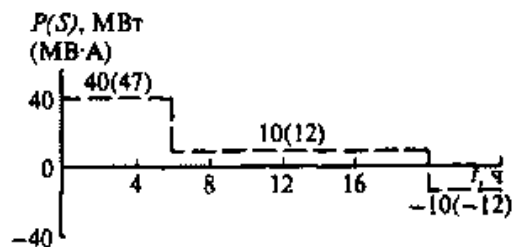


Рис. 11. График перетока мощности через трансформатор связи при плановом ремонте генерирующего агрегата в летний период

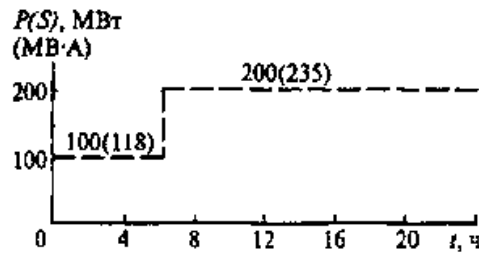


Рис. 12. Результирующий график нагрузки турбоагрегатов при дефиците мощности в энергосистеме в летний период

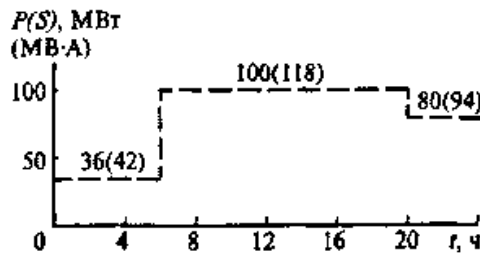


Рис. 13. График перетока мощности через трансформаторы связи при дефиците мощности в энергосистеме в летний период

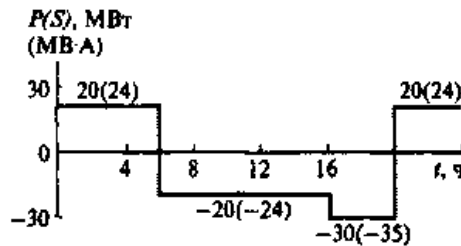


Рис. 14. График перетока мощности через трансформаторы связи при отказе генерирующего агрегата в зимний период

3. Намечается предварительное значение номинальной мощности трансформаторов связи $S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{НОБ}}/2 = 85/2 = 42,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Этому значению соответствует трансформатор ТРДН-63 000/110 мощностью $S_{\text{НОМ}} = 63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и системой охлаждения типа Д.

4. Анализируется нормальный режим, в котором трансформаторы связи включены. Их результирующая пропускная способность $2S_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 63 = 126 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ превысит наибольшую продолжительную нагрузку $S_{\text{НОБ}}$ в период и зимнего, и летнего графиков нагрузки (см. рис. 10); условно положительный переток мощности на рис. 10 направлен от электростанции в систему. Таким образом, в этом режиме обеспечивается в полном объеме выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей без перегрузки трансформаторов связи.

5. Рассматриваются ремонтные режимы. При плановом ре-

монте трансформатора связи в зимний период оставшийся в работе трансформатор подвергается систематической перегрузке, так как (рис. 10) $S_{нб} > S_{ном}$. Оценим ее допустимость:

- выделяется участок перегрузки на всем протяжении зимнего суточного графика нагрузки, так как минимальное значение перетока мощности через трансформатор составляет $71 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, что выше $S_{ном} = 63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;

- определяется начальная нагрузка

$$K_1 = \frac{1}{63} \sqrt{\frac{85^2 \cdot 6 + 82^2 \cdot 10 + 71^2 \cdot 6 + 85^2 \cdot 2}{6 + 10 + 6 + 2}} = 1,28;$$

- устанавливается, что $K_1 \leq 1,2$. Следовательно, такая систематическая перегрузка трансформаторов связи недопустима и их необходимо ремонтировать в период летнего снижения нагрузки, когда $S_{нб} = 47 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ меньше $S_{ном} = 63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Это увеличивает издержки обслуживания по трансформаторам связи.

Из рис. 7 видно, что при выводе в ремонт одного из турбогенераторов, полное теплоснабжение потребителей (без включения в работу средств резервирования тепловой нагрузки) сохраняется лишь при ее естественном сезонном снижении. Поэтому плановые ремонты генерирующих агрегатов необходимо выполнять в летний период. При этом переток мощности через трансформаторы связи определяется аналогично. Результаты расчетов по см. на рис. 11. Из рисунка следует, что результирующая пропускная способность трансформаторов связи $2S_{ном} = 126 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ превышает их наибольшую продолжительную нагрузку $S_{нб} = 47 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Графики нагрузки турбогенераторов при дефиците мощности в системе в летний период приведены на рис. 12. Переток мощности через трансформаторы связи, дан на рис. 13. Из рисунка видно, что пропускная способность трансформаторов связи $2S_{ном} = 126 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ превышает наибольшую продолжительную нагрузку $S_{нб} = 118 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Не трудно убедиться, что в рассмотренных ремонтных режимах поддерживается устойчивая работа котельного и турбинного оборудования электростанции с позиций его технологического минимума нагрузки.

Таким образом, при плановых ремонтах элементов схемы и

при дефиците мощности в энергосистеме обеспечивается выдача мощности электростанции в систему, электро- и теплоснабжение (без работы средств резервирования тепловой нагрузки) потребителей при введении ограничений на сезонное время проведения плановых ремонтов оборудования.

6. Анализу подвергаются послеаварийные режимы при единичных отказах элементов схемы. При отказе одного из трансформаторов связи в зимний период, оставшийся в работе трансформатор подвергается аварийной перегрузке, так как (см. рис. 10) $S_{нб} \geq S_{ном}$. Оценим ее допустимость:

- определяется начальная нагрузка $K_1 = 1,28$ (см. п. 5);
- фиксируется с учетом выражения $K_1 = 1,28$ предварительное значение перегрузки $K_2' = K_1 = 1,28$;
- сравнивается $K_2' = 1,28$ с $K_{max} = 85/63 = 1,35$; так как $K_2' = 1,28 > 0,9K_{max} = 0,9 \cdot 1,35 = 1,21$, то $K_2 = K_2' = 1,28$ и $h = h' = 24$ ч;

- отыскивается при системе охлаждения типа Д, эквивалентной зимней температуре воздуха $\Theta = -10^\circ\text{C}$ (для курского региона), предварительной нагрузке $K_1 = 1,28$ и продолжительности перегрузки $h = 24$ ч значение допустимой аварийной перегрузки $K_{2доп} = 1,4$. Следовательно, $K_{2доп} > K_2$ и такой режим допустим. При отказе трансформатора связи в летний период, оставшийся в работе трансформатор не подвергается (см. п. 5) перегрузке.

При отказе одного из генерирующих агрегатов в зимний период, оставшийся в работе турбогенератор с позиций теплового потребления загружен в течение суток до номинальной мощности - см. рис. 7. За счет имеющихся средств резервирования тепловой нагрузки теплоснабжение потребителей при этом сохраняется в полном объеме. Переток мощности через трансформаторы связи в рассматриваемом режиме представлен на рис. 14. Из рисунка видно, что $2S_{ном} = 126 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ превышает $S_{нб} = 35 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. При отказе генерирующего агрегата в летний период, переток мощности через трансформаторы связи будет, таким же как и на рис. 11.

В послеаварийных режимах также поддерживается устойчивая работа котельного и турбинного оборудования электростанции по его технологическому минимуму. Таким образом, при единичных отказах элементов схемы на рис. 5 обеспечиваются выдача мощности электростанции в систему, электро- и теплоснабжение (с

учетом работы средств резервирования тепловой нагрузки) потребителей. На этом выбор мощности трансформаторов связи закончен.

В уточненной методике, во-первых, не учитывается предположение о недопустимости ограничения выдачи мощности электростанции в систему и электроснабжения потребителей при расчетных отказах. Во-вторых, расчет производят также и по альтернативной блочной схеме (см. рис. 6).

Методические особенности обоснования схемы на рис. 6 следующие:

- выбирается мощность блочных трансформаторов. В общем случае она должна быть достаточной для выдачи всей располагаемой мощности генерирующих агрегатов с учетом допустимой систематической перегрузки. Блочные трансформаторы должны быть с РПН;

- рассматриваются ремонтные режимы аналогично п. 5 упрощенной методики для схемы на рис. 5 с тем лишь отличием, что плановый простой блочного трансформатора и турбогенератора, как правило, совмещены.

- анализируются послеаварийные режимы подобно тому, как это выполняется в п. 6 упрощенной методики для схемы на рис. 5. Кроме того, для схемы на рис. 6 учитывается режим, связанный с отключением блочного трансформатора при сохранении в работе его турбогенератора. Режим работы последнего определится нагрузкой потребителей местного района.

Задача 4. Выбрать автотрансформатор 220/110/15,75, включенный в блок с генератором 200 МВт, $\cos\varphi=0,85$. Мощность генератора передается в сеть 220 кВ, кроме того, из сети 110 кВ передается в сеть 220 кВ, 120 МВт, $\cos\varphi=0,92$ (рис. 15).

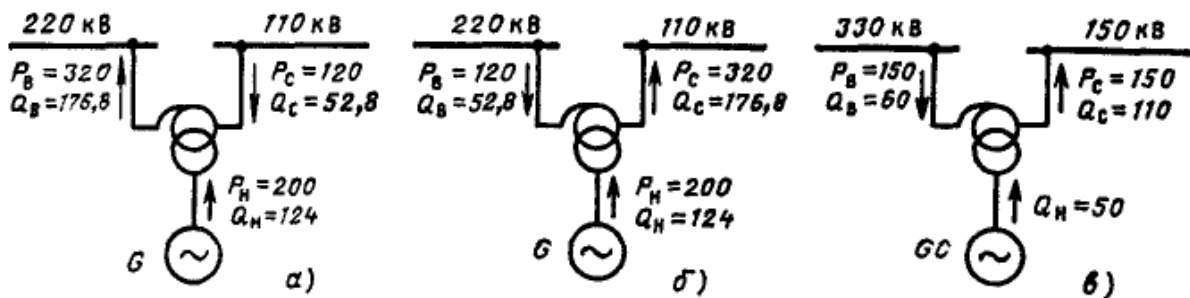


Рис. 15. Режим работы автотрансформатора

Решение. По условию трансформаторного режима НН→СН мощность автотрансформатора

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi k_{\text{ВЫГ}}} = \frac{200}{0,85 \cdot 0,5} = 470 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$k_{\text{ВЫГ}} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = \frac{220 - 110}{220} = 0,5.$$

Определяем нагрузку последовательной обмотки в комбинированном режиме передачи мощности НН→ВН и СН→ВН:

$$S_{\Pi} = k_{\text{ВЫГ}} \sqrt{(P_C + P_H)^2 + (Q_C + Q_H)^2} =$$

$$0,5 \cdot \sqrt{(120 + 200)^2 + (52,8 + 124)^2} = 183 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По условию допустимости комбинированного режима мощность автотрансформатора

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{S_{\Pi}}{k_{\text{ВЫГ}}} = \frac{183}{0,5} = 366 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Таким образом, по первому более тяжелому условию выбираем два трехфазных автотрансформатора по 250 МВ·А (АТДЦТН – 250000/220/110).

Проверим возможность передачи мощности генератора на сторону СН при одновременной передаче 120 МВт со стороны ВН на сторону СН.

Определяем нагрузку общей обмотки автотрансформатора:

$$S_o = \sqrt{(k_{\text{ВЫГ}} P_B + P_H)^2 + (k_{\text{ВЫГ}} Q_B + Q_H)^2}$$

$$= \sqrt{0,5 \cdot 120 + 200)^2 + (0,5 \cdot 52,8 + 124)^2} = 300 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Рассматриваемый режим для двух автотрансформаторов по 250 МВ·А не допустим, так как

$$S_o > S_{\text{ТИП}} = k_{\text{ВЫГ}} S_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 2 \cdot 250 = 250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Если такой режим необходим, то мощность автотрансформаторов должна быть выбрана:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{S_o}{k_{\text{ВЫГ}}} = \frac{300}{0,5} = 600 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

2. Исследование режимов нейтрали. Выбор дугогасящих реакторов и резисторов

При продолжительном горении перемежающейся дуги возникающие перенапряжения длительно воздействуют на изоляцию всей электрически связанной сети, что может вызвать пробой изоляции частей электроустановок с ослабленной изоляцией и образование междуфазного короткого замыкания.

Поэтому в электрических установках с повышенными емкостными токами однофазного замыкания на землю (более 10 А в сетях 3 – 20 кВ с железобетонными и металлическими опорами ВЛ и во всех сетях 35 кВ, а также более 30 А в сети 6 кВ, 20 А – в сети 10 кВ, 15 А – в сетях 15 – 20 кВ, не имеющих железобетонных или металлических опор ВЛ, 5А – в цепи генератора блочной схемы "генератор – трансформатор") применяется компенсация этих токов при помощи дугогасящих реакторов (ДГР) (компенсирующих катушек (КК)) L , соединяющих нейтрали с землей (рис. 16).

Режимы настройки ДГР характеризуются степенью расстройки компенсации:

$$V = \frac{I_{O33} - I_L}{I_{O33}} 100\%$$

Различают следующие характерные режимы настройки ДГР:

а) резонанс, при котором индуктивный ток I_L , равен емкостному току I_{O33}

$$I_L = I_{O33}, \quad V = 0,$$

б) недокомпенсация, при которой

$$I_L < I_{O33}, \quad V > 0,$$

в) перекомпенсация, при которой

$$I_L > I_{O33}, \quad V < 0.$$

В результате изменения емкости сети (отключение или подключение линий) изменяется степень расстройки компенсации.

В нормальном режиме резонансной настройки ($V = 0$) потенциал и напряжение на изоляции могут достигать опасных величин за счет емкостной асимметрии фазных проводов и тем больших, чем большая емкостная асимметрия.

врежденных фазах остаются заряды, которые, распределяясь по всей сети поднимают ее потенциал относительно земли. На этот повышенный потенциал накладывается рабочее напряжение. В результате на поврежденной фазе получается повышение напряжения, которое вызывает повторное зажигание дуги.

Поэтому для снижения перенапряжений применяется «создание пути» для стекания избыточных зарядов с помощью специального установленного резистора с сопротивлением R_N (см. рисунок 17), при котором практически полное стекание избыточных зарядов обеспечивается к моменту возможного повторного зажигания дуги, т.е. за половину периода промышленной частоты (0,01 сек.). Смещение нейтрали сети в этом случае значительно меньше, а значит меньше и перенапряжения при ОЗЗ (не более 1,9-2,2 U_ϕ).

Резистивное заземление нейтрали сети - это преднамеренное электрическое соединение нейтрали генератора или специального заземляющего трансформатора с заземляющим устройством через активное сопротивление с целью подавления перенапряжений и феррорезонансных явлений при однофазном замыкании на землю.

Резистор как видно из рисунка 17 может включаться так же, как и дугогасящий реактор, в нейтраль специального заземляющего трансформатора. Возможны и другие варианты включения резистора, когда нейтраль заземляющего трансформатора наглухо присоединяется к контуру заземления, а резистор включается во вторичную обмотку, собранную в разомкнутый треугольник (этот вариант достаточно редкий и требует для своей реализации специального трансформатора) или используется однообмоточный трансформатор (фильтр нулевой последовательности) типа ФМЗО с соединением обмотки в зигзаг.

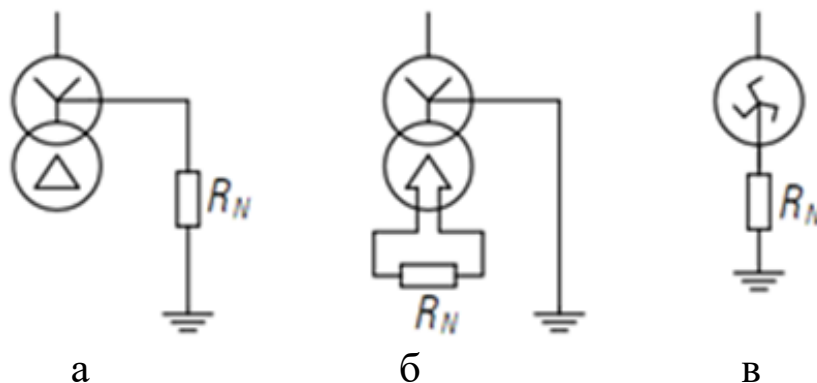


Рис.17. Варианты включения резистора в сеть

Возможны два варианта реализации резистивного заземления нейтрали: высокоомный или низкоомный. Подключение низкоомного резистора возможно только в нейтраль заземляющего трансформатора.

Высокоомное резистивное заземление нейтрали сети – это заземление нейтрали, выполняемое с целью обеспечения длительной работы сети с ОЗЗ (на время поиска и отключения поврежденного присоединения оперативным персоналом) без высоких перенапряжений и феррорезонансных явлений (заземляющий трансформатор и резистор должны быть рассчитаны на длительный режим работы).

Высокоомный резистор, сопротивление которого более 100 Ом, применяется в сетях с емкостным током ОЗЗ не более 10 А.

Для обеспечения полного разряда емкостей фаз за время равное 0,01 с, сопротивление резистора выбирают из условия, чтобы активная составляющая тока замыкания на землю I_R была больше или равна емкостной составляющей I_C

$$I_R \geq I_C.$$

Исходя из этого условия, сопротивление резистора R_N , подключаемого в нейтраль заземляющего трансформатора (см. рис. 17, а), вычисляют по формуле

$$R_N \leq \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot I_C}, \text{ Ом},$$

а сопротивление резистора R_Δ для схемы на рисунке 17, б вычисляют по формуле

$$R_\Delta \leq \frac{27 \cdot U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot k_m^2 \cdot I_C}, \text{ Ом},$$

где U_{BH} - междуфазное напряжение обмотки высшего напряжения заземляющего трансформатора, кВ;

$k_m = U_{BH} / U_{HH}$ - номинальный коэффициент трансформации заземляющего трансформатора, о.е.;

U_{HH} - междуфазное напряжение обмотки низшего напряжения заземляющего трансформатора, кВ.

Расчетная мощность заземляющего трансформатора вычисляется по формуле

$$S \geq \frac{U_{BH}^2}{3 \cdot R_N} = \frac{(3 \cdot U_{HH})^2}{R_{\Delta}}.$$

Значения тока, протекающего через резистор в режиме ОЗЗ для схемы на рисунке 1, а и б соответственно вычисляют по формулам

$$I_R = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot R_N} \text{ и } I_{\Delta} = \frac{3 \cdot U_{HH}}{R_{\Delta}}.$$

Как видно из векторной диаграммы, приведенной на рисунке 18, ток при ОЗЗ $I_{зам}$ равен геометрической сумме активного тока создаваемого устройством заземления нейтрали и емкостного тока сети, $I_{зам} = \sqrt{I_R^2 + I_C^2}$. (1.6)

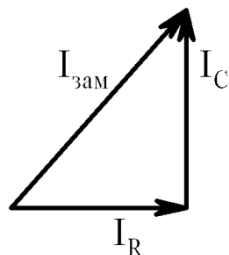


Рис. 18. Векторная диаграмма токов при однофазном замыкании в сети с резисторным заземлением нейтрали

Низкоомное резистивное заземление нейтрали сети – это заземление нейтрали, выполняемое с целью ограничения дугового перенапряжения, быстрого отключения однофазного замыкания на землю и максимального охвата обмоток электрических машин защитой от однофазного замыкания на землю (заземляющий трансформатор и резистор выбираются для кратковременного режима работы).

Данный режим нейтрали применяется в сетях с током ОЗЗ от 10 А.

Сопротивление низкоомного резистора должно быть не выше сопротивления рассчитанного по формуле

$$R_N \leq \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{CЗЗ\max}},$$

где $I_{CЗЗ\max}$ – максимальный ток срабатывания защиты ОЗЗ.

Увеличить зону защиты витков обмотки статора двигателя от ОЗЗ можно, увеличивая активный ток резистора либо снижая ток

срабатывания защиты в пределах допустимых значений, вычисляемых коэффициентом чувствительности защит.

В активно-индуктивном режиме сеть работает с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор, и при дуговых замыканиях на землю проявляются все положительные стороны компенсации емкостных токов. При металлическом замыкании на землю параллельно дугогасящему реактору подключается резистор на время достаточное для срабатывания защиты от ОЗЗ.

Достоинствами резистивного заземления нейтрали являются:

отсутствие дуговых перенапряжений высокой кратности и многоместных повреждений в сети;

отсутствие необходимости в отключении первого однофазного замыкания на землю (только для высокоомного заземления нейтрали);

исключение феррорезонансных процессов и повреждений трансформаторов напряжения;

уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц при однофазном замыкании (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения);

практически полное исключение возможности перехода однофазного замыкания в многофазное (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения);

простое выполнение чувствительной и селективной релейной защиты от однофазных замыканий на землю, основанной на токовом принципе.

Недостатками резистивного режима заземления нейтрали являются:

увеличение тока в месте повреждения;

необходимость в отключении однофазных замыканий (только для низкоомного заземления);

ограничение на развитие сети (только для высокоомного заземления).

Задача 5. Выбрать дугогасящий реактор и способ его подключения к сети 10 кВ, питающейся от шин районной подстанции (рис. 19). В кабельной сети 10 кВ при раздельной работе секций ток замыкания на землю составит: для секций 1 – 19 А, для секции

2 – 16 А. На подстанции установлены трансформаторы собственных нужд ТМ – 100/10 (на схеме рис. 19 они не показаны).

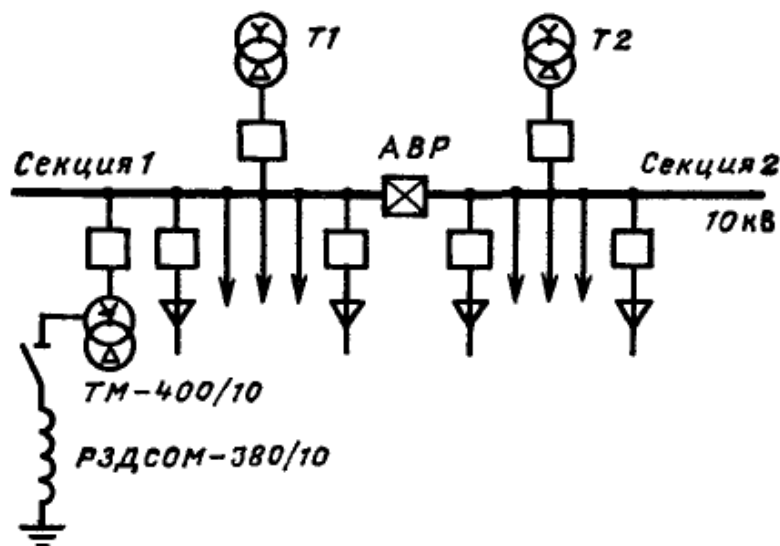


Рис. 19. К примеру

Решение. Согласно нормам при токах замыкания на землю $I_c < 20$ А в сети 10 кВ компенсация не требуется. Реактор становится необходимым лишь при включении секционного выключателя, когда суммарный емкостный ток составит 35 А.

Такой режим работы может возникнуть при выводе одного трансформатора в ремонт и питании потребителей обеих секций от другого.

Требуемая мощность реактора:

$$Q_p = 1,25 I_c U_\phi = 1,25 \cdot 35 \cdot 10 / \sqrt{3} = 252,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

По каталогу выбираем реактор РЗДСОМ-380/10 с $Q_{\text{нор.р}} = 380$ кВ·А.

Установленные на подстанции трансформаторы собственных нужд мощностью 100 кВ·А для подключения реактора непригодны, так как мощность их недостаточна.

Для подключения дугогасящего реактора необходимо установить специальный трансформатор ТМ – 400/10 со схемой соединения обмоток звезда – треугольник, $u_k = 5,5\%$. Трансформатор целесообразно подключить к секции 1, которая имеет большее значение тока замыкания на землю.

Выбранный трансформатор кроме подключенного дугогасящего реактора может питать нагрузку общей мощностью:

$$P_{\text{нагр.а}} = \sqrt{400^2 - 380^2} = 125 \text{ кВт (при } \cos \varphi = 1).$$

3. Выбор коммутационных аппаратов

Выключатели

Условия выбора:

по напряжению $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$;

по длительному току $I_{ном} \geq I_{норм.расч}; K_n I_{ном} \geq I_{мах}$.

Условия проверки:

на симметричный ток отключения $I_{откл.ном} \geq I_{н\tau}$;

на возможность отключения апериодической составляющей

тока КЗ $i_{а.ном} = \sqrt{2} \frac{\beta_{норм}}{100} I_{откл.ном} \geq i_{ат}$,

если условие $I_{откл.ном} \geq I_{н\tau}$ выполняется, а $i_{а.ном} < i_{ат}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по

полному току КЗ: $\sqrt{2} I_{откл.ном} (1 + \frac{\beta_{норм}}{100}) \geq \sqrt{2} I_{н\tau} + i_{ат}$;

по включающей способности

$I_{вкл} \geq I_{н0}; i_{вкл} \geq i_{уд}$;

на электродинамическую стойкость

$I_{пр.скв} \geq I_{н0}; i_{пр.скв} \geq i_{уд}$;

на термическую стойкость

$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$

по параметрам восстанавливающегося напряжения.

Разъединители $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$; $I_{ном} \geq I_{норм.расч}; K_n I_{ном} \geq I_{мах}$;

$i_{дин} \geq i_{уд}$; $I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$

Плавкие предохранители $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$;

$I_{ном.п} \geq I_{норм.расч}; K_n I_{ном} \geq I_{мах}$;

$I_{ном.пв} \geq I_{норм.расч}; I_{откл.ном} \geq I_{н0}$;

Соответствие времятоковой характеристики предохранителя расчетным условиям защищаемой цепи.

Выключатели нагрузки $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$;

$I_{ном} \geq I_{норм.расч}; K_n I_{ном} \geq I_{мах}$;

$i_{дин} \geq i_{уд}$; $I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$;

$I_{откл.ном} \geq I_{н0}$ – при наличии последовательно включенного предохранителя.

Автоматические выключатели $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$;

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}; K_n I_{ном} \geq I_{мах}; I_{откл.ном} \geq I_{п\tau} = I_{п0}; i_{дин} \geq i_{уд}; i_{вкл} \geq i_{уд};$$

$$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k; T_{а.ном} \geq T_a \quad (T_{а.ном} - \text{значение по каталогу } 0,005 - 0,015$$

с) – по постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Контакторы, магнитные пускатели $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$;

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч}; K_n I_{ном} \geq I_{мах}; P_{подкл.доп} \geq P_{подкл}$$

Рубильни и $U_{ном} \geq U_{сети.ном}; I_{ном} \geq I_{норм.расч}; K_n I_{ном} \geq I_{мах};$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k.$$

Задача 6. Выбрать выключатель Q1 и разъединитель QS1 в цепи генератора ТВФ-63-2, работающего на шины 10,5 кВт, и выключатель Q2 и разъединитель QS2 в цепи блока с генератором ТВФ-120-2 (рис. 20). Расчетные токи КЗ даны в табл. 3.

Таблица 3

Точка КЗ	Источник	$I_n, 0$, кА	I_n, τ , кА	i_y , кА	i_a, τ , кА
К1	G1, G2	2,2	2	6,04	1,94
	G3	2,21	2,01	6,12	2,38
	Система	9,67	9,67	22,08	0,69
	Суммарное значение	14,08	13,68	34,24	5,01
К2	G2	28,3	20,4	78,4	27,93
	Система + G1, G2	32	27,8	85,2	15,3
	Суммарное значение	60,3	48,2	163,6	43,23

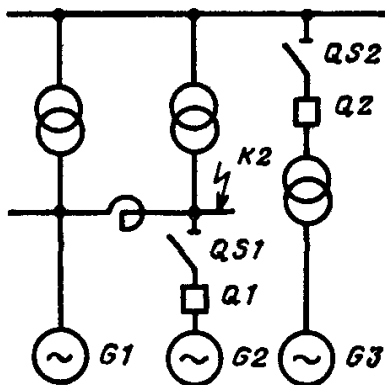


Рис. 20. Упрощенная схема

Решение. Выбор Q1, QS1. Расчетные токи продолжительного режима работы:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{63 * 10^3}{\sqrt{3} * 10,5 * 0,8} = 4330 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} * 0,95 \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{63 * 10^3}{\sqrt{3} * 10,5 * 0,95 * 0,8} = 4558 \text{ А.}$$

Расчетные токи КЗ принимаем по табл. 4.8.

$$I_{n,0} = 32 \text{ кА}; I_{n,\tau} = 27,8 \text{ кА}; i_y = 85,2 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau} = 15,3 \text{ кА}; Вк = 32^2(4 + 0,14) = 4239 \text{ кА}^2 * \text{с.}$$

Выбираем по каталогу выключатель LF 6, 10 кВ (SCHNEIDER ELECTRIC) (элегазовый, 10кВ, номинальный ток отключения 50 кА, для умеренного климата, закрытой установки).

Выбираем разъединитель РВК-10-5000 по каталогу, $i_{\text{дин}} = 200$ кА; $I_{\text{мер}} = 70$ кА; $t_{\text{мер}} = 10$ с. Расчетные и каталожные данные сведены в табл. 4.

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

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{max}} = \frac{125 * 10^3}{\sqrt{3} * 110} = 656 \text{ А.}$$

Расчетные токи КЗ принимаем по табл. 4.8 с учетом того, что все цепи на стороне ВН проверяются по суммарному току КЗ на шинах: $I_{n,0} = 14,08$ кА; $I_{n,\tau} = 13,68$ кА; $i_y = 34,24$ кА; $i_{a,\tau} = 5,01$ кА; $Вк = 14,08^2(0,18 + 0,14) = 63,44 \text{ кА}^2 * \text{с.}$

Выбираем по каталогу элегазовый выключатель ВГТ-110-2500-40 ХЛ1 (номинальный ток 2500А, ток отключения 40 кА). Привод к выключателю ППрК-1800С.

Выбираем по каталогу разъединитель типа РНДЗ-110/1000У1 (разъединитель для наружной установки, двухколонковый, с заземляющим ножом, на 110 кВ, 1000 А). Привод – ПР-У1.

Все расчетные и каталожные данные сведены в табл. 4.

Таблица 4. Расчетные и каталожные данные

Условия выбора и проверки	Расчетные величины	Каталожные данные
выбор		
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 656$ А	$I_{ном} = 2000$ А
$I_{по} \leq I_{откл}$	$I_{по} = 13,68$ кА	$I_{откл} = 40$ кА
проверка		
$I_{по} \leq I_{вкл}$	$I_{по} = 13,68$ кА	$I_{вкл} = 40$ кА
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 34,24$ кА	$i_{дин} = 102$ кА
$I_{по} \leq I_{пр.ск}$	$I_{по} = 13,68$ кА	$I_{пр.ск} = 40$ кА
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t$	$B_K = 63,44 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t = 40^2 \cdot 3$ $= 4800$ $\cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$

4. Выбор измерительных аппаратов

Измерительные трансформаторы тока: $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$;
 $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $\kappa_n I_{ном} \geq I_{max}$; $\kappa_{дин} \sqrt{2} I_{1ном} \geq i_{уд}$; $(\kappa_{тер} I_{1ном})^2 t_{тер} \geq B_K$
 $Z_{2ном} \geq Z_2 \approx r_2$ (в необходимом классе точности).

Измерительные трансформаторы напряжения $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$;
 $S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$ (в необходимом классе точности).

Опорные изоляторы $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$; $F_{доп} = 0,6F_{разр} \geq F_{расч}$ (для одиночных изоляторов, $F_{доп} = 2 \cdot 0,5F_{разр} = F_{разр} \geq F_{расч}$ (для спаренных изоляторов)).

Проходные изоляторы $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$; $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$;
 $\kappa_n I_{ном} \geq I_{max}$, $F_{доп} = 0,6F_{разр} \geq F_{расч}$ (по допустимой нагрузке).

Задача 7. Выбрать трансформаторы тока и напряжения для присоединения измерительных приборов в цепи генератора ТВФ-63-2, включенного на сборные шины 10,5 кВ. Значения токов КЗ приведены в задаче 6.

Решение. Схема включения приборов показана на рис. 21. Так как участок выводов генератора до стены турбинного отделения выполнен комплектным токопроводом ТЭКН-20/7800, то выбираем трансформаторы тока, встроенные в токопровод, ТШВ15-6000-0,5/10Р, $r_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$; $k_{мер} = 20$; $t_{мер} = 3 \text{ с}$. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в табл. 5.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения (рис. 21) и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора ТА1 (табл. 6. 4.13).

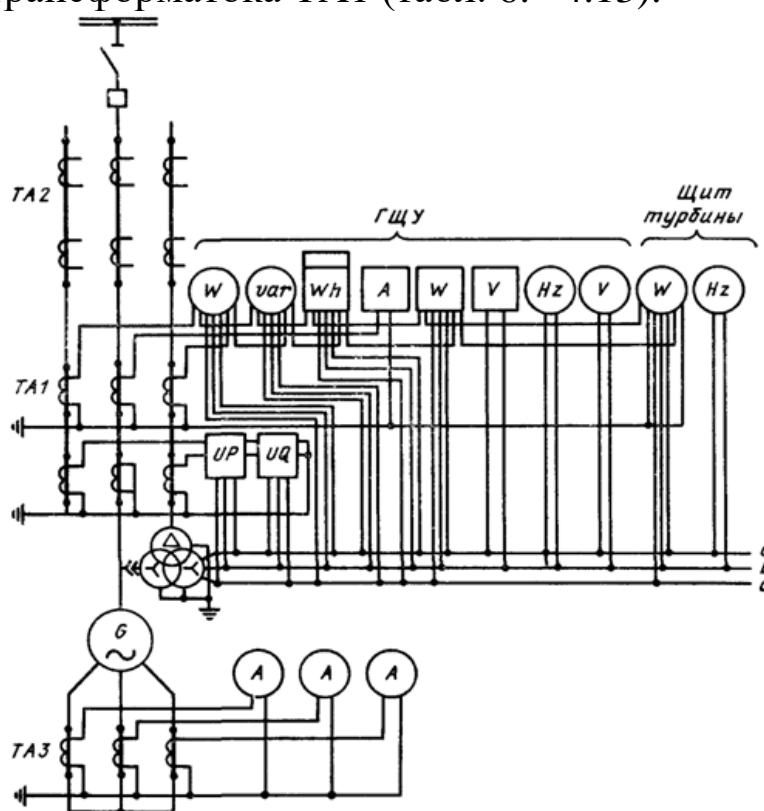


Рис. 21. Схема включения измерительных приборов генератора

Таблица 5. Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные:	Каталожные данные:
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{max} = 4558 \text{ А}$	$I_{ном} = 6000 \text{ А}$
$t_y = 85,2 \text{ кА}$	Не проверяются
$B_k = 4239 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(k_{тер} I_{ном})^2 t_{тер} =$ $= (20 \cdot 6)^2 \cdot 4 =$ $= 57600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$
$r_2 = 0,943 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$

Таблица 6. Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В А, фазы		
		A	B	C
Ваттметр	Д-335	0,5	—	0,5
Варметр	Д-335	0,5	—	0,5
Счетчик ак- тивной энергии	САЗ-И680	2,5	—	2,5
Амперметр регистри- рующий	Н-344	—	10	—
Ваттметр ре- гистрирую- щий	Н-348	10	—	10
Ваттметр (щит тур- бины)	Д-335	0,5	—	0,5
Итого		14	10	14

Из табл. 6 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Общее сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{14}{25} = 0,56 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{приб} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом.}$$

Для генератора 32 МВт применяется кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина 40 м, трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому $I_{расч} = I$, тогда сечение

$$q = \frac{pl_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,54} = 2,1 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

В цепи комплексного токопровода установлен трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06-10У3. Проверим его по вторичной нагрузке. Подсчет нагрузки основной обмотки трансформатора напряжения приведен в табл. 7.

Вторичная нагрузка

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,65 \text{ ВА.}$$

Выбранный трансформатор ЗНОЛ.06-10У3 имеет номинальную мощность 75 ВА в классе точности 0,5 необходимом для присоединения счетчиков. Таким образом, $S_{2\Sigma} = 71,65 < S_{\text{ном}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

Задача 8. Выбрать трансформатор напряжения на сборных шинах подстанции. Подстанция с постоянным дежурством персонала. Установленная мощность трансформаторов $2 \times 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

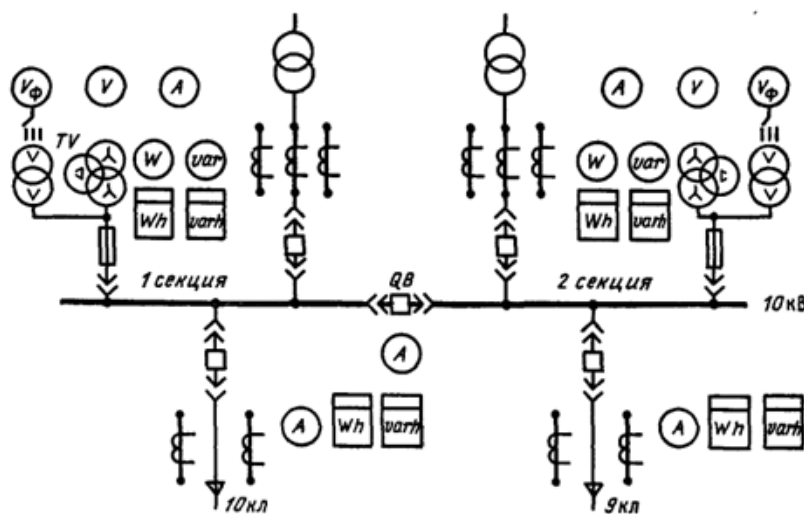


Рис. 22. Измерительные приборы на стороне 10 кВ подстанции

Решение. На рис. 22 показано размещение измерительных приборов. Предполагая, что на стороне 10 кВ применено комплектное РУ наружной установки, выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ.09-10У2, $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $S_{2 \text{ ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$ в классе точности 0,5. Подсчет вторичной нагрузки приведен в табл. 7.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения первой секции

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{137^2 + 319^2} = 347 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Три трансформатора напряжения, соединенных в звезду, имеют мощность $3 \times 75 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$, что меньше $S_{2\Sigma}$. Поэтому предусматриваем дополнительно установку двух однофазных трансформаторов НОЛ.08-10У2, соединенных по схеме открытого треугольника, общем мощностью $2 \times 75 = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$. Полная мощность всех установленных на первой секции трансформаторов напряжения $225 + 150 = 375 \text{ В} \cdot \text{А}$, что больше $S_{2\Sigma} = 347 \text{ В} \cdot \text{А}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Выбор трансформатора напряжения на второй секции производится аналогично.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.

Таблица 7. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Тип	S одной обмотки, В·А	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, ВА	
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	1	0	1	2	-	
Ваттметр	Ввод 10 кВ от трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной ЭЭ		И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счетчик реактивной ЭЭ		И-673	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счетчик активной ЭЭ	Линии 10 кВ	И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	10	60	145
Счетчик реактивной ЭЭ		И-673	3 Вт	2	0,38	0,925	10	60	145
Итого							137	319	

5. Выбор проводников и токоограничивающих реакторов

Реакторы: $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$; $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $K_n I_{ном} \geq I_{мах}$;
 $i_{дин} \geq i_{уд}$; $I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$; x_p выбирается из условия необходимого ограничения токов КЗ и допустимой потери напряжения в реакторе в нормальном режиме и при КЗ.

Шины, провода неизолированные $q_{ст} \approx q_{эк} = \frac{I_{норм.расч}}{j_{э}}$;

$$I_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{норм.расч}}; K_n I_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{max}}; \quad \sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}; \quad \mathcal{G}_{\text{к.доп}} \geq \mathcal{G}_{\text{к}} \quad \text{ИЛИ}$$

$$q_{\text{ст}} \geq q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_T} \quad - \text{ на термическую стойкость.}$$

Силовые кабели, провода изолированные: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}};$

$$q_{\text{ст}} \approx q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм.расч}}}{j_{\text{э}}}; \quad I_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{норм.расч}}; K_n I_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{max}}; \quad \mathcal{G}_{\text{к.доп}} \geq \mathcal{G}_{\text{к}}$$

$$\text{ИЛИ} \quad q_{\text{ст}} \geq q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_T} .$$

Закрытые шинные, токопроводы: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}};$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}; K_n I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}; \quad \sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}} \quad \text{ИЛИ} \quad F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}; \quad \mathcal{G}_{\text{к.доп}} \geq \mathcal{G}_{\text{к}}$$

Задача 9. Выбрать групповой реактор для ограничения тока КЗ в цепях шести линий, питающих потребителей от шин 10 кВ генераторного распределительного устройства ТЭЦ (рис. 23). Максимальный ток продолжительного режима работы для каждой линии $I_{\text{max}} = 310 \text{ А}$. Суммарное начальное значение периодической составляющей тока КЗ на шинах 10 кВ $I_{\text{n,0,КЗ}} = 60,69 \text{ кА}$. К установке на линиях принимается выключатель ВВЭ-М-10 с $I_{\text{отк,ном}} = 20 \text{ кА}$. Основная релейная защита – максимальная токовая с выдержкой времени, полное время отключения КЗ $t_{\text{отк}} = 1,2 \text{ с}$.

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

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

Определим результирующее сопротивление цепи КЗ при отсутствии реактора по (3.98):

$$x_{\text{рез}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 60,69} = 0,1 \text{ Ом}.$$

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

$$x_{\text{рез}}^{\text{треб}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,303 \text{ Ом}.$$

Требуемое сопротивление реактора для ограничения тока КЗ

$$x_p^{тр\acute{e}б} = 0,303 - 0,1 = 0,203 \text{ Ом.}$$

Выбираем окончательно реактор РБСГ-10-2 × 1000-0,22 с параметрами: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 1000 \text{ А}$, $x_p = 0,22 \text{ Ом}$, $i_{max} = 55 \text{ кА}$.

Результирующее сопротивление цепи КЗ с учётом реактора

$$x'_{рез} = 0,11 + 0,22 = 0,32 \text{ Ом.}$$

Фактическое значение периодической составляющей тока КЗ за реактором

$$I_{n,0} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,32} = 18,85 \text{ кА.}$$

Проверка стойкости реактора в режиме КЗ

Электродинамическая стойкость. Ударный ток КЗ

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} I_{n,0} k_y = \sqrt{2} \cdot 18,85 \cdot 1,956 = 52,35 \text{ кА},$$

где $k_y = 1,956$ (определено по табл. 3.8).

Условие электродинамической стойкости

$$i_{дин} = 55 \text{ кА} > i_y^{(3)} = 52,35 \text{ кА}$$

выполняется.

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

Условие термической стойкости

$$B_k^{зав} = 25,6^2 \cdot 8 > B_{к,расч} = I_{n,0}^2 (t_{отк} + T_a) = 18,85^2 \cdot (1,2 + 0,23) = 508,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

выполняется ($T_a = 0,23 \text{ с}$ по табл. 8).

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

$$U_{ост} \% = x_p \frac{\sqrt{3} I_{n,0} \cdot 100}{U_{ном}} = 0,22 \frac{\sqrt{3} \cdot 18,85 \cdot 100}{10} = 71,7\%.$$

Потеря напряжения при протекании максимального тока в нормальном режиме работы определяется с учётом уменьшения сопротивления в нормальном режиме по:

$$\begin{aligned} \Delta U_p \% &= x_p (1 - k_{св}) \frac{\sqrt{3} I_{max} \cdot 100}{U_{ном}} \sin \varphi \\ &= 0,22 (1 - 0,53) \frac{\sqrt{3} \cdot 0,93 \cdot 100}{10} = 0,88\%, \end{aligned}$$

где $k_{св} = 0,53$ (из каталога для данного реактора); коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi$ принят равным 0,85, т.е. $\sin \varphi = 0,53$.

Выбранный реактор удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

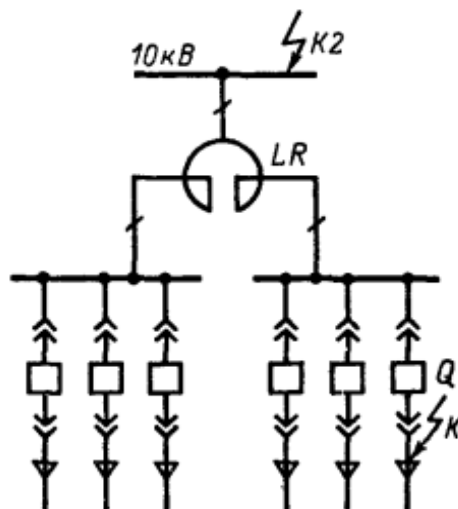


Рис. 23.

Таблица 8. Значения постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ и ударного коэффициента

Элементы или части энергосистемы	T_a, c	k_y
Турбогенераторы мощностью МВт: 12 - 60	0,16 - 0,25	1,94 - 1,955
100 - 1000	0,4 - 0,54	1,975 - 1,98
Блоки, состоящие из турбогенератора мощностью 60 МВт и трансформатора (на стороне ВН), при номинальном напряжении генератора, кВ		
6,3	0,2	1,95
10	0,15	1,935
Блоки, состоящие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генераторов, МВт		
100 - 200	0,26	1,965
300	0,32	1,97
500	0,35	1,973
800	0,3	1,967
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ		
35	0,02	1,608
110 - 150	0,02 - 0,03	1,608 - 1,717
220 - 330	0,03 - 0,04	1,717 - 1,78
500 - 750	0,06 - 0,08	1,85 - 1,895
Система, связанная со сборными шинами 6 - 10 кВ, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью, МВ · А в единице		
80 и выше	0,06 - 0,15	1,85 - 1,935

32 – 80	0,05 – 0,1	1,82 – 1,904
5,6 – 32	0,02 – 0,05	1,6 – 1,82
Ветви защищенные реактором с номинальным током, А		
1000 и выше	0,23	1,956
630 и ниже	0,1	1,904
Распределительные сети напряжением 6 – 10 кВ	0,01	1,369

Задача 10. Выбрать сборные шины 110 кВ и токоведущие части в блоке от сборных шин до выводов блочного трансформатора (рис. 18). Генератор ГЗ типа ТВФ-100-2, трансформатор ТДЦ-125000/110, $T_{\max} = 6000$ ч. Токи КЗ на шинах 110 кВ: $I_{n0}^{(3)} = 14,18$ кА; $i_y = 34,56$ кА.

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

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

Блочный трансформатор не может быть нагружен мощностью, большей, чем мощность генератора 118 МВА, поэтому

$$I_{\text{max}} = I_{\text{норм}} = 620 \text{ А.}$$

Принимаем АС-300/48, $q = 300 \text{ мм}^2$, $d = 24,4 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 690 \text{ А}$.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

Проверка шин на сжестывание не производится, так как $I_{n0}^{(3)} < 20 \text{ кА}$ [1].

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

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

Начальная критическая напряженность

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1,22}} \right) = 31,6 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность вокруг провода

$$E = \frac{0.354U}{r_0 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0.354 \cdot 121}{1.22 \lg \frac{1,26 \cdot 300}{1,22}} = 14,1 \text{ кВ/см.}$$

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

Условие проверки:

$$1,07E < 0,9E_0;$$

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

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

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

$$q_э = \frac{I_{\text{норм}}}{J_э} = \frac{620}{1} = 620 \text{ мм}^2.$$

Принимаем два провода в фазе АС-300/48, наружный диаметр 24,4 мм, допустимый ток $2 \cdot 690 = 1380 \text{ А}$.

Проверяем провода по допустимому току

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

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

Задача 11. Выбрать число и марки проводов в гибком токопроводе для присоединения генератора ТВФ-63 с распределительным устройством 10 кВ, если $T_{\text{max}} = 6000 \text{ ч}$, $I_{n0}^{(3)} = 50 \text{ кА}$, допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям $h = 2,5 \text{ м}$. Проверить токопровод по условиям схлестывания при КЗ.

Решение. Выбираем сечение по экономической плотности тока $J_э = 1 \text{ А/мм}^2$

$$q_э = \frac{I_{\text{норм}}}{J_э} = \frac{4330}{1} = 4330 \text{ мм}^2.$$

Принимаем для несущих провода АС-500/64, тогда сечение алюминиевых проводов должно быть

$$q_a = q_э - q_{\text{АС}} = 4330 - 2 \cdot 500 = 3330 \text{ мм}^2$$

Число проводов А-500

$$n = \frac{3330}{50} = 6,06$$

Принимаем токопровод $2 \times \text{АС-500/64} + 6 \times \text{А-500}$ диаметром $d = 160$ мм, расстояние между фазами $D = 3$ м.

Проверяем по допустимому току:

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

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

Проверяем токопровод по условиям схлестывания. Сила взаимодействия между фазами

$$f = \frac{1,5 I_{n0}^{(3)2}}{D} 10^{-7} = \frac{1,5 \cdot 50000^2}{3} 10^{-7} = 125 \text{ Н/м.}$$

Сила тяжести 1 м токопровода (с учетом массы колец 1,6 кг, массы 1 м провода АС-500/64 1,85 кг, провода А-500 1,38 кг) определяется

$$g = 9,8(2 \cdot 1,85 + 6 \cdot 1,38 + 1,6) = 133 \text{ Н/м.}$$

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

$$t_{\text{эк}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с;}$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5.$$

По диаграмме [1] для значения $f/g = 125/133 = 0,94$ находим $b/h = 0,24$, откуда $b = 0,24 \cdot 2,5 = 0,6$ м.

Допустимое отклонение фазы

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} = \frac{3 - 0,16 - 0,2}{2} = 1,32 \text{ м}$$

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

Проверяем гибкий токопровод по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Усилие на каждый провод

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{I_{n0}^{(3)2}}{d} = \frac{8-1}{8^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{50^2 \cdot 10^6}{0,16} = 341,8 \text{ Н/м}$$

Удельная нагрузка на каждый провод от взаимодействия при КЗ

$$\gamma_k = \frac{f_u}{q} = \frac{341,8}{500} = 0,683 \text{ МПа/м.}$$

Удельная нагрузка на провод АС-500 от собственного веса

$$\gamma_1 = \frac{9,8m}{q} = \frac{9,8 \cdot 1,38}{500} = 0,027 \text{ МПа/м.}$$

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

$$\sigma_{\max} = \frac{T_{\phi, \max}}{nq} = \frac{100 \cdot 10^3}{8 \cdot 500} = 25 \text{ МПа}$$

Определяем допустимое расстояние между распорками внутри фазы

$$\begin{aligned} l_p &= k\sigma_{\max} 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(k-1)\sigma_{\max} 24\beta}{(\gamma_k + k\gamma_1)(\gamma_k - k\gamma_1)}} = \\ &= 1,8 \cdot 25 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{0,8 \cdot 25 \cdot 24 \cdot 159 \cdot 10^{-13}}{(0,683 + 1,8 \cdot 0,027)(0,683 - 1,8 \cdot 0,027)}} \\ &= 5,77 \text{ м} \end{aligned}$$

Таким образом, в токопроводе необходима установка внутрифазных распорок на расстоянии не более 5,77 м друг от друга.

Задача 12. Выбрать сечение кабеля в цепи линии 10 кВ, присоединенной к групповому реактору; $I_{\text{норм}} = 200$ А, $I_{\text{max}} = 310$ А. Кабель прокладывается в кабельном полуэтаже закрытого распределительного устройства, $\vartheta_0 = 30^\circ\text{C}$, $T_{\text{max}} = 4500$ ч.

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

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{э}}} = \frac{200}{1,4} = 142,85 \text{ мм}^2$$

По условиям монтажа принимаем два кабеля по 95 мм^2 , $I_{\text{доп, ном}} = 155$ А. Поправочный коэффициент на температуру воздуха по табл. 1.3.3 ПУЭ 0,93, тогда длительно допустимый ток два кабеля $I_{\text{доп}} = 0,93 \cdot 155 \cdot 2 = 288,3$ А, что меньше $I_{\text{max}} = 310$ А, поэтому увеличиваем сечение до 120 мм^2 ; $I_{\text{доп, ном}} = 185$ А; $I_{\text{доп}} = 0,93 \cdot 185 \cdot 2 = 344,1$ А, что больше $I_{\text{max}} = 310$ А.

В конкретных условиях, при известной длительности наибольшей нагрузки, можно учесть допустимую перегрузку кабелей (табл. 1.3.1 и 1.3.2 ПУЭ) и принять меньшее сечение.

Для проверки термической стойкости определяем ток КЗ за пучком из двух кабелей (§1.4.17 ПУЭ).

По примеру 3.9 $x_{\text{рез}} = 0,32$ Ом, по табл. 3.3 $x_0 = 0,08$ Ом/км. Примем длину кабеля 50 м, тогда результирующее сопротивление увеличится всего на $0,08 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 0,004$ Ом.

Если учесть активное сопротивление, то по табл. 5.32 [2.4] $r_0 = 0,28 \text{ Ом/км}$, тогда

$$r = r_0 l = 0,28 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 0,014 \text{ Ом.}$$

С учетом параллельного соединения кабелей полное результирующее сопротивление

$$Z_{рез} = \sqrt{(0,32 + 0,002)^2 + 0,007^2} = 0,322 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ за пучком кабелей

$$I_{n,0} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,322} = 18,82$$

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

$$W_k = I^2 n,0 (t_{откл} + T_a) = 9,41^2 (1,2 + 0,23) = 126,62 \text{ кА}^2 \text{ с.}$$

Минимальное сечение по термической стойкости по (3.90)

$$q_{min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C} = \frac{\sqrt{126,62 \cdot 10^6}}{100} = 112,5 \text{ мм}^2$$

где $C = 100$.

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

6. Выбор схем собственных нужд подстанций и ТСН

Выбор вида оперативного тока

На ПС напряжением 35 кВ (кроме ответвительных и тупиковых) и выше должна применяться система оперативного постоянного тока (система ОПТ, СОПТОТ) напряжением 220 В.

На ПС с высшим напряжением 35–110 кВ применяется одна аккумуляторная батарея, 220 кВ – две.

Для организации выпрямленного ОТ должны быть использованы стабилизированные блоки напряжения, которые должны быть подключены к трансформаторам напряжения на стороне ВН подстанции, и токовые блоки питания, подключаемые ко вторичным цепям отдельностоящих трансформаторов тока на стороне ВН ПС. При необходимости предусматривается установка дополнительного блока стабилизированного напряжения, подключенного к трансформатору собственных нужд, который принимает на себя

часть нагрузки оперативных цепей в нормальном режиме работы. Для питания цепей сигнализации могут применяться нестабилизированные блоки напряжения, которые должны быть подключены к секциям щита собственных нужд.

В курсовом проектировании рекомендуется применение оперативного постоянного или выпрямленного тока.

Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчет нагрузки собственных нужд двухтрансформаторной ПС проделать с использованием табл. 9, учесть, что ПС без дежурного персонала, результаты расчета поместить в таблицу 9. На всех двухтрансформаторных ПС 35–750 кВ должны быть установлены два ТСН со скрытым резервом.

Таблица 9. Расчетные нагрузки собственных нужд подстанции

Электроприемник	Установленная мощность	Коэф. мощн. $\cos\varphi$	Количество	Коэфф. спроса	Расчетная мощность	
					кВт	кВ·А
-	кВт	-	шт	-	кВт	кВ·А
1	2	3	4	5	6	7
Электродвигатели обдува трансформатора	см. таблицу 10	0,85		0,85		
Устройство подогрева выключателя ВГТ–110 (220)	1,65(3·1,65)*	1		1,0		
То же ВБЗП(Е)-35	2,4*	1		1,0		
То же шкафа КРУ	1*	1		1,0		
То же шкафа релейной аппаратуры	0,5*	1		1,0		
Отопление, освещение и вентиляция помещения для персонала	5,5	1		0,6–1,0		
Отопление общеподстанционного пункта управления	ОПУ-7 – 6 ОПУ-8 – 12	1		1,0		
Наружное освещение	5	1		0,5		

Оперативные цепи	1,8	1		1,0		
ИТОГО:						

Примечание: *установленная мощность устройств подогрева зависит от типа и вида электрооборудования.

Таблица 10. Установленная мощность устройств охлаждения трансформаторов

Тип трансформатора	Установленная мощность, кВт
ТДН-10000/35	1,5
ТДН-10000/110	1
ТДН-16000/110	1,5
ТРДН-25000/110	2,5
ТРДН-40000/110	3
ТРДН-63000/110	4

Выбор схемы питания трансформаторов собственных нужд

Схема питания ТСН зависит от вида оперативного тока. На ПС с постоянным оперативным током ТСН присоединяются через предохранители или выключатели к шинам РУ 6–35 кВ. На ПС с переменным или выпрямленным током ТСН присоединяются через предохранители к вводам НН трансформаторов до их выключателей (рис. 24).

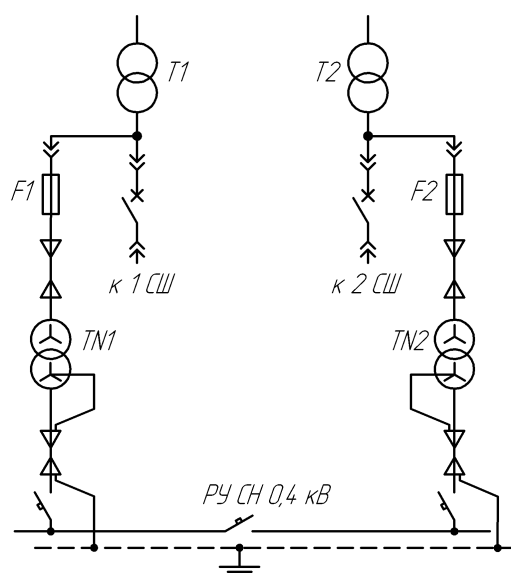


Рис. 24. Схема подключения ТСН

Сухие ТСН обычно применяются в шкафах КРУ, масляные ТСН – в шкафах КРУН. ТСН мощностью более 63 кВ·А размещают вне КРУ, а их коммутационные аппараты устанавливают в КРУ.

Соединение таких ТСН с коммутационными аппаратами выполняются кабелями.

7. Выбор силовых трансформаторов

Совокупность допустимых для трансформатора нагрузок и перегрузок по току в условиях, отличных от номинальных, называется нагрузочной способностью.

Номинальными приняты условия, при которых среднегодовая температура охлаждающего воздуха равна плюс 20°C. Срок службы силовых трансформаторов составляет 25 лет и определяется в основном сроком службы изоляции.

На большей части территории нашей страны температура охлаждающего воздуха в зимнее время достигает от минус 5 до минус 15°C, а среднегодовая температура от плюс 8 до плюс 15°C.

Если трансформатор будет установлен в условиях со среднегодовой температурой воздуха меньшей плюс 20°C, например, плюс 8°C, то его срок службы увеличится до 40–50 лет. За это время трансформатор морально и физически устареет. Поэтому более целесообразным является режим систематических (ежедневных) нагрузок (перегрузок), который предусматривает увеличенные нагрузки, превышающие номинальную мощность трансформатора в течение нескольких часов.

Аварийные перегрузки вызывают повышенный износ витковой изоляции, что может привести к сокращению нормированного срока службы трансформатора, если повышенный износ впоследствии не компенсирован нагрузкой с износом изоляции ниже нормального.

Поэтому выбор мощности силовых трансформаторов делают с расчетом систематических нагрузок и аварийных перегрузок по ГОСТ 14209–97. В контрольной работе проверка силового трансформатора достаточна по аварийным перегрузкам.

Наиболее часто проектируются двухтрансформаторные ПС, другое количество силовых трансформаторов применяется редко и

должно быть экономически обосновано, при этом трансформаторы выбираются однотипными и располагаются обычно на открытой части ПС.

7.1. Приближенный выбор по аварийной перегрузке

Сначала следует сделать приближенный выбор мощности и типа силовых трансформаторов в следующем порядке:

а) вычислить расчетную мощность трансформатора по формуле:

$$S_p = \frac{P_{\max} \cdot K_{I,II,III} \cdot 1000}{\cos \varphi \cdot (N - 1) \cdot K_{II}}, \text{кВА},$$

где P_{\max} – заданная максимальная нагрузка, МВт (см. приложение А, табл. А.3),

$K_{I,II,III}$ – коэффициент участия в максимальной нагрузке потребителей I и II категорий и 70% потребителей III категории,

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности (см. приложение А, табл. А.4),

N – количество трансформаторов на ПС,

K_{II} – коэффициент аварийной перегрузки, равный 1,3–1,5;

б) округлить расчетную мощность трансформатора до ближайшего стандартного номинального значения $S_{\text{ном}}$;

в) выбрать тип понижающего трансформатора с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) в зависимости от заданных величин ВН и НН и номинальной мощности.

7.2. Расчет графика нагрузки для нормального режима

График нагрузки (ГН) для нормального режима (см. приложение А, рис. А.1), заданный в процентах, необходимо выразить в именованных единицах полной мощности, учитывая, что 100% соответствуют максимальной полной нагрузке, вычисляемой по формуле:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max} \cdot 1000}{\cos \varphi}, \text{МВ} \cdot \text{А}.$$

7.3. Корректировка заданного графика нагрузки для послеаварийного режима

Необходимо провести корректировку заданного графика нагрузки для послеаварийного режима. Послеаварийный режим наступает после повреждения в силовом трансформаторе и отключения его релейной защитой.

На время ремонта поврежденного трансформатора или его замены часть малоответственных потребителей III категории могут быть переведены в режим работы «провала» в ночное время заданного ГН без ущерба для технологического процесса промышленного предприятия.

В контрольной работе принять, что нагрузка группы малоответственных потребителей составляет 30% нагрузки потребителей III категории, а их ГН в послеаварийном режиме соответствует ГН, изображенном на рисунке А.1 (приложение А).

Для повышения надежности электроснабжения потребителей кроме основного источника питания должен быть и резервный, от которого можно получить необходимый процент резервной мощности.

В результате этого ГН в именованных единицах должен быть скорректирован с учетом заданного процента резерва. Но если силовой трансформатор не пройдет по аварийной перегрузке, то далее необходимо перевести группу малоответственных потребителей III категории из нормального режима в послеаварийный режим.

7.4. Определение параметров двухступенчатого прямоугольного графика нагрузки для послеаварийного режима

Пример преобразования заданного ГН в двухступенчатый прямоугольный ГН показан на рисунке 25.

На ГН (рис. 25) нанести горизонтальную прямую с ординатой, равной $S_{ном}$. Верхняя часть ГН, отсекаемая проведенной прямой ($S_{ном}$), является зоной максимальных нагрузок послеаварийного режима, т. е. зоной аварийных перегрузок силового трансформатора.

Вычислить эквивалентную нагрузку в зоне максимальных нагрузок послеаварийного режима для силового трансформатора можно по формуле:

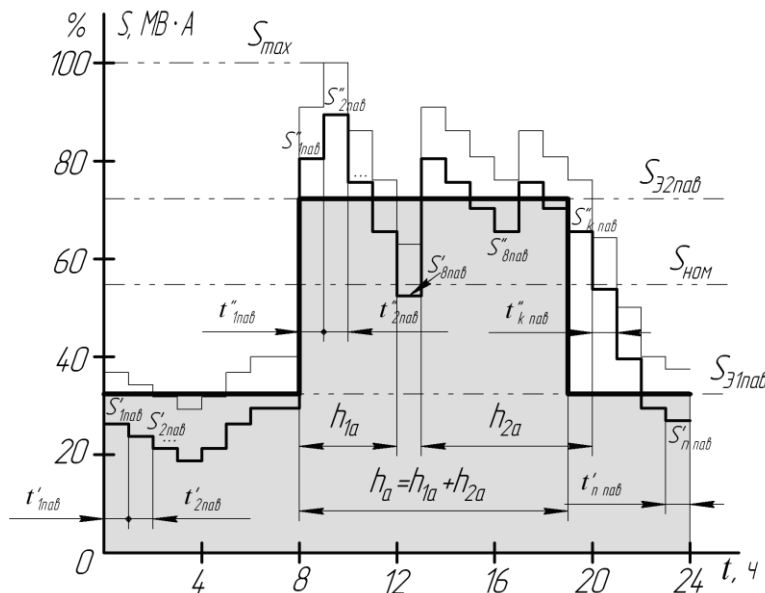
$$S_{\Sigma 2нав} = \sqrt{\frac{(S_{1нав}^{//})^2 t_{1нав}^{//} + (S_{2нав}^{//})^2 t_{2нав}^{//} + \dots + (S_{kнав}^{//})^2 t_{kнав}^{//}}{t_{1нав}^{//} + t_{2нав}^{//} + \dots + t_{kнав}^{//}}}, \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

где $S_{1нав}^{//}$, $S_{2нав}^{//}$, ..., $S_{kнав}^{//}$ – нагрузки в МВ·А на различных ступенях ГН продолжительностью $t_{1нав}^{//}$, $t_{2нав}^{//}$, ..., $t_{kнав}^{//}$ соответственно в зоне максимальных систематических нагрузок послеаварийного режима (зона аварийных перегрузок силового трансформатора).

На ГН нанести горизонтальную прямую с ординатой, равной $S_{\Sigma 2нав}$. Определить продолжительность аварийной перегрузки h_a , отметив ее на ГН. Она может состоять из нескольких участков.

В этом случае при вычислении $S_{\Sigma 2нав}$ учитываются все участки максимальной нагрузки послеаварийного режима, а продолжительность аварийной перегрузки h_a определяется как сумма интервалов времени h_{1a} , h_{2a} , ..., h_{na} на отдельных участках ГН, как, например, на рисунке 25:

$$h_a = h_{1a} + h_{2a}, \text{ ч.}$$



— заданный ГН нормального режима, — ГН ПАВ, — двух-ступенчатый прямоугольный ГН

Рис. 25. Пример преобразования графика нагрузки

Вычислить эквивалентную нагрузку в зоне начальной нагрузки послеаварийного режима для силового трансформатора по формуле:

$$S_{\text{Э1 на в}} = \sqrt{\frac{(S'_{1 \text{ на в}})^2 t'_{1 \text{ на в}} + (S'_{2 \text{ на в}})^2 t'_{2 \text{ на в}} + \dots + (S'_{n \text{ на в}})^2 t'_{n \text{ на в}}}{t'_{1 \text{ на в}} + t'_{2 \text{ на в}} + \dots + t'_{n \text{ на в}}}}, \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где $S'_{1 \text{ на в}}, S'_{2 \text{ на в}}, \dots, S'_{n \text{ на в}}$ – нагрузки на различных ступенях точного ГН продолжительностью соответственно $t'_{1 \text{ на в}}, t'_{2 \text{ на в}}, \dots, t'_{n \text{ на в}}$ в зоне начальной нагрузки послеаварийного режима.

При вычислении $S_{\text{Э1 на в}}$ следует учесть все ступени, относящиеся к начальной нагрузки до начала максимальной нагрузки послеаварийного режима, в перерывах между максимальными нагрузками послеаварийного режима и после них, т.е. должно выполняться равенство

$$t'_{1 \text{ на в}} + t'_{2 \text{ на в}} + \dots + t'_{n \text{ на в}} + h_a = 24 \text{ ч.}$$

Вычислить расчетные коэффициенты:

$$K_{1a} = S_{\text{Э1 на в}} / S_{\text{ном}},$$

$$K_{2a} = S_{\text{Э2 на в}} / S_{\text{ном}}.$$

Если окажется, что $K_{1a} > 1$, увеличить номинальную мощность силового трансформатора до следующей стандартной величины.

7.5. Определение возможности аварийных перегрузок

Возможность аварийных перегрузок определить по ГОСТ 14209-97.

Для этого:

а) скорректировать заданную эквивалентную зимнюю температуру $\theta_{\text{ЭК}}$ в зависимости от системы охлаждения силового трансформатора по графику (рис. 26), если она отрицательная, т.к. условия охлаждения силового трансформатора зависят от вида системы охлаждения.

Для каждого района нашей страны имеются летние, зимние, среднемесячные и среднегодовые эквивалентные температуры

охлаждающего воздуха, значения которых помещены в справочные таблицы. Поскольку на большинстве главных понизительных подстанций силовые трансформаторы расположены на открытом воздухе, температура окружающего воздуха является температурой охлаждающего воздуха;

б) определить допустимый коэффициент аварийных перегрузок K_2'' по таблице 11, используя значения эквивалентной $\theta_{ЭК}$ или эквивалентной скорректированной зимней температуры $\theta_{СЭК}$, продолжительность аварийной перегрузки h_a , коэффициент начальной нагрузки послеаварийного режима K_{1a} .

Для промежуточных значений K_2'' и эквивалентной температуры окружающей среды, т.е. в интервале между указанными их значениями в таблице 11 K_2'' следует определять линейной интерполяцией;

в) сопоставить расчетный коэффициент K_{2a} с допустимым коэффициентом K_2'' , возможность аварийных перегрузок определяется условием:

$$K_{2a} \leq K_2''.$$

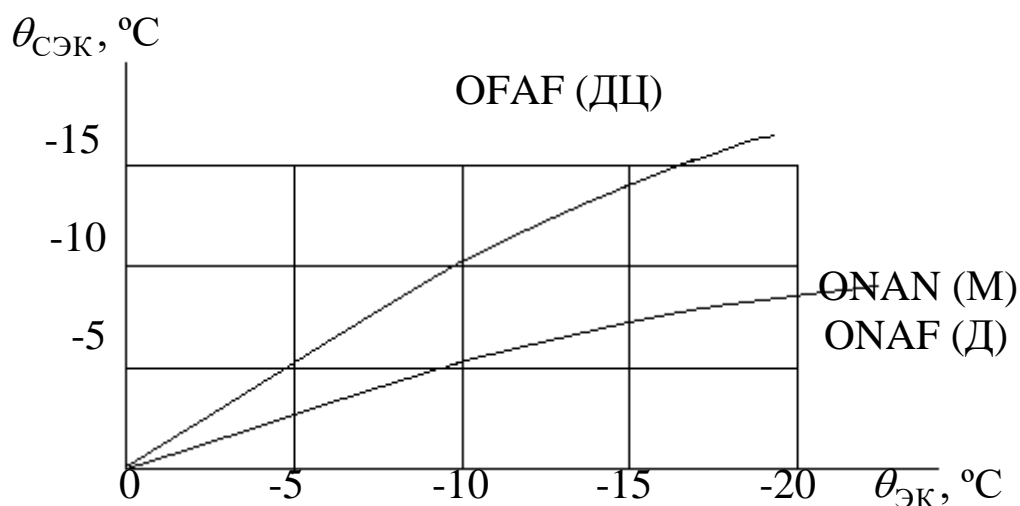


Рис. 26. График коррективы эквивалентной температуры

Реальным проектированием предусмотрена проверка систематических нагрузок и аварийных перегрузок как для зимнего, так и для летнего периода.

В контрольной работе достаточно сделать проверку только для зимнего периода;

г) увеличить номинальную мощность силового трансформатора до следующей стандартной величины, если аварийные перегрузки оказались недопустимыми;

д) проделать определение нагрузок послеаварийного режима для силового трансформатора увеличенной номинальной мощности, если это целесообразно;

е) уменьшить номинальную мощность силового трансформатора до предыдущей стандартной величины, если аварийные перегрузки оказались допустимыми;

ж) проделать определение нагрузок послеаварийного режима для силового трансформатора уменьшенной номинальной мощности, если это целесообразно.

7.6 Окончательный выбор типа и мощности

На основании расчетов, проверок и сопоставлений сделать окончательный вывод о выбранном типе и мощности силовых трансформаторов.

Таблица 11. Нормы допустимых аварийных перегрузок силовых трансформаторов $/K_2^{//}/$

Система охлаждения ONAN (M)							
Эквивалентная температура охл. среды, °С	K_{1a}	0,25	0,5	0,7	0,8	0,9	1
	продолжительность аварийной перегрузки, ч	$K_2^{//}$					
1	2	3	4	5	6	7	8
- 20	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9
	4,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
	8,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	24,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
- 10	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9
	4,0	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7
	8,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	24,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
0	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9
	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8
	4,0	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6
	8,0	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5
	24,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
+ 10	1,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8
	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
	4,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5

	8,0 24,0	1,5 1,4	1,5 1,4	1,5 1,4	1,5 1,4	1,5 1,4	1,5 1,4
Система охлаждения ONAF (Д)							
- 20	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9
	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
	4,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	8,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	24,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
- 10	1,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8
	2,0	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6
	4,0	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5
	8,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	24,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
0	1,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
	2,0	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6
	4,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	8,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	24,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
+ 10	1,0	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6
	2,0	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5
	4,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	8,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	24,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Система охлаждения OFAF (ДЦ)							
- 20	1,0	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	2,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5
	4,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	8,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	24,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
- 10	1,0	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	2,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	4,0	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	8,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	24,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
0	1,0	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
	2,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
	4,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	8,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	24,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
+ 10	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
	2,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	4,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	8,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	24,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3

8. Параллельная работа трансформаторов

При параллельной работе двух или нескольких двухобмоточных трансформаторов выходы их обмоток, относящиеся к одноименным фазам, соединяются между собой как на стороне ВН, так и на НН. Обычно это соединение выполняется на общих, с каждой стороны, шинах подстанции.

Для параллельной работы трехобмоточных трансформаторов подобные соединения должны быть выполнены у обоих трансформаторов соответственно на каждой из трех сторон напряжения (на стороне ВН, СН, НН). Если у трансформаторов соединяются одноименные выводы обмоток только одной стороны напряжения, то при этом получается их совместная, но не параллельная работа.

Несоблюдение условий параллельной работы вызывает уравнительные токи в обмотках включаемых трансформаторов или неравномерное распределение нагрузок и тем большей величины, чем больше отклонение от установленных допусков.

Если напряжения обмоток НН трансформаторов не равны, то величина уравнительного тока будет

$$\dot{I}_{ур} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{z_{к1} + z_{к2}},$$

где \dot{U}_1 и \dot{U}_2 – комплексы вторичных напряжений первого и второго трансформаторов;

$z_{к1}$ и $z_{к2}$ – комплексы сопротивления трансформаторов.

Модуль сопротивления z_k трансформаторов определяется приближенно по упрощенной схеме замещения (из опыта КЗ)

$$z_k = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}}{I_{ном}},$$

где $u_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания;

$U_{ном}$ и $I_{ном}$ – номинальные напряжение и ток трансформатора.

При неравенстве напряжений короткого замыкания $u_{к\%}$ общая нагрузка распределяется между трансформаторами неравномерно, т. е. непропорционально номинальным мощностям трансформаторов. Нагрузки будут распределяться обратно пропорцио-

нально величинам напряжений короткого замыкания трансформаторов. В связи с этим трансформаторы меньших мощностей, имеющие обычно меньшее напряжение короткого замыкания, оказываются перегруженными, а более мощные – недогруженными.

При параллельном включении трансформаторов с равными напряжениями обмоток ВН и НН и с одинаковыми $u_{к\%}$, но принадлежащих к различным группам соединений обмоток, между трансформаторами возникает уравнительный ток

$$I_{ур} = \frac{\Delta U}{z_{к1} + z_{к2}},$$

где $\Delta U = 2U_{ном} \sin \alpha / 2$ – напряжение между одноименными зажимами трансформаторов, определяемое из векторной диаграммы рисунка 27 при равенстве модулей напряжений $U_1 = U_2$;

α – угловое смещение векторов линейных напряжений трансформаторов с неодинаковыми группами соединений;

$z_{к1}$ и $z_{к2}$ – сопротивления трансформаторов.

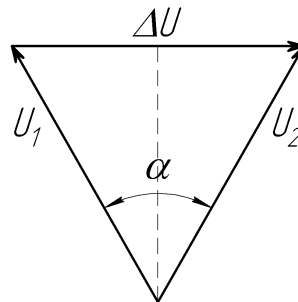


Рис. 27. Векторная диаграмма напряжений при параллельном включении трансформаторов с разными группами соединений

Если подставить в это уравнение выражение $z_{к}$, то при равенстве $u_{к\%}$ и номинальных токов трансформаторов можно получить приближенное выражение для определения уравнительного тока

$$I_{ур} = \frac{200 \sin \alpha / 2}{\frac{u_{к1\%}}{I_{1ном}} + \frac{u_{к2\%}}{I_{2ном}}} \quad \text{или} \quad I_{ур} = \frac{100 \sin \alpha / 2}{u_{к\%}} \cdot I_{ном}.$$

Из этого выражения видно, что уравнительные токи при неодинаковых группах соединений достигают очень больших величин.

Так, при угловом смещении векторов линейных напряжений включаемых трансформаторов $\alpha=180^\circ$ (трансформаторы включены с группами соединений Y/Y_0-0 и $Y/Y-6$) имеет место короткое замыкание на выводах трансформаторов. Так как $u_{к\%}$ лежит в пределах 5–10%, то уравнительный ток при этом достигает 20–10-кратной величины по отношению к номинальному току трансформатора.

Этот случай включения трансформаторов при $\alpha=180^\circ$ является наиболее тяжелым; в других случаях, при меньших угловых смещениях α , уравнительные токи хотя и будут меньше, но все же недопустимо велики.

Так, например, если угловое смещение у трансформаторов различных групп составляет 30° , то для этого угла сдвига уравнительный ток будет равен

$$I_{ур} = \frac{100 \sin 15^\circ}{u_{к\%}} \cdot I_{ном} = \frac{100 \cdot 0,259}{u_{к\%}} \cdot I_{ном} = \frac{25,9}{u_{к\%}} \cdot I_{ном}.$$

При расчете распределения токов нагрузки следует иметь в виду, что напряжения короткого замыкания трехобмоточных трансформаторов при различных мощностях отдельных обмоток всегда должны быть приведены к обмотке большей номинальной мощности.

9. Экономический режим работы трансформаторов

При эксплуатации и проектировании подстанций необходимо предусматривать экономически целесообразный режим работы трансформаторов, который определяется их параметрами и нагрузкой подстанции.

Значительные суточные снижения нагрузки подстанций обычно приходится на весенне-летний период. В такие периоды снижения нагрузок трансформаторы подстанции оказываются длительное время недогруженными, что, как известно, вызывает в них относительное увеличение потерь энергии. Очевидно, что в таких случаях не все трансформаторы подстанции должны находиться в работе, а только часть, соответствующая мощности нагрузки. При любой нагрузке подстанции число включенных трансформаторов должно быть таким, чтобы потери мощности в них были наименьшими.

Определение наиболее выгодного по экономическим соображениям числа параллельно включенных трансформаторов производится с учетом активных и реактивных потерь в них. Потери активной мощности в трансформаторе прямо связаны с уменьшением активной мощности, отдаваемой потребителю.

Потери в трансформаторе разделяются на постоянные – в стали магнитопровода (не зависящие от нагрузки) и переменные – в обмотках, которые изменяются в зависимости от квадрата нагрузки трансформатора:

$$P_m = P_{cm} + P_{об} \left(\frac{S}{S_H} \right)^2.$$

Трансформатор потребляет намагничивающий ток (сталь и обмотки), и потребление реактивной мощности косвенно вызывает увеличение активных потерь в цепи трансформатора.

Для того чтобы передать реактивную мощность от места ее генерирования до трансформатора, нужно затратить активную мощность на покрытие потерь в сети. Увеличение реактивного потребления в трансформаторах связано с увеличением общего тока в проводах и, следовательно, с возрастанием активных потерь.

Реактивная мощность холостого хода, обусловленная намаг-

ничиванием стали сердечника трансформатора, пропорциональна току холостого хода и номинальной мощности трансформатора:

$$q_{cm} = \frac{i_{xx\%}}{100} S_H.$$

Реактивное потребление, связанное с протеканием тока нагрузки через индуктивное сопротивление обмотки, пропорционально напряжению короткого замыкания $u_{к\%}$:

$$q_{об} = \frac{u_{к\%}}{100} S_H.$$

Таким образом, потребление реактивной мощности в трансформаторах увеличивает потоки реактивной мощности в звеньях системы и поэтому вызывает в них повышение потерь активной мощности.

Это повышение потерь учитывается коэффициентом k_ε , называемым экономическим эквивалентом реактивной мощности.

Экономический эквивалент учитывает потери активной мощности, связанные с передачей 1 кВАр реактивной мощности из сети до трансформатора, и выражается в кВт/кВАр. Значения экономического эквивалента приведены на схеме-таблице рисунка 28. В скобках даны значения k_ε в часы минимума нагрузки.

Потери мощности в цепи трансформатора с учетом потребления трансформатором реактивной мощности называются приведенными:

$p_{n.cm} = p_{cm} + k_\varepsilon q_{cm}$ – приведенные потери в стали трансформатора;

$p_{n.об} = p_{об} + k_\varepsilon q_{об}$ – приведенные потери в обмотках трансформатора.

После внесения указанных значений потерь приведенные потери в трансформаторе будут:

$$p_n = (p_{cm} + k_\varepsilon q_{cm}) + (p_{об} + k_\varepsilon q_{об}) \left(\frac{S}{S_H} \right)^2.$$

Трансформатор может иметь наибольший к.п.д. в таком режиме, когда постоянные потери сравниваются с переменными поте-

рями.

Нагрузка трансформатора, при которой потери холостого хода равны потерям короткого замыкания называется, экономической ($S_{\text{эк}}$).

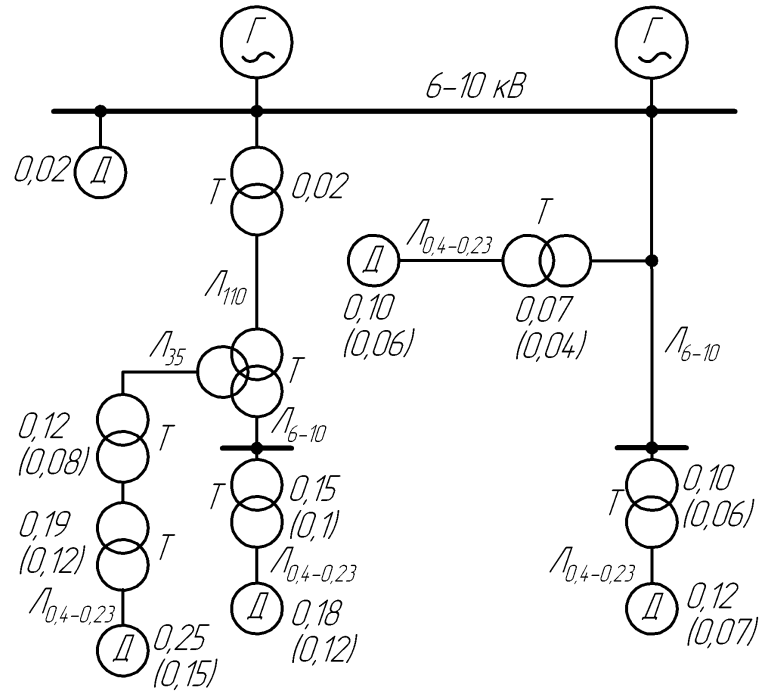


Рис. 28. Схема-таблица значений экономического эквивалента

Тогда условие режима наименьших потерь будет:

$$p_{cm} + k_{\varepsilon} q_{cm} = (p_{об} + k_{\varepsilon} q_{об}) \left(\frac{S_{\text{эк}}}{S_n} \right)^2.$$

Отсюда определяется экономическая нагрузка трансформатора, когда общие потери в нем будут наименьшими:

$$S_{\text{эк}} = S_n \sqrt{\frac{p_{cm} + k_{\varepsilon} q_{cm}}{p_{об} + k_{\varepsilon} q_{об}}}.$$

На подстанции с трансформаторами одинакового типа и мощности число включенных трансформаторов может быть определено из уравнения потерь.

Нагрузка подстанции S , при которой экономически выгодно переходить с n трансформаторов на $n+1$, определяется из равенства потерь мощности при n и $n+1$ трансформаторах:

$$n(p_{cm} + k_{\vartheta}q_{cm}) + \frac{1}{n}(p_{o\delta} + k_{\vartheta}q_{o\delta})\left(\frac{S}{S_n}\right)^2 =$$

$$(n+1)(p_{cm} + k_{\vartheta}q_{cm}) + \frac{1}{n+1}(p_{o\delta} + k_{\vartheta}q_{o\delta})\left(\frac{S}{S_n}\right)^2.$$

Решая это уравнение относительно S , находим:

$$S \geq S_n \sqrt{n(n+1) \frac{p_{cm} + k_{\vartheta}q_{cm}}{p_{o\delta} + k_{\vartheta}q_{o\delta}}}.$$

Таким образом, когда нагрузка подстанции превысит S , кВА, то параллельно к n работающим трансформаторам экономически целесообразно подключить еще один.

Потери в трехобмоточных трансформаторах определяются как:

$$P_B = \frac{1}{2}(P_{BC} + P_{BH} - P_{CH});$$

$$P_C = \frac{1}{2}(P_{BC} + P_{CH} - P_{BH});$$

$$P_H = \frac{1}{2}(P_{BH} + P_{CH} - P_{BC}).$$

Потери в автотрансформаторах определяются как:

$$P_B = \frac{1}{2}\left(P_{BC} + \frac{P_{BH}}{\kappa_T^2} - \frac{P_{CH}}{\kappa_T^2}\right);$$

$$P_C = \frac{1}{2}\left(P_{BC} + \frac{P_{CH}}{\kappa_T^2} - \frac{P_{BH}}{\kappa_T^2}\right);$$

$$P_H = \frac{1}{2}\left(\frac{P_{BH}}{\kappa_T^2} + \frac{P_{CH}}{\kappa_T^2} - P_{BC}\right),$$

где P_{BC} , P_{BH} и P_{CH} – междуобмоточные потери короткого замыкания, отнесенные к собственной мощности обмоток (справочные данные);

$\kappa_T = 1 - \frac{1}{n_{BC}}$ – коэффициент выгоды (коэффициент типовой мощности).

Суммарные потери в обмотках трехобмоточных трансформаторов определяются отдельно для каждой обмотки в зависимости от ее нагрузки и затем суммируются:

$$P_{об} = P_{ном.В} \frac{S_B^2}{S_{ном.В}^2} + P_{ном.С} \frac{S_C^2}{S_{ном.С}^2} + P_{ном.Н} \frac{S_H^2}{S_{ном.Н}^2},$$

где S_B , S_C , S_H – соответствующие нагрузки обмоток высшей, средней и низшей стороны трансформатора;

$P_{ном.В}$, $P_{ном.С}$, $P_{ном.Н}$ – потери в обмотках высшего, среднего и низшего напряжений при протекании в каждой из них номинальной мощности соответствующей обмотки $S_{ном.В}$, $S_{ном.С}$, $S_{ном.Н}$.

Суммарные потери в обмотках автотрансформатора:

$$P_{об} = P_B \frac{S_B^2}{S_{ном}^2} + P_C \frac{S_C^2}{S_{ном}^2} + P_H \frac{S_H^2}{S_{ном}^2}.$$

Эти уравнения дают возможность рассчитать полные потери в трансформаторах и автотрансформаторах в зависимости от режима нагрузки и решить вопрос о наименьших потерях в трансформаторах подстанции при их параллельной работе.

Библиографический список

1. Электропитающие системы и электрические сети [Текст] Учебное пособие / Н.В. Хорошилов [и др.]. 3-е изд., перераб. И доп. – Старый Оскол: ТНТ, 2016. – 352 с.
2. Основы современной энергетики [Текст]: учебник / в 2 т. Т. 2: Современная электроэнергетика / под общ. ред. Е. В. Аметистова; под ред. А. П. Бурмана и В. А. Строева. 4-е изд., перераб. и доп. М.: МЭИ, 2008. 632 с.: ил. ISBN 978-5-383-00163-9.
3. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст]: справочник: учебное пособие / Галина Николаевна Ополева. М.: ИНФРА-М, 2008. 480 с.
5. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст]: учебник / Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиракова Т.В. М.: Издательский центр «Академия», 2004, 448 с.
6. Электрическая часть станций и подстанций [Текст]: под ред. А.А. Васильева. М.: Энергия, 1990, 608с.
7. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]: Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. / справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 4-ое изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989, 608с.
8. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ [Текст]: под ред. С.С. Рокотяна и Я.С. Самойлова. М.: Энергоатомиздат, 1982, 352 с.
9. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей [Текст]: учебное пособие для студентов вузов / под ред. В.М. Блок. М.: Высшая школа, 1981, 304 с.
10. Комплектные электротехнические устройства [Текст]: справочник Т.1–3. М.: Институт промышленного развития «Информэлектро», 1999. 168 с.,167 с.,104 с.
11. Электротехнический справочник [Текст]: т.1-3 /под ред. профессоров МЭИ, М.: Энергоатомиздат, 1986. 711 с.
12. Электрические станции и подстанции [Текст]: учебное пособие / А.И. Руцкий; Минск, «Вышэйш. школа», 1974.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1. Исходные данные для задач №1–3

№ варианта	Тип трансформатора Т	Напряжения короткого замыкания $U_{к\%}$	Тип трансформатора Т1	Тип трансформатора Т2	Напряжения короткого замыкания $U_{к\%1}$	Напряжения короткого замыкания $U_{к\%2}$	Напряжения короткого замыкания $U_{к\%3}$	Напряжения на стороне НН, кВ
1	ТМ-1000/10	5,5	ТМ-1000/10	ТМ-1600/10	5,5	5,6	5,5	6,3
2	ТМ-1000/35	6,5	ТМН-6300/35	ТДНС-10000/35	7,5	7,5	8	10,5
3	ТМ-6300/10	7,5	ТМН-6300/35	ТДНС-10000/35	8	7,5	14	3,15
4	ТМ-6300/35	7,5	ТДНС-10000/35	ТДНС-16000/35	14	14	10	10,5
5	ТДНС-10000/35	14	ТДНС-10000/35	ТДНС-16000/35	10	14	8	10,5
6	ТМ-10000/35	6,5	ТМ-100/35	ТМ-160/35	6,5	6,5	8	11
7	ТД-16000/35	7,5	ТМ-100/35	ТМ-160/35	8	5,5	6,5	10,5
8	ТМ-2500/110	10,5	ТМ-400/35	ТМ-630/35	6,5	8	6,5	6,3
9	ТМ-6300/110	10,5	ТМ-400/35	ТМ-630/35	5,5	5,5	8	10,5
10	ТМН-6300/110	10	ТДН-10000/110	ТДН-16000/110	10,5	10,5	11	11
11	ТДН-10000/110	10,5	ТМ-4000/110	ТМ-6300/110	11	10,5	11	6,3
12	ТДН-16000/110	10,5	ТМ-6300/110	ТДН-16000/110	10,5	10,5	11	10,5
13	ТД-80000/220	11	ТД-80000/220	ТЦ-125000/220	11	12,5	11	10,5
14	ТЦ-125000/220	11	ТЦ-125000/220	ТЦ-200000/220	12,5	11	12,5	15,75
15	ТЦ-200000/220	11	ТД-80000/220	ТЦ-200000/220	11	11	12,5	18

Таблица А.2. Исходные данные для задач №4–8

№ варианта	Тип трансформатора Т	Мощность на ВН S_B , МВА	Мощность на СН S_C , МВА	Мощность на НН S_H , МВА	Тип трансформатора Т1
1	АТДЦТН-63000/220/110/10	60	30	30	ТМ-6300/110/11
2		50	30	20	ТД-80000/110/10,5
3		58	38	20	ТДЦ-125000/110/10
4	АТДЦТН-125000/220/110/10	120	60	60	ТДН-10000/110/11
5		110	40	70	ТДН-16000/110/11
6		100	40	60	ТЦ-630000/220/15
7	АТДЦТН-200000/220/110/10	200	100	100	ТДЦ-250000/220/13,8
8		180	80	100	ТДЦ-400000/220/20
9		190	95	95	ТМ-6300/35/10,5
10	АТДЦТН-200000/330/110/10	200	100	100	ТМН-6300/35/11
11		180	90	90	ТД-10000/35/10,5
12		190	90	100	ТДЦ-80000/35/10,5
13		198	98	100	ТДНС-16000/35/11
14		188	100	88	ТДЦ-125000/330/10,5
15		170	70	100	ТДЦ-200000/330/13,8

Таблица А.3. Исходные данные для задачи №9

№ варианта	№ ГН	Эквивалентная зимняя температура, °С	Номинальное напряжение ВН, кВ	Номинальное напряжение НН, кВ	Общая максимальная нагрузка (зимняя), МВт	Коэффициент участия в максимальной нагрузке потребителей		
						I категория	II категория	III категория
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	-6	35	10	12	—	0,35	0,65
2	2	-19	35	10	15	0,12	0,28	0,6
3	3	-4	35	10	16	0,2	0,4	0,4
4	4	-8	35	10	10	0,15	0,4	0,45
5	5	-8	35	10	13	—	0,3	0,7
6	6	-19	110	10	11	0,2	0,3	0,5
7	1	+1	110	10	40	0,15	0,4	0,45
8	2	-6	110	10	26	0,1	0,2	0,7
9	3	-13	110	10	35	0,2	0,2	0,6
10	4	-5	110	10	18	0,05	0,1	0,85
11	5	+5	110	10	38	0,15	0,2	0,65
12	6	-11	35	10	13	0,15	0,65	0,2
13	1	-5	35	10	12	0,25	0,25	0,5
14	2	-11	35	10	15	0,02	0,45	0,35
15	3	-6	35	10	8	0,15	0,3	0,55
16	4	-8	35	10	11	0,1	0,15	0,75
17	1	-4	110	10	38	0,15	0,2	0,65
18	2	-12	110	10	26	0,1	0,15	0,75
19	3	+2	110	10	24	0,15	0,25	0,6
20	4	-2	110	10	38	0,25	0,1	0,65
21	5	+5	110	10	30	0,1	0,2	0,7
22	6	-9	110	10	44	0,2	0,2	0,6
23	1	-8	35	6	12	0,1	0,3	0,6
24	2	-16	35	6	10	0,12	0,28	0,6
25	3	-11	35	6	9	0,14	0,16	0,7
26	4	-2	35	10	8,5	0,16	0,19	0,65
27	5	-9	35	10	12	0,18	0,27	0,55
28	6	-2	110	6	14	0,22	0,12	0,56
29	1	-2	110	6	18	0,2	0,3	0,5
30	2	-8	110	6	20	0,15	0,3	0,55
31	3	-5	110	10	18	0,2	0,25	0,55
32	4	-2	110	10	42	0,17	0,23	0,6
33	1	-11	110	10	48	0,19	0,31	0,5
34	2	-10	35	6	14	0,23	0,27	0,5
35	3	-20	35	6	10	0,05	0,15	0,8

Продолжение табл. А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	4	-2	35	10	11,5	0,14	0,16	0,7
37	5	-3	35	10	7,5	0,21	0,24	0,55
38	6	-12	35	10	8,7	0,2	0,3	0,5
39	1	-12	110	6	14	0,1	0,15	0,75
40	2	-15	110	6	12	0,12	0,18	0,7
41	3	-6	110	10	16	0,17	0,12	0,71
42	4	-6	110	10	20	0,16	0,19	0,65
43	5	-9	110	10	40	0,1	0,1	0,8
44	6	-8	110	10	48	0,05	0,15	0,8
45	4	-7	35	10	10	0,2	0,25	0,55
46	3	-6	35	6	11	0,15	0,2	0,65
47	5	-5	35	6	12	0,25	0,3	0,45
48	2	-4	35	10	13	0,04	0,16	0,8
49	1	-4	35	10	14	0,1	0,15	0,75
50	2	-4	110	6	10	0,18	0,17	0,65
51	3	-4	110	10	12	0,2	0,25	0,55
52	4	-19	110	10	18	0,15	0,2	0,65
53	5	-6	110	10	30	0,22	0,28	0,5
54	6	0	110	10	48	0,17	0,13	0,7
55	5	-14	110	10	20	0,16	0,24	0,6
56	6	-4	35	6	12	0,1	0,1	0,8
57	1	-17	35	6	10	0,11	0,19	0,7
58	2	-11	35	6	16	0,13	0,17	0,7
59	3	-18	35	10	14	0,15	0,15	0,7
60	4	-15	35	10	15	0,17	0,13	0,7
61	5	-1	110	10	10	0,1	0,25	0,65
62	6	-20	110	6	12	0,2	0,2	0,6
63	1	-13	110	6	10	0,15	0,25	0,6
64	2	-17	110	10	10	0,25	0,3	0,45
65	1	+7	110	10	38	0,2	0,2	0,6
66	2	-7	110	10	42	0,3	0,3	0,4
67	3	-20	35	6	14	0,14	0,16	0,7
68	4	-20	35	10	12	0,1	0,2	0,7
69	5	-4	35	6	15	0,6	0,1	0,3
70	6	-12	35	10	13	0,1	0,2	0,7
71	3	-2	35	10	10	0,14	0,26	0,6
72	4	-9	110	6	20	0,03	0,07	0,9
73	5	-9	110	10	14	0,1	0,2	0,7
74	6	-14	110	10	16	0,05	0,15	0,8
75	1	-18	110	10	22	0,15	0,15	0,7
76	2	0	110	10	14	0,2	0,3	0,5
77	3	+3	110	10	30	0,15	0,3	0,45
78	4	-3	110	10	15	0,1	0,2	0,7

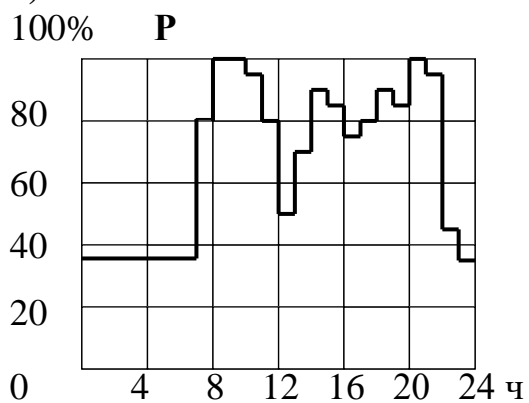
Окончание табл. А.3

79	5	-4	110	10	14	0,2	0,2	0,6
80	6	-16	110	10	12	0,05	0,1	0,85
81	1	-11	110	10	42	0,15	0,2	0,65
82	2	-15	110	10	14	0,22	0,12	0,56
83	3	0	35	10	10	0,1	0,3	0,6
84	4	-8	35	10	16	0,15	0,2	0,65
85	5	-11	35	10	14	0,05	0,1	0,85
86	6	-15	35	10	12	0,15	0,2	0,65
87	1	-6	35	10	15	0,15	0,65	0,2
88	2	+6	110	10	18	0,25	0,25	0,5
89	3	-7	110	10	22	0,2	0,45	0,35
90	4	-7	110	10	26	0,15	0,3	0,55
91	5	-10	110	10	38	0,1	0,15	0,75
92	6	+6	110	10	30	0,15	0,2	0,65
93	2	-4	110	10	44	0,1	0,15	0,75
94	3	-20	35	6	12	0,15	0,25	0,6
95	4	-20	35	6	10	0,25	0,1	0,65
96	5	-11	35	6	16	0,1	0,2	0,7
97	1	-5	35	10	14	0,2	0,2	0,6
98	2	-6	35	10	12	0,1	0,3	0,6
99	3	-4	110	6	14	0,12	0,28	0,6
100	4	-11	110	6	18	0,14	0,16	0,7

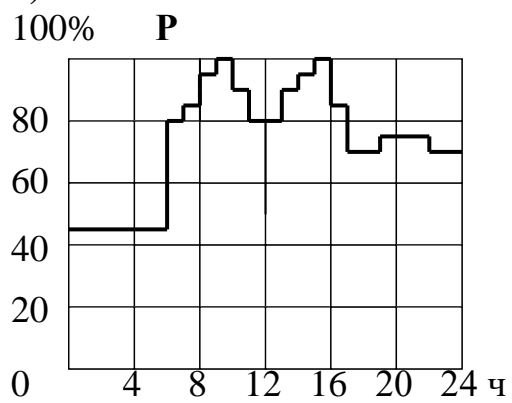
Таблица А.4. Исходные данные для задачи № 9

Номер графика нагрузки	Коэффициент мощности	
	Заочная форма обучения	Другие формы обучения
1	2	3
1	0,94	0,9
2	0,9	0,79
3	0,93	0,89
4	0,82	0,8
5	0,85	0,9
6	0,88	0,81

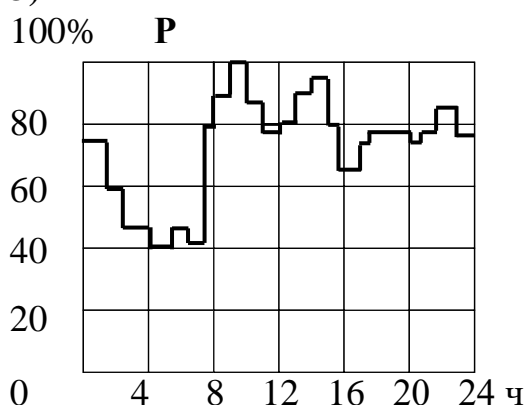
1)



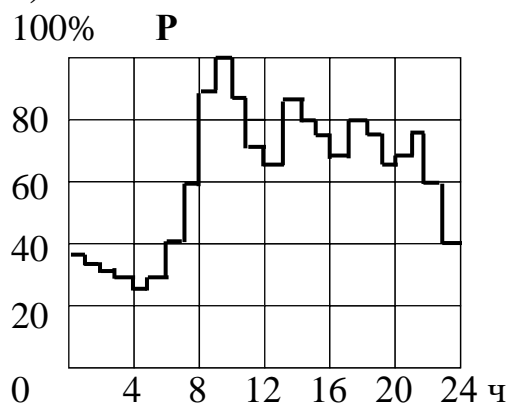
2)



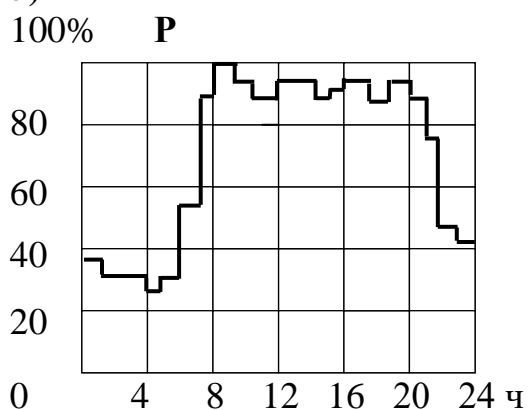
3)



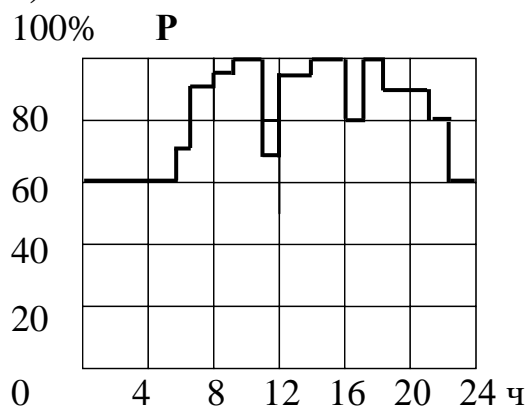
4)



5)



6)



7)

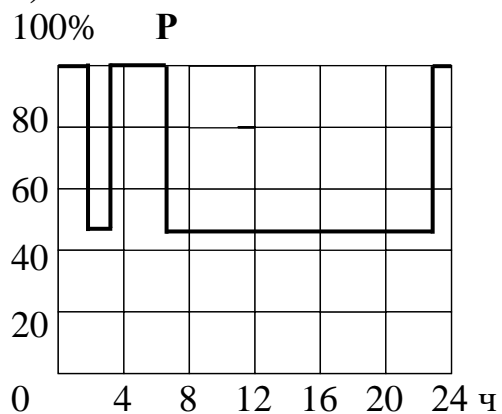


Рис. А.1 Суточные графики зимних электрических нагрузок

