

А. Г. Ус, Т. В. ЕЛКИНА

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЙ



УДК 658.26:621.311(076.5)(075.32)

ББК 31.29-5

У 74

Рецензенты:

комиссия электротехнических дисциплин
Минского государственного политехнического колледжа
(преподаватель **Л. С. Щербак**);
кандидат технических наук, доцент кафедры
«Электроснабжение» Белорусского национального
технического университета **В. Н. Радкевич**

Ус А. Г.

У 74 **Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий. Лабораторный практикум [Текст]: Учебное пособие / А. Г. Ус, Т. В. Елкина. — Мн.: УП «Технопринт», 2005. — 144 с.**

ISBN 985-464-628-9

Изложены основные понятия, сведения, необходимые для выполнения практических и лабораторных работ. Приведены примеры решения задач, а также разработаны индивидуальные задания по каждой теме.

Дано подробное описание стендов с необходимым набором оборудования для проведения лабораторных работ.

Лабораторный практикум предназначен для учащихся электротехнических специальностей средних специальных учебных заведений.

УДК 658.26:621.311(076.5)(075.32)

ББК 31.29-5

ISBN 985-464-628-9

© Ус А. Г., Елкина Т. В., 2005

© Оформление

УП «Технопринт», 2005

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ	7
1. Выбор сечения проводов и кабелей по допустимому нагреву электрическим током	7
2. Расчет электрических нагрузок в электроустановках напряжением до 1 кВ методом упорядоченных диаграмм.....	17
3. Определение расчетных электрических нагрузок упрощенными методами	25
4. Защита электрических сетей и электроприемников напряжением до 1 кВ	26
4.1. Выбор плавких вставок предохранителей	34
4.2. Выбор расцепителей автоматических выключателей	38
4.3. Выбор тепловых реле магнитных пускателей	40
5. Расчет электрических сетей по потере напряжения	41
6. Компенсация реактивной мощности	46
7. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов потребительских ТП 6-10/0,4 кВ	51
8. Расчет токов короткого замыкания в системах электроснабжения	59
9. Выбор высоковольтного электрооборудования для систем электроснабжения.....	71
10. Решение задач на действие токов КЗ и выбор высоковольтного электрооборудования	77
11. Расчет защитных заземлений в цехах предприятий, сооружений и подстанций	83
ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ.....	90
№ 1. Определение групп соединения обмоток силовых трансформаторов	90

№ 2. Параллельная работа трансформаторов	96
№ 3. Регулирование напряжения и конструкция переключате- лей трансформаторов	101
№ 4. Испытание реле тока	109
№ 5. Схемы включения вторичных обмоток трансформаторов тока.....	114
№ 6. Максимально-токовая защита	123
№ 7. Релейная защита электродвигателей	131
№ 8. Защита параллельных линий электропередачи	137
Литература	143

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие разработано на основании типовой учебной программы по предмету «Электроснабжение предприятий и гражданских зданий» для специальности Т.01.04 «Электротехника» и содержит описание и методику выполнения практических и лабораторных работ.

Лабораторные работы проводятся с целью лучшего усвоения теоретического материала и выполняются в пять этапов:

- подготовка к лабораторным работам;
- допуск к выполнению лабораторных работ;
- выполнение лабораторных работ;
- проверка результатов опытов;
- оформление и сдача отчета.

Порядок и методика выполнения лабораторных работ

1. До выполнения лабораторных работ каждый учащийся должен самостоятельно изучить теоретические сведения, схемы лабораторных установок для проведения опытов.

2. Вычертить схемы лабораторных установок для проведения опытов и необходимые таблицы результатов опытов, записать технические данные приборов и оборудования.

3. Для выполнения лабораторных работ учащиеся группы распределяются на бригады. Состав бригады определяет преподаватель из расчета 2—3 учащихся в бригаде.

4. Состав бригады, график проведения лабораторных работ сообщаются учащимся заранее, за несколько дней до занятия.

5. К выполнению лабораторных работ допускаются учащиеся, изучившие цель работы, порядок выполнения работ, подготовившие и защитившие отчет по предыдущей работе.

6. Перед сборкой схемы необходимо распределить обязанности между членами бригады.

7. Ознакомиться с электроизмерительными приборами и аппаратами на стенде.

8. Убедившись, что лабораторная установка отключена от сети, приступить к сборке схемы опыта.

9. Сборку схемы целесообразно производить проводами, имеющими изоляцию различной окраски, что облегчает сборку схемы и контроль правильности соединений.

10. Собранную схему предъявить преподавателю и получить разрешение на выполнение опытов.

11. При включении лабораторной установки необходимо следить за показаниями электроизмерительных приборов, чтобы величины измеряемых параметров не выходили за допустимые пределы.

12. По окончании опытов отключить вводной выключатель стенда, но электрическую цепь не разбирать до проверки результатов опытов преподавателем.

13. Вычертить на листе бумаги необходимые графики.

14. Результаты опытов в виде таблиц и построенных графиков должны быть проверены преподавателем.

15. Преподаватель утверждает полученные результаты опытов, после чего лабораторная работа считается выполненной.

16. Отчет по лабораторной работе выполняет каждый учащийся группы.

17. При защите лабораторной работы учащиеся должны пояснить преподавателю цель работы, полученные результаты измерений и вычислений, ответить на контрольные вопросы.

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

1. Выбор сечения проводов и кабелей по допустимому нагреву электрическим током

Цель занятий — изучить условия выбора и научиться правильно выбирать сечения проводников по допустимому нагреву электрическим током.

Краткие теоретические сведения. При протекании по проводнику (провод, кабель, шина) электрического тока происходит его нагрев. Нагрев изменяет физические свойства проводника. Чрезмерный нагрев опасен для изоляции, вызывает перегрев контактных соединений, перегорание проводника, что может привести к пожару или взрыву при неблагоприятных условиях окружающей среды.

Максимальная температура нагрева проводника, при которой изоляция его сохраняет диэлектрические свойства и обеспечивается надежная работа контактов, называется **предельно допустимой**, а наибольший ток, соответствующий этой температуре, — **длительно допустимым током по нагреву**.

Величина длительно допустимого тока для проводников зависит от его материала, сечения, изоляции, условий охлаждения и т.д.

Установлена длительно допустимая температура жилы проводника — 50...80°C (в зависимости от типа изоляции и напряжения): Установлена также нормативная (условная) температура окружающей среды [2, 3] (25°C — при прокладке проводников внутри и вне помещений в воздухе, 15°C — при прокладке в земле и в воде).

Длительно допустимый ток по нагреву при заданных температурных условиях (допустимой температуры нагрева жил и температуры окружающей среды по нормам) материала проводника и его сечения определяется из уравнения теплового баланса для проводника [2].

Для практических расчетов пользуются готовыми таблицами длительно допустимых токов по нагреву проводников из различных материалов при различных условиях прокладки [1].

Для выбора сечения проводника по условиям нагрева токами нагрузки сравниваются расчетный (I_p) и допустимый ($I_{\text{доп}}$) токи для проводника принятой марки и с учетом условий его прокладки. При этом должно соблюдаться соотношение

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_p}{K_n}, \quad (1.1)$$

где K_n — поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей, зависящий от фактической температуры земли и воздуха (табл. 1.1); I_p — расчетный ток длительного режима работы электроприемника (электроприемников); для одиночного электроприемника за расчетный ток принимается его номинальный ток, для группы электроприемников — расчетный ток, определяемый одним из существующих методов расчета (обычно методом упорядоченных диаграмм показателей графиков электрических нагрузок).

$I_p = I_{\text{пв}} \sqrt{ПВ}$ — расчетный ток повторно-кратковременного режима работы электроприемников с продолжительностью включения (ПВ) более 0,4;

$I_p = I_{\text{пв}} \frac{\sqrt{ПВ}}{0,875}$ — расчетный ток повторно-кратковременного режима работы электроприемников с $ПВ \leq 0,4$ для медных проводников сечением более 6 мм², для алюминиевых — более 10 мм², $I_{\text{пв}}$ — ток повторно-кратковременного режима работы.

Во взрывоопасных помещениях сечения проводников для ответвлений к электродвигателям с короткозамкнутым ротором принимаются исходя из условия $I_{\text{доп}} \geq \frac{1,25 I_p}{K_n}$.

Для проводов и кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией, проложенных в коробах, а также в лотках пучками, для их длительно допустимых токов вводятся снижающие коэффициенты 0,6...0,85 в зависимости от количества положенных рядом проводов или кабелей (п. 1.3.10, 1.3.11 [1]).

Таблица 1.1. Поправочные коэффициенты на токи для кабелей неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Допустимые длительные токи для проводов и кабелей, проложенных в коробах, а также в лотках пучками, должны приниматься в табл. 1.3.4 и 1.3.5 ПУЭ, как для проводов, проложенных в трубах, для кабелей — по табл. 1.3.6—1.3.8 ПУЭ, как для кабелей, проложенных в воздухе. При количестве одновременно нагруженных проводов более четырех, проложенных в трубах, коробах, а также в лотках пучками, токи для проводов должны приниматься по табл. 1.3.4 и 1.3.5 ПУЭ, как для проводов, проложенных открыто (в воздухе) с введением снижающих коэффициентов 0,68 для 5 и 6; 0,63 для 7—9 и 0,6 для 10—12 проводов.

Допустимые длительные токи для проводов, проложенных в лотках, при однорядной прокладке (не в пучках) следует принимать как для проводов, проложенных в воздухе.

Таблица 1.2. Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах

Способ прокладки	Количество проложенных проводов и кабелей		Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, питающих	
	одно-жильный	много-жильный	отдельные электроприемники с коэффициентом использования до 0,7	группы электроприемников и отдельные приемники с коэффициентом использования более 0,7
Много-слойно и пучками	—	До 4	1,0	—
	2	5—6	0,85	—
	3—9	7—9	0,75	—
	10—11	10—11	0,7	—
	12—14	12—14	0,65	—
	15—18	15—18	0,6	—
Однослойно	2—4	2—4	—	0,67
	5	5	—	0,6

Допустимые длительные токи для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах, следует принимать по табл. 1.3.4—1.3.7 ПУЭ, как для одиночных проводов и кабелей, проложенных открыто (в воздухе) с применением снижающих коэффициентов, указанных в табл. 1.2.

При выборе снижающих коэффициентов контрольные и резервные провода и кабели не учитываются.

Длительно допустимые токи кабелей с бумажной изоляцией, проложенные в траншее, корректируются поправочными коэффициентами, учитывающими удельное сопротивление земли (табл. 1.3) и совместное количество работающих кабелей (табл. 1.4).

На период ликвидации послеаварийного режима продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток допускается перегрузка для кабелей: с полиэтиленовой изоляцией до 10% номинальной нагрузки, с поливинилхлоридной — до 15%, с бумажной — до 25% [1].

В сетях, защищаемых от перегрузок [1], выбранные по условию (1.1) проводники должны быть согласованы с их защитными аппаратами.

Таблица 1.3. Поправочный коэффициент на допустимый длительный ток для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное сопротивление, см·К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9%, песчано-глинистая почва влажностью более 1%	80	1,05
Нормальная почва и песок влажностью 7–9%, песчано-глинистая почва влажностью 12–14%	120	1,00
Песок влажностью более 4 и менее 7%, песчано-глинистая почва влажностью 8–12%	200	0,87
Песок влажностью до 4%, каменистая почва	300	0,75

Таблица 1.4. Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

В сетях, не требующих защиты от перегрузки, выбранные по условию (1.1) проводники также согласовываются с их защитными аппаратами, при этом допускается не выполнять расчетной проверки кратности тока короткого замыкания (КЗ) [1].

Пример выбора сечения проводников по допустимому нагреву электрическим током.

Силовой пункт (распределительный шкаф ШР-11) питается от щита (распределительного устройства) 0,4/0,23 кВ подстанции по кабелю с бумажной изоляцией марки ААШв, проложенному в земле (траншее). Фактическая температура среды не отличается от нормативной. В траншее находятся еще три рабочих кабеля, питающие других потребителей электроэнергии.

Удельное сопротивление земли 200 см·К/Вт. От ШР-11 питаются электроприемники суммарной расчетной нагрузкой 82 А. Электропроводка от ШР-11 к одному из электродвигателей ($P_{н1}=3$ кВт, $\cos\varphi_{н1}=0,83$, $\eta_{н1}=83,5\%$) выполняется изолированным проводом марки АПВ, проложенным в пластмассовой трубе. Проводка от ШР-11 к электродвигателю 2 ($P_{н2}=2,2$ кВт, $\cos\varphi_{н2}=0,83$, $\eta_{н2}=82,5\%$, ПВ=40%) выполняется проводом АПВ, проложенным в лотке. Общее количество проводов в виде пучка в лотке составляет 9.

Проводка к электродвигателям 1 и 2 выполняется в нормальном производственном помещении с температурой воздуха +30°C.

Необходимо по допустимому нагреву выбрать сечение жил кабеля и проводов для питания указанных электроприемников.

Решение.

Выбираем сечение проводов для электродвигателя 1 (ЭД1).
Расчетный ток электродвигателя ЭД1

$$I_p = i_n = \frac{3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,83 \cdot 0,825} = 6,7 \text{ А.}$$

Для ЭД1 принимаем четыре провода с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией (АПВ), проложенных в пластмассовой трубе.

По табл. 1.1 в зависимости от нормированной (условной) температуры среды (+25°C), нормированной температуры жил (+65°C) и фактической (расчетной) температуры среды (+30°C) находим значение поправочного коэффициента 0,94.

Тогда условие выбора сечения провода

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{6,7}{0,94} = 7,13 \text{ А.}$$

По табл. 1.3.5 [1] при условии прокладки четырех одножильных проводов в одной трубе (при определении числа проводов, прокладываемых в одной трубе, нулевой рабочий провод четырехпроводной сети или заземляющаяся жила в расчет не принимается) находим ближайшее большее или равное 7,13 А значение допустимого тока — 18 А и соответствующее ему сечение токопроводящей жилы — 2 мм². При выборе сечения необходимо учитывать условие механической прочности, по которому минимальное сечение проводов с алюминиевыми жилами составляет 2 мм², с медными — 1 мм², при прокладке кабелей с алюминиевыми жилами в траншеях — 6 мм².

Окончательно для питания ЭД1 принимаются 4 одножильных провода сечением 2 мм² — АПВ 4(1×2).

Произведем выбор сечения проводов для питания второго электродвигателя (ЭД2). Расчетный ток ЭД2 с учетом $PB = 40\%$:

$$I_p = i_{n1} = \frac{2,2 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,4}}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,83 \cdot 0,825 \cdot 0,875} = 3,52 \text{ А.}$$

Условие выбора с учетом поправочного коэффициента на температуру окружающей среды (см. выбор сечения провода

для ЭД1) и коэффициента, учитывающего способ прокладки (9 проводов пучком в лотке)

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{3,52}{0,94 \cdot 0,63} = 5,94 \text{ А.}$$

По табл. 1.3.5 [1] ближайшее значение допустимого тока — 21 А (принимается как для проводов, проложенных открыто). Для питания ЭД2 принимается сечение провода 2 мм² — АПВ 4 (1×2).

Выбираем сечение кабеля, питающего ШР-11. Расчетная нагрузка распределительного шкафа 82 А. Кабель ААШв с бумажной изоляцией. В траншее находятся четыре рабочих кабеля. Удельное сопротивление земли 200 см·К/Вт.

По табл. 1.4 поправочный коэффициент на количество работающих кабелей с бумажной изоляцией, лежащих рядом в земле, — 0,8. По табл. 1.3 поправочный коэффициент на допустимый длительный ток в зависимости от удельного сопротивления земли — 0,87. Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды равен 1. Тогда условие выбора сечения кабеля

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{82}{0,8 \cdot 0,87 \cdot 1} = 117,82 \text{ А.}$$

По табл. 1.3.16 ПУЭ ближайшее большее значение 135 А, что соответствует сечению токопроводящей жилы 35 мм².

Для питания ШР-11 принимается кабель ААШв (3×35+1×16 мм²).

Задание для самостоятельной работы. Выбрать сечения проводов и жил кабелей по допустимому нагреву электрическим током.

В табл. 1.5 для каждого варианта задания (графа 1) приведены следующие исходные данные: графа 2 — основные технические данные электроприемника (p_n ; U_n ; η_n ; $\cos \varphi_n$; P_B), создающего электрическую нагрузку на проводники или конкретное значение величины расчетной нагрузки проводников от группы электроприемников; графа 3 — расчетная температура окружающей среды (воздух, земля), в которой прокладываются проводники; графа 4 — предполагаемая марка провода (кабеля), для которого необходимо выбрать сечение; графа 5 — предполагаемый способ прокладки проводов (кабелей); графа 6 — нормированная (максимальная) температура жил провода (кабеля), исходя из которой приводятся длительно допустимые токовые нагрузки.

Таблица 1.5

Вариант	Данные электроприемников					Температура окружающего воздуха, земли, °С	Марка провода, кабеля	Способ прокладки проводников	Нормированная температура жил провода, кабеля, °С
	$P_{\text{н}}$ кВт	$U_{\text{н}}$ В	$\eta_{\text{н}}$ %	$\cos\varphi$	$PB\%$				
	или расчетная нагрузка проводников								
1	2					3	4	5	6
1	0,75	380	73	0,76	100	20	АПВ	на лотках пучком, при общем количестве нагруженных проводов 7	65
2	7,5	380	87,5	0,86	100	30	АПРТО	в пластмассовой трубе четырехпроводной сети	65
3	5,5	380	85	0,7	50	25	АПТВС	под штукатуркой	65
4	62 А на напряжение до 1 кВ					35	АВВГ	на стене скобами	65
5	30	380	92	0,87	100	25	АПВ	в коробе многослойно, при общем количестве проводов 12	65
6	100	380	93,5	0,91	100	30	АВВГ	в трубе открыто по стене	65
7	1,5	380	78	0,75	60	15	АПВ	в коробе пучком, при общем количестве проводов 7	65
8	46 А на напряжение 10 кВ					10	АНРГ	в коробе, при прокладке 4 кабелей	65
9	112 А на напряжение до 1 кВ					20	ААШв	в земле, в траншее	80

Окончание табл. 15

1	2					3	4	5	6
10	2,2	380	80,5	0,82	40	30	АПВ	по стене скобами	65
11	45	380	92,5	0,89	100	20	АВВГ	в кабельном канале	65
12	1,1	220	—	0,75	100	25	АПВ	в канале плиты перекрытия, двухпроводная сеть	65
13	31 А на напряжение до 1 кВ					15	ААШв	в кабельном канале	80
14	4	380	82	0,81	100	25	АПВ	в металлорукаве четыре провода	65
15	3	380	81	0,76	25	35	АПВ	на лотке, пучком при общем количестве проводов 10	65
16	22 А на напряжение до 1 кВ					30	АПВ	в пластмассовой трубе, четыре провода	65
17	90	380	94	0,89	100	20	ЛАШв	в земле, в траншее	80
18	11	380	90	0,85	100	25	АПВ	в коробе многослойно при общем количестве проводов 10	65
19	15	380	90	0,89	100	30	АПРТО	в металлической трубе, четырехпроводная сеть	65
20	86 А на напряжение до 1 кВ					20	АВВГ	скобами по строительным конструкциям	65

2. Расчет электрических нагрузок в электроустановках напряжением до 1 кВ методом упорядоченных диаграмм показателей графиков электрических нагрузок

Цель занятий — освоить метод упорядоченных диаграмм и научиться правильно определять расчетную нагрузку в системах электроснабжения на уровнях напряжения до 1 кВ.

Краткие теоретические сведения. Расчетная нагрузка по допустимому нагреву представляет собой такую условную длительную неизменную нагрузку, которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому воздействию: максимальной температуре нагрева проводника или тепловому износу его изоляции.

В соответствии с РТМ 36.18.32.4-92 расчетная активная мощность группы электроприемников (количество электроприемников в группе более одного) на напряжение до 1 кВ определяется по выражению

$$P_p = K_p \sum_{i=1}^n k_{ni} P_{ni}, \quad (1.2)$$

где K_p — коэффициент расчетной мощности;
 k_{ni} — коэффициент использования i -го электроприемника;
 P_{ni} — номинальная мощность i -го электроприемника;
 n — количество электроприемников в группе.
Групповой коэффициент использования

$$K_n = \frac{\sum_{i=1}^n k_{ni} P_{ni}}{\sum_{i=1}^n P_{ni}}. \quad (1.3)$$

Значение K_p зависит от эффективного числа электроприемников (n_{Σ}), группового коэффициента использования (K_n), а также от постоянной времени нагрева сети, для которой рассчитываются электрические нагрузки. В методике расчета приняты следующие значения постоянной времени нагрева:

Максимальная
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА

$T_0 = 10$ мин — для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 1.7;

$T_0 = 2,5$ ч — для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 1.8.

Таблица 1.6. Коэффициенты использования и мощности некоторых механизмов и аппаратов

Электроприемники	Коэффициенты	
	использования (k_n)	мощности ($\cos \varphi$)
1. Металлорежущие станки мелкосерийного производства, мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные и др.	0,12 – 0,14	0,4 – 0,5
2. То же при крупносерийном производстве	0,16	0,5 – 0,6
3. То же при тяжелом режиме работы: штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные; а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, расточные станки	0,17	0,65
4. То же с особо тяжелым режимом работы: приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистительных барабанов и др.	0,2 – 0,24	0,65
5. Многошпиндельные автоматы	0,2	0,6
6. Краны мостовые, грейферные, кран-балки, тельферы, лифты	0,15 – 0,35	0,5
7. Вентиляторы, санитарно-гигиеническая вентиляция	0,65 – 0,8	0,8
8. Насосы, компрессоры, двигатель-генераторы	0,7	0,85
9. Сварочные трансформаторы дуговой электро-сварки	0,2	0,4
10. Печи сопротивления, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75 – 0,8	1,0
11. Индукционные печи низкой частоты	–	0,35
12. Индукционные печи высокой частоты	–	0,65 – 0,8
13. Элеваторы, транспортеры, конвейеры	0,4 – 0,55	0,75
14. Дуговые сталеплавильные печи	0,5 – 0,75	0,8 – 0,9
15. Гальванические установки	0,4 – 0,5	0,6 – 0,8

Эффективное число электроприемников n_3 — это такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности и режиму работы электроприемников. Величина n_3 определяется по выражению:

$$n_3 = \frac{(\sum p_n)^2}{\sum p_n^2}. \quad (1.4)$$

Таблица 1.7. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p для питающих сетей напряжением до 1 кВ для постоянной времени нагрева $T_0 = 10$ мин

n_3	Коэффициент использования K_n								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	8,0	5,3	4,0	2,67	2,0	1,6	1,33	1,14	1,0
3	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,6	1,33	1,14	1,0
4	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
5	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
6	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,3	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблица 1.8. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p на шинах НН цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ

n_3	Коэффициент использования K_n							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6 – 8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9 – 10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10 – 25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25 – 50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

В случаях, когда расчетная мощность P_p , вычисленная по выражению (1.2), окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника ($p_{н.макс}$), следует принимать $P_p = p_{н.макс}$.

Расчетная реактивная мощность определяется следующим образом:

— для питающих сетей (питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты) в зависимости от значения n_3 :

$$\text{при } n_3 \leq 10 \quad Q_p = 1,1 \sum_{i=1}^n k_{ni} p_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i; \quad (1.5)$$

$$\text{при } n_3 > 10 \quad Q_p = \sum_{i=1}^n k_{ni} p_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i; \quad (1.6)$$

— для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу:

$$Q_p = Kp \sum_{i=1}^n k_{\text{нi}} p_{\text{нi}} \text{tg} \varphi_i; \quad (1.7)$$

где $\text{tg} \varphi_i$ — коэффициент реактивной мощности i -го электроприемника, принимаемый по табл. 1.6 по значению $\cos \varphi$.

При определении p_n для многодвигательных приводов учитываются все одновременно работающие электродвигатели данного привода.

Для электродвигателей с повторнократковременным режимом работы их номинальная мощность приводится к длительному режиму ($PB=100\%$).

При включении однофазного ЭП на фазное напряжение он учитывается как эквивалентный трехфазный ЭП номинальной мощностью

$$p_n = 3p_{\text{н.о}}; \quad q_n = 3q_{\text{н.о}}, \quad (1.8)$$

где $p_{\text{н.о}}$, $q_{\text{н.о}}$ — активная и реактивная мощности однофазного ЭП.

При включении однофазного ЭП на линейное напряжение он учитывается как эквивалентный ЭП номинальной мощностью

$$p_n = \sqrt{3}p_{\text{н.о}}; \quad q_n = \sqrt{3}q_{\text{н.о}}. \quad (1.9)$$

При наличии группы однофазных ЭП, которые распределены по фазам с неравномерностью не выше 15% по отношению к общей мощности (трехфазных и однофазных ЭП в группе), они могут быть представлены в расчете как эквивалентная группа трехфазных ЭП с той же суммарной номинальной мощностью.

В случае превышения указанной неравномерности номинальная мощность эквивалентной группы трехфазных ЭП принимается равной тройному значению мощности наиболее загруженной фазы.

К расчетной активной и реактивной мощности силовых ЭП напряжением до 1 кВ должны быть при необходимости добавлены расчетные осветительные нагрузки $P_{\text{р.о.}}$ и $Q_{\text{р.о.}}$.

Значение токовой расчетной нагрузки, по которой выбирается сечение линии по допустимому нагреву, определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n}, \quad (1.10)$$

где $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ — полная расчетная мощность узла нагрузки, кВ·А.

Расчет электрических нагрузок выполняется в виде таблицы (табл. 1.11).

Пример. Определение расчетной электрической нагрузки.

Необходимо определить расчетную электрическую нагрузку участка (цеха) и характерных узлов сети — двух силовых распределительных шкафов (ШР1 и ШР2). В табл. 1.9 в соответствии с вариантом задания указаны номера электроприемников (потребителей), которые запитаны от ШР1 и ШР2. В графах 4 и 5 таблицы приведены расчетные активная и реактивная нагрузки освещения. В табл. 1.10 дается краткая характеристика потребителей (наименование, установленная мощность) участка цеха.

Для иллюстрации расчетные нагрузки определены по исходным данным 0-го варианта табл. 1.9, 1.10. Расчет нагрузки выполнен в виде таблицы 1.11. В первой графе указываются наименования сетевых узлов (ШР1, ШР2, осветительная нагрузка) и номера ЭП из таблицы 1.9 в соответствии с вариантом задания, указанным преподавателем.

Таблица 1.9. Исходные данные

Номер варианта	Номера потребителей, присоединенных к		Расчетная осветительная нагрузка	
	ШР1	ШР2	P_{p0} , кВт	Q_{p0} , квар
1	2	3	4	5
0	1–3, 11, 12, 101	71–75	3,5	0,5
1	111–115	101–106	10,5	
2	1, 11, 41, 81, 101	12, 13, 91, 62	28,8	4,6
3	21–26, 31–33	1–5, 91	36,9	14,1
4	111–113, 91, 1, 21	61–63, 71, 76	54,2	12,3

1	2	3	4	5
5	101-103, 91, 92	81-86	9,5	—
6	7, 14, 71-73	21-24, 47-49	8,0	—
7	29-30, 41	1-4, 11-13	21,5	7,9
8	4, 6, 8, 9, 13	28, 32, 48, 61, 92	31,8	6,5
9	11-18	21-25, 94	4,5	1,1
10	5, 7-10	21, 91, 102-104	3,9	—
11	2-4, 21-26	5, 27, 17, 101	14,6	3,5
12	10, 11-13, 101	14-16, 91-92	21,8	5,6
13	6, 16, 26-30	31, 41, 61, 71	15,1	2,8
14	14-18, 21-23	81-86, 93	3,6	1,2
15	7, 8, 81, 93, 101	6, 21, 41, 51, 71	5,9	2,3
16	9, 71-73, 104	7, 11-14, 51	7,8	1,9
17	12, 94, 103-106	1-3, 28-30	5,6	1,5
18	13, 84, 93, 102, 103	12, 15 1, 26	3,9	—
19	19, 94, 101-105	3-5, 13-15	8,0	—
20	61-64, 71-76	77-80, 101, 91	11,5	—
21	51, 62, 72, 83, 93, 102	1-4, 19, 20, 30	18,1	4,9
22	30, 65-70	80, 85-90, 110	13,6	2,5
23	91, 92, 101-105	116-120, 11	4,5	—
24	2, 15, 22, 38	1, 12-14, 35-37	7	—
25	4-6, 16-18	7-10, 101-104	6,5	1,5

Таблица 1.10

Номера потребителей	Установленная мощность единичного потребителя, кВт	Наименование потребителей
1-10	7	Токарные станки
11-20	3	Сверлильные станки
21-30	2,5	Точильное оборудование
31-40	10,5	Штамповочные прессы
41-50	14	Строгальные станки
51-60	8,5	Револьверные станки
61-70	2,8	Шлифовальные станки
71-80	4,5	Фрезерные станки
81-90	3,5	Печи сопротивления
91-100	4 кВт·А	Сварочные трансформаторы
101-110	5	Насосы
111-120	1,5	Вентиляторы

Таблица 1.11. Данные для расчета электрических нагрузок

Наименование узла сети, номер ЭП	Наименование ЭП	Количество ЭП, n	Номинальная мощность, кВт		Коэффициент использования K_n	Коэффициенты		$K_n P_n$	$K_n P_n \lg \varphi$	Эффективное число ЭП $n_3 = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum P_n^2}$	Коэффициент расчетной нагрузки, K_c	Расчетная мощность			Расчетный ток, А
			одно- го ЭП, P_n	об- щая $P_n = n \cdot P_n$		$\cos \varphi$	$\lg \varphi$					актив- ная, кВт	реак- тив- ная, квар	пол- ная, кВ·А	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ШР1	Токарный станок Сверлильный станок Насос	3	7	21	0,14	0,5	1,732	2,94	5,0						
1-3		3	7	21	0,14	0,5	1,732	2,94	5,0						
11,12		2	3	6	0,13	0,5	1,752	0,781	1,35						
101		1	5	5	0,7	0,85	0,62	3,5	2,17						
Итого по ШР1				32	0,23	0,65	1,18	7,22	8,52	5	1,65	11,9	9,37	15,1	23,0
ШР2	Фрезерный станок	5	4,5	22,5	0,12	0,5	1,732	2,7	4,68						
71-75		5	4,5	22,5	0,12	0,5	1,732	2,7	4,68						
Итого по ШР2				22,5	0,12	0,5	1,732	2,7	4,68	5	2,54	6,86	5,15	8,58	13,0
Осветительная нагрузка												3,5	0,5	3,54	5,4
Итого по участку				54,5	0,18	0,6	1,33	9,92	13,2	10	1,5	18,76 +3,5	14,52 +0,5	26,0	39,6

В графе 2 приводятся наименования ЭП из таблицы 1.10 в соответствии с их номерами.

В графе 3 — количество ЭП одинаковой мощности.

В графе 4 — номинальная установленная мощность одного (единичного) ЭП.

В графе 5 — суммарная номинальная мощность.

В графах 6, 7 и 8 записываются справочные данные из табл. 1.6. В итоговой строке в графе 6 указывается значение группового ко-

эффициента использования ($K_{\text{и}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и}} p_{\text{и}}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{и}}}$), в графе 7 $\text{tg}\varphi$

($\text{tg}\varphi = \frac{Q_{\text{см}}}{P_{\text{см}}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и}} p_{\text{и}} \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{и}} p_{\text{и}}}$) и в графе 8 соответствующий ему $\cos\varphi$.

В графах 9 и 10 — соответственно значения $k_{\text{и}} p_{\text{и}}$ и $k_{\text{и}} p_{\text{и}} \text{tg}\varphi$, в итоговых строках приводятся суммы этих значений.

В графах 11, 12, 13, 14, 15, 16 заполняются только итоговые строки. В графе 11 значение, вычисленное по 1.3. В графе 12 указываются значения, принятые по табл. 1.7 или 1.8.

В графах 13, 14, 15, 16 значения, вычисленные соответственно по выражениям 1.2; 1.4 или 1.5 или 1.6; 1.10; 1.9.

Задание для самостоятельного определения расчетной нагрузки. По исходным данным табл. 1.9 и 1.10 в соответствии с вариантом, заданным преподавателем, определить расчетную нагрузку производственного участка, силовых шкафов ШР1 и ШР2. Расчеты выполнить в виде формы табл. 1.11.

3. Определение расчетных электрических нагрузок упрощенными методами

Цель занятий — освоить упрощенные методы определения расчетных электрических нагрузок и приобрести навыки практического их применения.

Краткие теоретические сведения. К упрощенным методам определения расчетных нагрузок относятся: а) метод удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или выполняемой работы; б) метод коэффициента спроса (K_c); в) метод удельной мощности на единицу площади.

Метод удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или работы. Согласно этому методу расчетная нагрузка определяется по формулам:

$$P_p = P_c = MW_0/T \quad (1.11)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.12)$$

где M — количество продукции (или объем работы), выпускаемой (или выполняемой) за время T ;

W_0 — удельный расход электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или выполняемой работы; $\operatorname{tg} \varphi$ — средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{V_T}{W_T}, \quad (1.13)$$

где V_T , W_T — расходы соответственно реактивной и активной энергии за время T .

Метод удельного расхода электроэнергии рекомендуется применять при достаточно устойчивых значениях W_0 и наличии соответствующей базы данных об электропотреблении (удельных норм расхода электроэнергии).

Метод коэффициента спроса (K_c). Расчетную нагрузку группы однородных по режиму работы электроприемников определяют по формулам:

$$P_p = K_c \cdot P_n; \quad (1.14)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.15)$$

где K_c и $\operatorname{tg} \varphi$ принимаются для характерной группы электроприемников по справочным материалам.

Основной недостаток данного метода состоит в том, что величина коэффициента спроса принимается одинаковой для

всех электроприемников. Такое допущение возможно только при высоких значениях коэффициентов использования и эффективного числа электроприемников.

Данный метод рекомендуется применять при отсутствии конкретных данных об электроприемниках, наличии суммарной установленной мощности электроприемников ($P_{\text{н}}$) цеха (участка) и общего характерного режима их работы.

Метод удельной мощности на единицу площади. Расчетная нагрузка по данному методу определяется по одной из следующих формул:

$$P_{\text{р}} = p_{\text{уд.р}} F; \quad (1.16)$$

$$P_{\text{р}} = p_{\text{уд.уст}} FK_{\text{с}}; \quad (1.17)$$

$$Q_{\text{р}} = P_{\text{р}} \cdot \text{tg} \varphi; \quad (1.18)$$

где $p_{\text{уд.р}}$ — удельная расчетная активная мощность на единицу площади, кВт/м²; $p_{\text{уд.уст}}$ — удельная установленная активная мощность на единицу площади, кВт/м²; F — площадь размещения электроприемников, м².

Этот метод рекомендуется применять при относительно равномерном распределении электроприемников по площади помещения. Наиболее точные результаты получаются при большом количестве электроприемников и малой их мощности.

Характерным примером применения формулы (1.17) является определение расчетной нагрузки от источников света при общей равномерной системе освещения.

Формула 1.16 применяется для определения нагрузки жилых домов микрорайона (квартала). В этом случае под $p_{\text{уд.р}}$ понимается удельная расчетная нагрузка жилых домов, а под F — общая площадь жилых домов микрорайона (квартала).

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) $P_{\text{р.ж.д.}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = p_{\text{кв.уд.}} \cdot n + 0,9(K'_{\text{с}} \sum_1^{n_1} p + K''_{\text{с}} \sum_1^m p_{\text{ст.у}}), \quad (1.19)$$

где $p_{\text{кв.уд}}$ — удельная расчетная электрическая нагрузка квартир; n — количество квартир; 0,9 — коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников; $p_{\text{ли}}$ — установленная мощность электродвигателя лифта; $n_{\text{л}}$ — количество лифтовых установок; $p_{\text{ст.уи}}$, m — соответственно мощность и количество электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств; K'_c , K''_c — соответствующие коэффициенты спроса.

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ (или на шинах 0,4 кВ ТП) при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяется по формуле:

$$P_{\text{рл}} = P_{\text{зд.мах}} + \sum_1^n K_{yi} P_{\text{зди}}, \quad (1.20)$$

где $P_{\text{зд.мах}}$ — наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии; $P_{\text{зди}}$ — расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии; K_{yi} — коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий и (или) жилых домов.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий принимаются по проектам электрооборудования этих зданий или по укрупненным удельным расчетным нагрузкам по формулам (1.16), (1.18).

Расчетная электрическая нагрузка в системах электроснабжения на уровнях напряжением выше 1 кВ (РП, ГПП и др.) определяется по формулам:

$$P_{\text{р}\Sigma} = (\sum P_{\text{рн}} + \sum P_{\text{рв}} + \Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{л}}) K_{\Sigma}; \quad (1.21)$$

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (\sum Q_{\text{рн}} + \sum Q_{\text{рв}} + \Delta Q_{\text{т}} + \Delta Q_{\text{л}}) K_{\Sigma}; \quad (1.22)$$

$$S_{\text{р}\Sigma} = \sqrt{(P_{\text{р}\Sigma})^2 + (Q_{\text{р}\Sigma})^2}, \quad (1.23)$$

где $\sum P_{\text{рн}}$, $\sum Q_{\text{рн}}$ — суммы расчетных соответственно активных и реактивных мощностей на напряжение до 1 кВ;

$\sum P_{\text{рв}}$, $\sum Q_{\text{рв}}$ — суммы расчетных соответственно активных и реактивных мощностей на напряжение выше 1 кВ (высоковольтных потребителей);

$\Delta P_{\text{т}}$, $\Delta Q_{\text{т}}$ — потери мощности соответственно активные и реактивные в силовых трансформаторах 6÷35 кВ (до окончательного выбора мощности трансформаторов можно принимать $\Delta P_{\text{т}} = 0,02 S_{\text{рн}}$; $\Delta Q_{\text{т}} = 0,1 S_{\text{рн}}$, где $S_{\text{рн}} = \sqrt{(\sum P_{\text{рн}})^2 + (\sum Q_{\text{рн}})^2}$);

$\Delta P_{\text{л}}$, $\Delta Q_{\text{л}}$ — потери мощности соответственно активные и реактивные в высоковольтных линиях (линиях, питающих ТП 6÷35 кВ) (до окончательного выбора параметров линий электропередачи можно принимать $\Delta P_{\text{л}} = 0,03 S_{\text{рн}}$; $\Delta Q_{\text{л}} \approx 0$ — для кабельных линий электропередачи; $\Delta Q_{\text{л}} = (0,02 \dots 0,03) S_{\text{рн}}$ — для воздушных линий электропередачи);

K_{Σ} — коэффициент разновременности максимумов нагрузки ($K_{\Sigma} = 0,85 \dots 0,95$).

Пример. Определение расчетной нагрузки распределительной подстанции (РП—10 кВ).

От РП питаются три цеха, установленные мощности которых приведены в табл. 1.12 (для примера приняты исходные данные для 0-го варианта задания). В табл. 1.13 в соответствии с номером цеха указаны его наименование, размеры (длина, ширина), средние коэффициенты спроса силовой и осветительной нагрузок, средний коэффициент мощности нагрузки, удельная установленная осветительная нагрузка. Определение расчетной нагрузки выполнено в виде табл. 1.14.

В примечаниях к табл. 1.14 указаны основные формулы, по которым выполнялся расчет, и приведены расчеты потерь мощности в линиях и трансформаторах внутризаводской электрической сети и полной расчетной мощности РП.

Задание для практической работы.

В соответствии с вариантом задания, указанным преподавателем по табл. 1.12, определить расчетную нагрузку распределительной подстанции, от которой питаются три потребителя. Результаты расчетов оформить в виде табл. 1.14.

Таблица 1.12. Исходные данные

№ варианта	Установленная мощность цеха (потребителя), кВт						
	Номер цеха по табл. 1.14						
	1	2	3	4	5	6	7
1	2	3	4	5	6	7	8
0	—	2800	—	3600	600	—	—
1	4600	—	1800	—	—	900	—
2	—	—	2500	4000	—	—	100
3	2900	1900	—	—	300	—	—
4	—	—	950	—	—	300	50
5	1850	—	—	2200	—	400	—
6	—	1500	—	—	200	—	30
7	—	—	1400	—	250	500	—
8	3100	2200	—	2900	—	—	—
9	—	—	1000	—	150	300	—
10	2700	—	2100	—	—	—	75
11	—	3000	—	2500	—	700	—
12	—	—	3200	—	185	—	90
13	—	—	—	4500	120	1200	—
14	5200	3600	—	—	—	—	60
15	—	—	5800	3900	—	1100	—
16	—	4200	—	—	280	—	50
17	3500	—	4100	—	—	800	—
18	—	2800	—	5200	—	—	40
19	2100	—	1500	—	120	—	—

1	2	3	4	5	6	7	8
20	—	1900	—	2600	—	600	—
21	2800	1800	1100	—	—	—	—
22	—	—	—	4800	400	—	20
23	4100	2600	—	—	—	1300	—
24	—	1500	2000	—	—	600	—
25	1900	—	—	2600	—	—	70

Таблица 1.13

№ п/п и номер цеха	Наименование цеха (потребителя)	Длина, ширина, м	Силовая нагрузка		Осветительная нагрузка	
			K_c	$\cos\varphi$	K_{co}	$P_{уд.уд.}$ Вт/м ²
1	2	3	4	5	6	7
1	Кузнечно-прессовый	120×80	0,25	0,65	0,8	17,6
2	Механосборочный	100×30	0,6	0,75	0,95	25,5
3	Механический	80×50	0,3	0,6	0,85	18,9
4	Главный корпус	75×28	0,5	0,7	0,95	20,1
5	Заводоуправление	35×30	0,8	0,9	0,95	30,0
6	Блок вспомогательных цехов	60×40	0,4	0,5	0,9	19,2
7	Склад	100×50	0,55	0,7	0,8	16,2

Таблица 1.14

№ цеха по табл. 1.13	Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка					Совместная силовая и осветительная нагрузки		
		P_n , кВт	K_c	$\cos \varphi$	$\lg \varphi$	P_{pc} , кВт	Q_{pc} , квар	F_1 , м ²	$P_{уд.уст}$, Вт/м ²	K_{co}	$P_{но}$, кВт	$P_{ро}$, кВт	$P_{pc}+P_{ro}$, кВт	Q_{pc} , квар	S_p , кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2	Механосборочный	2800	0,6	0,75	0,88	1680	1478,4	3000	25,5	0,95	76,5	72,7	1752,7	1478,4	2292,9
4	Главный корпус	3600	0,5	0,7	1,0	1800	1800	2100	20,1	0,95	42,2	40,1	1840,1	1800	2574,0
5	Заводоуправление	600	0,8	0,9	0,48	480	230,4	1050	30,0	0,95	31,5	29,9	509,9	230,4	559,5
Итого													4102,7	3508,8	5398,5
Итого по РП с учетом потерь													4154,1	3846,3	5661,3

Примечания:

$$P_{pc} = K_c P_n; \quad Q_{pc} = P_{pc} \lg \varphi; \quad S_p = \sqrt{(P_{pc} + P_{ro})^2 + Q_{pc}^2};$$

$$P_{но} = p_{уд.уст} F; \quad P_{ро} = K_{co} P_{но};$$

$$P_{p\sum} = (\sum P_{pn} + \Delta P_{\tau} + \Delta P_{л}) K_c; \quad Q_{p\sum} = (\sum Q_{p,nn} + \Delta Q_{\tau}) K_{\Sigma};$$

$$\Delta P_{\tau} = 0,02 S_{p,nn}; \quad \Delta P_{\tau} = 0,02 \cdot 5398,5 = 108 \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{\tau} = 0,1 S_{p,nn}; \quad \Delta Q_{\tau} = 0,1 \cdot 5398,5 = 539,9 \text{ квар};$$

$$\Delta P_{л} = 0,03 S_{p,nn}; \quad \Delta P_{л} = 0,03 \cdot 5398,5 = 162 \text{ кВт};$$

$$S_{p,nn} = \sqrt{(1752,7 + 1840,1 + 509,9)^2 + (1478,4 + 1800 + 230,4)^2} = 5398,5 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_{p\sum} = (4102,7 + 108 + 162) \cdot 0,95 = 4154,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\sum} = (3508,8 + 539,9) \cdot 0,95 = 3846,3 \text{ квар}; \quad S_{p\sum} = \sqrt{4154,1^2 + 3846,3^2} = 5661,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

4. Защита электрических сетей и электроприемников напряжением до 1 кВ

Цель занятий — изучить виды защит в электроустановках напряжением до 1 кВ. Приобрести навыки выбора плавких предохранителей, автоматических выключателей, тепловых реле.

Краткие теоретические сведения. Основными видами защит электрических сетей и электроприемников напряжением до 1 кВ являются защиты от перегрузки и токов короткого замыкания (КЗ). Защита от токов КЗ должна осуществляться для всех электрических сетей и электроприемников.

В качестве аппаратов защиты применяются автоматические выключатели и предохранители.

Для защиты электродвигателей от перегрузки и от токов, возникающих при обрыве одной из фаз, применяются также тепловые реле магнитных пускателей.

Выбор аппаратов защиты (предохранителей, автоматов) выполняется с учетом следующих основных требований:

1. Номинальный ток и напряжение аппарата защиты должны соответствовать расчетному длительному току и напряжению электрической цепи.

2. Номинальные токи расцепителей автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей необходимо выбирать по возможности меньшими по длительным расчетным токам с округлением до ближайшего большего стандартного значения.

3. Аппараты защиты не должны отключать установку при кратковременных перегрузках, возникающих в условиях нормальной работы, например, при пусках электродвигателей.

4. Время действия аппаратов защиты должно быть по возможности меньшим, и должна быть обеспечена селективность (избирательность) действия защиты при последовательном расположении аппаратов защит в электрической цепи.

5. Ток защитного аппарата (номинальный ток плавкой вставки, номинальный ток или ток срабатывания расцепителя автомата) должен быть согласован с допустимым током защищаемого проводника.

6. Аппараты защиты должны обеспечивать надежное отключение в конце защищаемого участка двух- и трехфазных КЗ при всех видах режима работы нейтрали сетей, а также однофазных КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью.

Надежное отключение токов КЗ в сети напряжением до 1 кВ обеспечивается в том случае, если отношение наименьшего однофазного расчетного тока КЗ ($I'_{кз}$) к номинальному току плавкой вставки предохранителя ($I_{н.вст}$) или расцепителя автоматического выключателя ($I_{н.р}$), имеющего обратнoзависимую от тока характеристику, будет не менее 3, а во взрывоопасных зонах соответственно:

$$\frac{I'_{кз}}{I_{н.вст}} \geq 4; \quad \frac{I'_{кз}}{I_{н.р}} \geq 6. \quad (1.24)$$

При защите сетей автоматическими выключателями, имеющими только электромагнитный расцепитель (отсечку), для автоматов с номинальным током до 100 А кратность тока КЗ относительно уставки тока мгновенного срабатывания ($I_{ср.з}$) должна быть не менее 1,4, а для автоматов с номинальным током более 100 А — не менее 1,25.

Однако в сетях, защищаемых только от токов КЗ (не требующих защиты от перегрузки), за исключением протяженных сетей, допускается не выполнять расчетной проверки кратности токов КЗ к токам защитных аппаратов, если обеспечено согласование защитного аппарата с допустимым током защищаемого проводника.

4.1. Выбор плавких вставок предохранителей

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется по величине длительного расчетного тока (I_p):

$$I_{н.вст} \geq I_p, \quad (1.25)$$

и по условию перегрузок пиковыми токами

$$I_{н.вст} \geq I_n / \alpha, \quad (1.26)$$

где I_n — пиковый (максимальный кратковременный) ток; α — коэффициент кратковременной тепловой перегрузки; $\alpha = 2,5$ — для легких пусков с длительностью пуска до 5 с, а также при редких пусках (насосы, вентиляторы, станки и т. п.) и при за-

щите магистрали; $\alpha = 2$ — для тяжелых условий пуска, а также при частых (более 15 раз в час) пусках (краны, дробилки, центрифуги и т. п.); $\alpha = 1,6$ — для ответственных электроприемников.

При выборе предохранителя для одиночного электроприемника в качестве I_p принимается его номинальный ток i_n , а в качестве I_n — пусковой ток $i_{\text{пуск}}$.

Для линий, питающих группу электроприемников, максимальный пиковый ток определяется:

$$I_n = I'_{\text{пуск}} + I'_p, \quad (1.27)$$

где $I'_{\text{пуск}}$ — пусковой ток электроприемника или группы одновременно включаемых электроприемников, при пуске которых кратковременный ток линии достигает наибольшей величины; I'_p — длительный расчетный ток, определяемый без учета рабочего тока пускаемых электроприемников.

При отсутствии данных о количестве одновременно пускаемых электроприемников пиковый ток линии может быть определен по формуле:

$$I_n = i_{n,\text{max}} + (I_p - k_{\text{и}} i_{\text{нп}}), \quad (1.28)$$

где $i_{n,\text{max}}$ — наибольший пусковой ток электроприемника группы; I_p — расчетный по нагреву ток группы электроприемников; $i_{\text{нп}}$ — номинальный ток электроприемника с наибольшим пусковым током; $k_{\text{и}}$ — коэффициент использования электроприемника с наибольшим пусковым током.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, защищающего ответвление к сварочному аппарату, выбирается из соотношения:

$$I_{\text{н.вст}} \geq 1,2 \cdot i_{\text{нс}} \sqrt{ПВ}, \quad (1.29)$$

где $i_{\text{нс}}$ — номинальный ток сварочного аппарата при паспортной продолжительности включения (ПВ).

Выбранные плавкие вставки должны обеспечивать также селективность (избирательность) срабатывания. Это значит, что при КЗ на каком-либо участке сети должна перегореть плавкая

вставка предохранителя только этого поврежденного участка. В общем случае защита считается селективной, когда характеристики срабатывания аппаратов защиты, последовательно расположенных в цепи с учетом зон разброса характеристик, не пересекаются.

Учитывая, что разница во времени срабатывания плавких вставок с ростом тока КЗ и в области больших токов КЗ уменьшается, а также тот фактор, что с многократным повторением циклов нагрева время срабатывания предохранителя высшей ступени может уменьшаться, для обеспечения селективности срабатывания каждый предохранитель на схеме сети по мере приближения к ИП должен иметь плавкую вставку не менее чем на две ступени выше, чем предыдущий.

Пример. Рассчитать ток и выбрать плавкий предохранитель для защиты линии, по которой питается электроприемник (электродвигатель) со следующими данными:

$$P_{II} = 18,5 \text{ кВт}; \cos \varphi_{II} = 0,82; \eta_{II} = 87\%; \frac{I_p}{I_{II}} = 7; U_{II} = 380 \text{ В}.$$

Решение. Определяем длительный расчетный ток линии:

$$I_p = i_{II} = \frac{P_{II}}{\sqrt{3} U_{II} \cos \varphi_{II} \eta_{II}}; \quad I_p = \frac{18,5}{1,73 \cdot 0,380 \cdot 0,82 \cdot 0,87} = 39,6 \text{ А}.$$

$$\text{Пусковой ток: } I_{II} = i_{II} \frac{I_p}{I_{II}}; \quad I_{II} = 39,6 \cdot 7 = 277,2 \text{ А}.$$

По длительному току $I_{II, \text{вст}} \geq 39,6 \text{ А}$.

По кратковременному току с учетом условий пуска

$$I_{II, \text{вст}} \geq \frac{I_{II}}{\alpha} \geq \frac{277,2}{2,5} \geq 110,9 \text{ А}.$$

Выбираем предохранитель ПН2-250 с $I_{II, \text{вст}} = 125 \text{ А}$.

Задание для выполнения практической работы.

Рассчитать токи электроприемников и выбрать плавкие предохранители в распределительном шкафу, схема которых приведена на рис. 1.1.

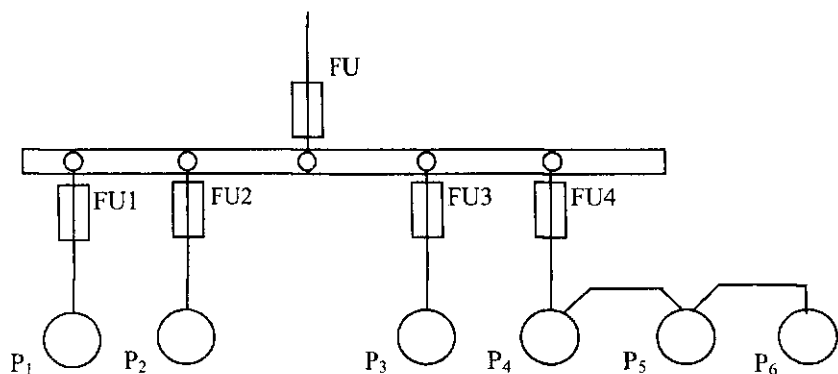


Рис. 1.1. Схема распределительной сети

Таблица 1.15. Исходные данные

№ вар.	P_1 , кВт	P_2 , кВт	P_3 , кВт	P_4 , кВт	P_5 , кВт	P_6 , кВт	$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	$\cos\varphi_3$	$\cos\varphi_4$	$\cos\varphi_5$	$\cos\varphi_6$	K_c
1	19,6	17,3	3,7	4,3	11,0	9,3	0,7	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
2	18,1	14,0	7,3	2,5	16,0	21,0	0,8	0,7	0,7	0,6	0,8	0,7	0,8
3	13,0	19,3	9,2	4,3	7,8	5,9	0,6	0,8	0,7	0,8	0,8	0,7	0,85
4	7,3	14,2	7,0	2,1	23,2	4,5	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,9	0,85
5	9,2	7,3	1,1	0,75	14,5	28,0	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
6	4,0	13,5	7,2	3,0	9,8	19,3	0,7	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
7	17,5	9,2	3,0	2,2	7,3	8,4	0,6	0,6	0,7	0,6	0,8	0,7	0,8
8	3,5	7,1	5,3	2,3	6,1	19,5	0,8	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,8
9	8,4	21,3	7,5	4,0	14,6	3,4	0,7	0,6	0,8	0,8	0,6	0,7	0,8
10	11,6	25,3	3,6	0,75	9,3	2,2	0,8	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,85
11	10,3	16,1	7,4	3,1	4,9	9,5	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,8	0,85
12	17,1	6,3	0,75	0,75	5,7	20,4	0,8	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,85
13	4,0	9,3	2,8	1,7	17,1	14,0	0,7	0,8	0,6	0,7	0,8	0,6	0,8
14	12,8	7,3	4,1	0,8	19,3	6,5	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
15	14,5	14,5	10,0	4,1	7,5	2,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8

4.2. Выбор расцепителей автоматических выключателей

Номинальные токи расцепителей выбирают по длительному расчетному току линии:

$$I_{н.р} \geq I_p. \quad (1.30)$$

Ток срабатывания (отсечки) электромагнитного или комбинированного расцепителя ($I_{ср.э}$) проверяется по пиковому току линии $I_{кр}$:

$$I_{ср.э} \geq K_n I_{кр}, \quad (1.31)$$

где K_n — коэффициент надежности отстройки отсечки от пикового тока, учитывающий: наличие апериодической составляющей в пиковом токе; возможный разброс тока срабатывания отсечки относительно уставки; некоторый запас по току. Значения K_n принимаются в зависимости от типа автомата. При отсутствии таких данных можно принять: $K_n = 1,25 \dots 1,5$.

Селективность срабатывания последовательно включенных автоматических выключателей обеспечивается в тех случаях, когда их защитные характеристики не пересекаются. При отсутствии защитных характеристик каждый автомат на схеме сети по мере приближения к ИП должен иметь номинальный ток расцепителя не менее чем на ступень выше, чем предыдущий.

Пример. Рассчитать ток и выбрать автоматический выключатель для защиты от перегрузки и токов короткого замыкания линии, по которой питается асинхронный двигатель мощностью 11 кВт, $\cos \varphi_n = 0,87$; $\eta_n = 87,5\%$; $I_n/I_n = 7,5$.

Решение. Определяем длительный расчетный ток:

$$I_p = i_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi_n \eta_n}; \quad I_p = \frac{11}{1,73 \cdot 0,380 \cdot 0,87 \cdot 0,875} = 22 \text{ А}.$$

Выберем номинальный ток расцепителя из условия:

$$I_{н.р} \geq I_p \geq 22 \text{ А}.$$

Автоматический выключатель серии А3710Б с $I_{н.р} = 25 \text{ А}$.

Устанавливаем невозможность срабатывания автоматического выключателя при пуске:

$$I_{\text{ср.эл}} \geq 1,25I_{\text{кр}}.$$

На электромагнитном расцепителе ток трогания установлен на $10I_{\text{н.р.}}$, значит $I_{\text{ср.эл}} = 250 \text{ A}$.

Максимальный кратковременный ток

$$I_{\text{кр}} = I_{\text{п}} = 22 \cdot 7,5 = 165 \text{ A};$$

$$I_{\text{ср.эл}} \geq 1,25I_{\text{кр}} = 1,25 \cdot 165 = 206,3 \text{ A}; \quad 250 \text{ A} > 206,3 \text{ A}.$$

Задание для выполнения практической работы.

Рассчитать токи электроприемников и выбрать автоматические выключатели в распределительном шкафу серии ПР8501 (рис. 1.2).

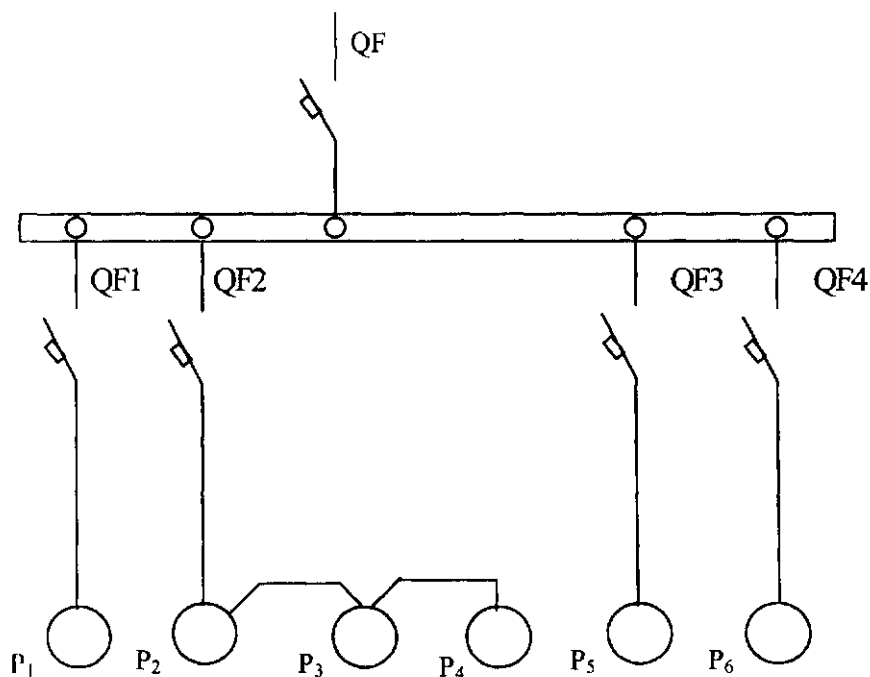


Рис. 1.2. Схема распределительной сети

Таблица 1.16. Исходные данные

№ вар.	P_1 кВт	P_2 кВт	P_3 кВт	P_4 кВт	P_5 кВт	P_6 кВт	$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	$\cos\varphi_3$	$\cos\varphi_4$	$\cos\varphi_5$	$\cos\varphi_6$	K_c
1	16,1	14,3	7,3	2,2	21,3	9,2	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,85
2	3,8	14,0	2,7	4,0	18,5	3,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
3	12,5	10,3	7,5	1,1	5,2	4,0	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,85
4	1,9	7,3	0,73	0,73	19,3	22	0,8	0,6	0,6	0,7	0,8	0,6	0,8
5	19,0	7,5	4,0	2,2	13,0	5,5	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,85
6	4,2	23,1	2,0	2,0	4,9	9,1	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
7	13,3	12,0	2,2	1,1	4,9	8,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,6	0,8
8	10,0	7,8	2,7	0,75	3,8	2,2	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
9	23,0	3,0	8,3	0,3	4,8	11,0	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
10	9,3	10,0	3,2	0,75	5,5	18,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6	0,8
11	7,3	13,5	7,5	3,0	13,0	2,2	0,8	0,7	0,7	0,8	0,6	0,8	0,85
12	14,5	7,5	3,0	0,75	3,5	18,3	0,7	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
13	10,2	8,5	4,0	0,9	18,0	3,7	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,85
14	8,4	12,6	7,7	3,0	18,5	7,3	0,7	0,8	0,7	0,9	0,8	0,6	0,8
15	15,8	11,0	4,8	2,2	3,9	19,6	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,8	0,85

4.3. Выбор тепловых реле магнитных пускателей

Тепловая защита отключает электродвигатель от электрической сети, если вследствие протекания в электрической цепи повышенных токов имеет место более высокий нагрев его обмоток.

Такая перегрузка возникает при увеличении нагрузки на валу электродвигателя или при обрыве одной из фаз трехфазного электродвигателя.

Тепловая защита от перегрузки двигателей может быть осуществлена с помощью тепловых реле, которые устанавливаются в комплекте с электромагнитными пускателями.

Номинальные токи тепловых элементов реле выбирают по длительному расчетному току (I_p) или номинальному току электродвигателя (I_n):

$$I_{н.т.} \geq I_p \text{ или } I_{н.т.} \geq I_n.$$

Пример. Рассчитать ток и выбрать уставку теплового реле серии РТЛ магнитного пускателя ПМЛ, защищающего от перегрузки электродвигатель мощностью 5,5 кВт, $\cos\varphi_n = 0,85$, $\eta_n = 85,5\%$.

Решение. Определяем длительный расчетный ток электродвигателя

$$I_p = i_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi_n \eta_n}; \quad I_p = \frac{5,5}{1,73 \cdot 0,380 \cdot 0,85 \cdot 0,855} = 11,6 \text{ A.}$$

Выбираем магнитный пускатель серии ПМЛ200004 второй величины с РТЛ-101604, $I_{н.т} = 12 \text{ A}$.

Задание для выполнения практической работы

Рассчитать ток и выбрать уставки тепловых реле магнитных пускателей для защиты электродвигателей от перегрузки.

Таблица 1.17. Технические данные электродвигателей

№ варианта	Тип электродвигателя	P_n кВт	$\cos \varphi_n$	η_n , %
1	2	3	4	5
1	4A71A4Y3	0,55	0,7	70,5
2	4A71B4Y3	0,75	0,73	72,0
3	4A80A4Y3	1,1	0,81	75,0
4	4A80B4Y3	1,5	0,83	77,0
5	4A90L4Y3	2,2	0,83	80,0
6	4A100S4Y3	3,0	0,83	82,0
7	4A100L4Y3	4,0	0,84	84,0
8	4A132S4Y3	7,5	0,86	87,5
9	4A132M4Y3	11,0	0,87	87,5
10	4A160S4Y3	15,0	0,88	88,5
11	4A160M4Y3	18,5	0,88	89,5
12	4A180S4Y3	22,0	0,9	90,0
13	4A180M4Y3	30,0	0,89	91,0
14	4A200M4Y3	37,0	0,9	91,0
15	4A200L4Y3	45,0	0,90	92,0

5. Расчет электрических сетей по потере напряжения

Цель работы — приобрести практические навыки проверки электрических сетей по допустимой потере напряжения.

Краткие теоретические сведения. Электрические сети, рассчитанные по допустимому нагреву, проверяют по потере

напряжения. При передаче электроэнергии по проводам часть напряжения теряется на сопротивлении проводов и в результате в конце линии, т. е. у электроприемников, напряжение становится меньшим, чем в начале линии.

Согласно ГОСТ 13109-97 в электрических сетях до 1 кВ в нормальном режиме допускаются отклонения напряжения от номинального в пределах от -5 до $+5\%$, т. е. для того чтобы электроприемники могли нормально работать и выполнять заложенные в них функции, напряжение на их выводах должно быть не менее $95\% U_n$ и не более $105\% U_n$.

Таким образом, выбранное сечение проводников должно соответствовать также условиям обеспечения электроприемников качественной электрической энергией.

Потери напряжения в элементах системы электроснабжения не нормируются. Однако допускается считать, что потери напряжения не должны превышать $1,5 \dots 1,8\%$ в магистральном шинопроводе; $2 \dots 2,5\%$ в распределительном шинопроводе с равномерной нагрузкой; $4 \dots 6\%$ в сетях $0,38$ кВ (от ТП до ввода в здания).

В общем случае допустимая потеря напряжения в электрических сетях до 1 кВ от источника питания (ТП) до электроприемника определяется по формуле:

$$\Delta U_{\text{доп}} \% = U_{\text{xx}} \% - \Delta U_{\text{т}} \% - U_{\text{min}} \%, \quad (1.33)$$

где U_{xx} — напряжение холостого хода трансформатора, $U_{\text{xx}} = 105\%$; $\Delta U_{\text{т}}$ — потеря напряжения в питающем трансформаторе; U_{min} — минимально допустимое напряжение на зажимах электроприемника, $U_{\text{min}} = 95\%$.

$$\Delta U_{\text{доп}} \% = 10 - \Delta U_{\text{т}} \% ; \quad (1.34)$$

$$\Delta U_{\text{т}} \% = \beta_{\text{т}} (U_{\text{а}} \% \cos \varphi_{\text{т}} + U_{\text{р}} \% \sin \varphi_{\text{т}}), \quad (1.35)$$

где $\beta_{\text{т}} = \frac{S_{\text{р}}}{S_{\text{н.т}}}$ — коэффициент загрузки трансформатора;

$U_{\text{а}} \% = \frac{100 \cdot \Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{н.т}}}$ — активная составляющая напряжения КЗ транс-

форматора; ΔP_k — номинальные потери мощности КЗ трансформатора; $\Delta U_p \% = \sqrt{U_k^2 \% - U_a^2 \%}$ — реактивная составляющая напряжения КЗ трансформатора; $U_k \%$ — напряжение КЗ трансформатора $S_{мт}$; $\cos \varphi_T$ — коэффициент мощности нагрузки трансформатора.

Фактические потери напряжения в трехфазной линии переменного тока можно определить по формуле:

$$\Delta U_{\phi} = \sqrt{3} \cdot I_p L (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi), \quad (1.36)$$

где I_p — расчетный ток линии, А; L — длина линии, км; r_0 , x_0 — соответственно активное и реактивное сопротивление 1 км проводника линии, Ом/км (табл. 1.18).

Таблица 1.18. Активное и индуктивное сопротивление проводов с медными и алюминиевыми жилами

Сечение проводника, мм ²	Активное сопротивление, Ом/км, $t=20^{\circ}\text{C}$		Индуктивное сопротивление (меди и алюминия), Ом/км	
	меди	алюминия	для воздушных линий при расстоянии между проводами 15 см	для проводов, проложенных в трубах, и кабелей
1	2	3	4	5
2,5	8,00	13,39	0,335	0,098
4	5,00	8,35	0,332	0,095
6	3,00	5,56	0,323	0,09
10	2,00	3,33	0,308	0,073
16	1,25	2,08	0,286	0,067
25	0,8	1,335	0,272	0,066
35	0,572	0,952	0,262	0,064
50	0,4	0,668	0,25	0,062
70	0,287	0,477	0,24	0,061
95	0,211	0,352	0,228	0,06
120	0,167	0,278	0,223	0,06
150	0,133	0,222	0,214	0,059

Фактическая потеря напряжения должна быть меньше допустимой потери напряжения. Если окажется, что фактическая потеря напряжения больше допустимой величины, то выбирают проводник (проводники) большего на одну ступень сечения и повторяют поверочный расчет.

Пример. В упрощенной форме (без учета способа прокладки, условий окружающей среды) по допустимому нагреву выбрать кабель, питающий распределительный шкаф (ШР) и проверить его по потере напряжения. Длина кабельной линии (L) 42 м. Данные нагрузки распределительного шкафа: установленная мощность 28,6 кВт; $\cos \varphi = 0,85$; $K_c = 0,8$. Допустимая потеря напряжения для рассчитываемого участка сети 4%.

Решение. Определяем расчетную мощность ШР:

$$P_p = K_c \cdot P_{\text{уст}} = 0,8 \cdot 28,6 = 22,9 \text{ кВт.}$$

Расчетный ток распределительного шкафа:

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{22,9}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,85} = 40,9 \text{ А.}$$

Выбираем по нагреву кабель АВВГ $3 \times 10 + 1 \times 6 \text{ мм}^2$ с длительно допустимым током 42 А. Фактическая потеря напряжения в кабеле, питающем ШР, определяется по формуле (1.36):

$$\Delta U_{\phi} = 1,73 \cdot 40,9 (3,33 \cdot 0,85 + 0,073 \cdot 0,52) \cdot 0,042 = 8,53 \text{ В;}$$

$$\Delta U_{\phi} \% = \frac{\Delta U_{\phi}}{U_{\phi}} \cdot 100 = \frac{8,53}{380} \cdot 100 = 2,2\%;$$

$$\Delta U_{\phi} = 2,2\% < \Delta U_{\text{доп}} = 4\%.$$

Выбранный по допустимому нагреву кабель удовлетворяет допустимой потере напряжения.

Задание для самостоятельной работы.

Для заданной схемы электрической сети (рис. 1.3) рассчитать сечение жил питающего распределительный шкаф (ШР) кабеля по

нагреву электрическим током и проверить выбранное сечение по потере напряжения.

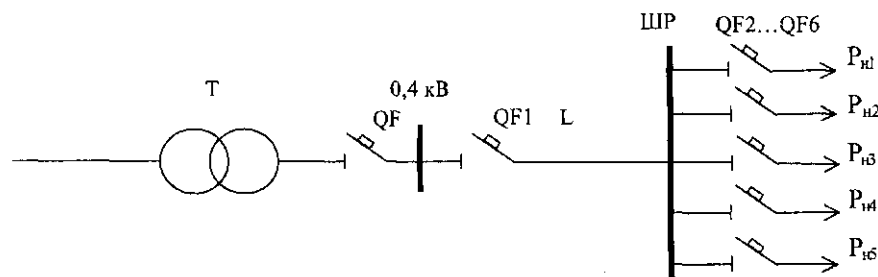


Рис. 1.3. Схема электрической сети

Исходные данные для расчета приведены в таблице 1.19.

Таблица 1.19. Исходные данные

№ вар.	P_1 кВт	P_2 кВт	P_3 кВт	P_4 кВт	P_5 кВт	$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	$\cos\varphi_3$	$\cos\varphi_4$	$\cos\varphi_5$	L	K_c	$\Delta U_{\text{ап}}$ %
1	7,3	12,7	9,3	24,3	3,5	0,6	0,75	0,8	0,7	0,75	37	0,8	3,5
2	6,5	19,3	4,2	19,5	10,0	0,7	0,75	0,6	0,7	0,8	49	0,85	4
3	14,7	4,3	0,95	9,6	7,9	0,7	0,8	0,85	0,8	0,8	55	0,85	6
4	10,7	4,5	8,0	24,7	12,8	0,75	0,75	0,8	0,6	0,6	35	0,8	5
5	9,8	4,0	13,7	18,5	1,8	0,7	0,75	0,8	0,8	0,6	40	0,8	5,5
6	10,3	17,0	8,4	4,8	16,5	0,75	0,7	0,8	0,6	0,6	68	0,8	4,7
7	12,7	8,4	3,15	9,1	4,8	0,7	0,7	0,85	0,8	0,6	57	0,85	5,2
8	10,5	9,6	24,5	4,0	6,4	0,7	0,75	0,8	0,8	0,6	70	0,8	4,3
9	21,0	9,3	12,7	4,5	7,3	0,6	0,6	0,8	0,85	0,7	65	0,85	5,8
10	18,5	3,7	22,0	4,8	6,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,85	50	0,85	4,6
11	12,6	14,3	7,3	4,5	2,2	0,7	0,6	0,6	0,8	0,7	45	0,85	3,9
12	6,15	9,3	20,5	11,4	2,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	40	0,8	4,4
13	9,6	12,3	4,0	5,5	16,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	73	0,8	5,4
14	16,3	3,7	19,2	4,1	2,1	0,8	0,7	0,6	0,8	0,6	55	0,85	6,2
15	3,0	9,1	14,3	19,0	4,8	0,6	0,6	0,8	0,6	0,6	60	0,8	4,8

6. Компенсация реактивной мощности

Цель работы — изучить способы и средства компенсации реактивной мощности и эффект от снижения реактивной мощности в электрических сетях.

Краткие теоретические сведения. Под **реактивной мощностью** понимается электрическая нагрузка, создаваемая колебаниями энергии электромагнитного поля. В отличие от активной мощности реактивная, циркулируя между источниками и потребителями, не выполняет полезной работы. Принято считать, что реактивная мощность потребляется (Q_L), если нагрузка носит индуктивный характер (ток отстает по фазе от напряжения) и генерируется (Q_C) при емкостном характере нагрузки (ток опережает по фазе напряжение).

Реактивная мощность запасается в виде магнитного и электрического полей в элементах электрической сети, электроприемниках, обладающих индуктивностью и емкостью.

Основными электроприемниками реактивной мощности на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели — на их долю приходится 60...65% потребляемой реактивной мощности, 20...25% приходится на трансформаторы, 10...15% — на другие электроприемники (преобразователи, реакторы, газоразрядные источники света) и линии электропередачи.

Под **компенсацией реактивной мощности** понимается снижение реактивной мощности, циркулирующей между источниками тока и электроприемниками, а следовательно, и снижение тока в генераторах и сетях.

Проведение мероприятий по компенсации реактивной мощности дает значительный технико-экономический эффект, заключающийся в снижении потерь активной мощности:

$$\Delta P = \frac{P_p^2 + (Q_p - Q_k)^2}{U_n^2} \cdot R, \quad (1.37)$$

потерь напряжения

$$\Delta U = \frac{P_p R + (Q_p - Q_k) X}{U_n}, \quad (1.38)$$

в лучшем использовании основного оборудования, в увеличении пропускной способности элементов сети по активной мощности:

$$S = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_k)^2}, \quad (1.39)$$

где Q_k — мощность компенсирующих устройств.

Во вновь проектируемых электрических сетях компенсация реактивной мощности позволяет снизить число и мощность силовых трансформаторов, сечения проводников линий и габариты аппаратов распределительных устройств.

Компенсировать реактивную мощность экономически целесообразно до определенных, нормативных значений, установленных для характерных узлов электрической сети.

До 1974 г. основным нормативным показателем, характеризующим потребляемую реактивную мощность, был коэффициент мощности ($\cos \varphi$), определяющий, какую часть при неизменной полной мощности (S) составляет активная мощность (P).

При снижении потребления реактивной мощности Q до значения $(Q - Q_k)$ величина угла φ_1 уменьшается до угла φ_2 (рис. 1.4), что приводит к увеличению коэффициента мощности при постоянной величине передаваемой активной мощности до значения

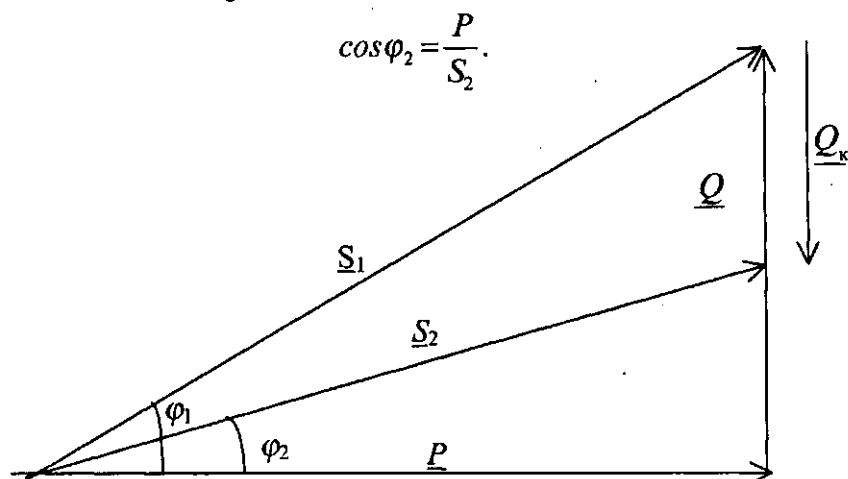


Рис. 1.4. Диаграмма, иллюстрирующая работу компенсирующего устройства

На границе раздела потребителя и энергоснабжающей организации в зависимости от места присоединения потребителя в энергетической системе средневзвешенное значение коэффициента мощности должно было находиться в пределах 0,85...0,95.

Позже, для оценки потребления реактивной мощности был введен коэффициент реактивной мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_3}{P_3}, \quad (1.41)$$

где Q_3 — оптимальная реактивная нагрузка предприятия в часы максимума активной нагрузки в энергосистеме; P_3 — заявленная предприятием активная мощность, в период прохождения максимума нагрузки в энергосистеме.

С 1982 г., с целью более эффективного управления режимами реактивной мощности энергосистемой, для предприятий устанавливаются экономически оптимальные значения реактивной мощности, которая может быть передана предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активной нагрузки энергосистемы, соответственно Q_{31} и Q_{32} .

Для промышленных предприятий с присоединенной мощностью менее 750 кВ·А мощность компенсирующих устройств задается энергосистемой и является обязательной при выполнении проекта электроснабжения предприятия. Для жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки не предусматривается.

Существуют два пути снижения реактивных нагрузок:

а) снижение реактивной мощности без применения средств компенсации, не требующее больших материальных затрат, которое должно проводиться в первую очередь;

б) установка специальных компенсирующих устройств.

К естественной компенсации относится следующее: а) создание рациональной схемы электроснабжения за счет уменьшения количества ступеней трансформации; б) выравнивание графика нагрузки и улучшение энергетического режима работы оборудования;

в) замена, перестановка или отключение трансформаторов, загруженных в среднем менее чем на 30% от их номинальной мощности; г) правильный выбор электродвигателей по мощности и типу; д) замена малозагруженных двигателей (менее 45%) двигателями меньшей мощности; е) переключение статорных обмоток асинхронных двигателей напряжением до 1 кВ с треугольника на звезду, если их нагрузка составляет менее 40%; ж) улучшение качества ремонта электродвигателей; з) ограничение продолжительности холостых ходов двигателей и сварочных трансформаторов; и) замена асинхронных двигателей синхронными, где это возможно по технико-экономическим соображениям.

К специальным компенсирующим устройствам относятся: а) синхронные компенсаторы (СК); б) конденсаторные батареи (КБ); в) статические источники реактивной мощности (ИРМ).

Наибольшее применение в сетях потребителей нашли КБ. В сетях с резкопеременной, ударной нагрузкой на напряжении 6—10 кВ рекомендуется применение статических ИРМ. Для компенсации больших реактивных нагрузок, чаще в энергосистемах, применяются СК.

В основе расчета мощности компенсирующих устройств при проектировании систем электроснабжения лежит критерий минимума приведенных затрат на конденсаторные батареи до и выше 1 кВ, трансформаторные подстанции (ТП) и потери электроэнергии в питающих ТП электрических сетях [4].

В действующих системах электроснабжения мощность компенсирующих устройств можно определить по следующему выражению:

$$Q_k = P_p (tg \varphi_1 - tg \varphi_2), \quad (1.42)$$

где P_p — расчетная активная нагрузка потребителя; $tg \varphi_1$, $tg \varphi_2$ — коэффициенты реактивной мощности соответственно фактический и нормативный.

Пример. Активная и реактивная мощность потребителя составляет:

$P = 18$ кВт, $Q = 26$ квар. Рассчитать мощность и выбрать компенсирующее устройство, приняв нормативное значение реактивной мощности $tg\varphi_2 = 0,33$ ($\cos\varphi = 0,95$).

Решение. Полная мощность потребителя:

$$S_1 = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad S_1 = \sqrt{18^2 + 26^2} = 31,6 \text{ кВт} \cdot \text{А}.$$

Фактический коэффициент мощности:

$$\cos\varphi_1 = \frac{P}{S_1}; \quad \cos\varphi_1 = \frac{18}{31,6} = 0,57 \quad (tg\varphi_1 = 1,43).$$

Мощность компенсирующего устройства:

$$Q_k = P_p(tg\varphi_1 - tg\varphi_2); \quad Q_k = 18(1,43 - 0,33) = 19,8 \text{ квар}.$$

Приняв мощность конденсаторных батарей стандартной величиной 18 квар (ближайшая величина, на которую выпускаются конденсаторные батареи), потребляемая реактивная мощность после компенсации составит

$$Q_2 = Q_1 - Q_k; \quad Q_2 = 26 - 18 = 8 \text{ квар}$$

Тогда полная мощность

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad S_2 = \sqrt{18^2 + 8^2} = 19,7 \text{ кВт} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент мощности после компенсации реактивной нагрузки:

$$\cos\varphi_2 = \frac{P}{S_2}; \quad \cos\varphi_2 = \frac{18}{19,7} = 0,91.$$

Задание для самостоятельной работы.

Рассчитать мощность компенсирующего устройства и выбрать конденсаторные батареи по исходным данным, приведенным в табл. 1.20.

Таблица 1.20. Исходные данные

№ варианта	P , кВт	Q , квар	$\cos\varphi_2$
1	2	3	4
1	260	253	0,96
2	550	545	0,98
3	254,5	223,7	0,95
4	331,7	351,2	0,97
5	334,5	364	0,96
6	213,1	202,4	0,95
7	257,0	242	0,90
8	487	470	0,97
9	757,5	740	0,98
10	1115	1100	0,95
11	2335	2300	0,98
12	354	299,5	0,96
13	194,5	189,8	0,963
14	270,6	232,8	0,97

7. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов потребительских ТП 6-10/0,4 кВ

Цель работы — изучить существующие способы и приобрести практические навыки выбора силовых трансформаторов потребительских подстанций.

Краткие теоретические сведения.

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на потребительских подстанциях 6-10/0,4 кВ определяется величиной и характером электрических нагрузок, требуемой надежностью электропитания, территориальным размещением нагрузок и перспективным их изменением и выполняется при необходимости достаточного обоснования на основании технико-экономических расчетов.

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно- и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтранс-

форматорных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы. Трехтрансформаторные подстанции используются редко, как вынужденное решение, при реконструкции, расширении подстанции, при системе раздельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

Однотрансформаторные ТП 6-10/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более 1 суток, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Однотрансформаторные ТП выгодны еще и в том отношении, что если работа предприятия сопровождается периодами малых нагрузок, то можно за счет наличия переключек между ТП на вторичном напряжении отключать часть трансформаторов, создавая этим экономически целесообразный режим работы трансформаторов. Под экономическим режимом работы трансформаторов понимается режим, который обеспечивает минимальные потери мощности в трансформаторах. В данном случае решается задача выбора оптимального количества работающих трансформаторов.

Такие ТП могут быть экономичны и в плане максимального приближения напряжения 6—10 кВ к электроприемникам, уменьшая протяженность сетей до 1 кВ за счет децентрализации трансформирования электрической энергии. В этом случае вопрос решается в пользу применения двух однотрансформаторных по сравнению с одной двухтрансформаторной подстанцией.

Двухтрансформаторные ТП применяются при преобладании электроприемников I и II категорий. При этом мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного, другой трансформатор с учетом допустимой перегрузки принял бы на себя нагрузку всех потребителей (в этой ситуации можно временно отключить электроприемники III категории). Такие подстанции желательны и независимо от категории потребителей при наличии

неравномерного суточного или годового графика нагрузки. В этих случаях выгодно менять присоединенную мощность трансформаторов, например при наличии сезонных нагрузок, одно- или двухсменной работы со значительной различающейся загрузкой смен.

Электроснабжение населенного пункта, микрорайона города, цеха, группы цехов или всего предприятия может быть обеспечено от одной или нескольких ТП. Целесообразность сооружения одно- или двухтрансформаторных подстанций определяется в результате технико-экономического сравнения нескольких вариантов системы электроснабжения. Критерием выбора варианта является минимум приведенных затрат на сооружение системы электроснабжения. Сравнимые варианты должны обеспечивать требуемый уровень надежности электроснабжения.

В системах электроснабжения промышленных предприятий наибольшее применение нашли следующие единичные мощности трансформаторов: 630, 1000, 1600 кВ·А, в электрических сетях городов — 400, 630 кВ·А. Практика проектирования и эксплуатации показала необходимость применения однотипных трансформаторов одинаковой мощности, так как разнообразие их создает неудобства в обслуживании и вызывает дополнительные затраты на ремонт.

В общем случае выбор мощности трансформаторов производится на основании следующих основных исходных данных: расчетной нагрузки объекта электроснабжения, продолжительности максимума нагрузки, темпов роста нагрузок, стоимости электроэнергии, нагрузочной способности трансформаторов и их экономической загрузки.

Основным критерием выбора единичной мощности трансформаторов при технико-экономическом сравнении вариантов является, как и при выборе количества трансформаторов, минимум годовых приведенных затрат.

Ориентировочно выбор единичной мощности трансформаторов может выполняться по удельной плотности расчетной нагрузки ($\text{кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$) и полной расчетной нагрузки объекта ($\text{кВ}\cdot\text{А}$). При удельной плотности нагрузки до $0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ и суммарной нагрузке до 3000 кВ·А целесообразно применять трансформаторы 400; 630;

1000 кВ·А с вторичным напряжением 0,4/0,23 кВ. При удельной плотности нагрузки и суммарной нагрузке выше указанных значений более экономичны трансформаторы мощностью 1600 и 2500 кВ·А.

Однако эти рекомендации не являются достаточно обоснованными вследствие того, что цены на электрооборудование и, в частности, на ТП меняются быстро.

В проектной практике трансформаторы ТП часто выбирают по расчетной нагрузке объекта и рекомендуемым коэффициентам экономической загрузки трансформаторов ($\beta_{\Sigma} = \frac{S_p}{S_{н.т}}$), в соответствии с данными табл. 1.21.

Таблица 1.21. Рекомендуемые коэффициенты загрузки трансформаторов цеховых ТП

Коэффициент загрузки трансформатора	Вид ТП и характер нагрузки
0,65...0,7	Двухтрансформаторные ТП с преобладающей нагрузкой I категории
0,7...0,8	Однотрансформаторные ТП с преобладающей нагрузкой II категории при наличии взаимного резервирования по перемычкам с другими подстанциями на вторичном напряжении
0,9...0,95	ТП с нагрузкой III категории или с преобладающей нагрузкой II категории при возможности использования складского резерва трансформаторов

Важное значение при выборе мощности трансформаторов имеет правильный учет их нагрузочной способности. Под нагрузочной способностью трансформатора понимается совокупность допустимых нагрузок, систематических и аварийных перегрузок из расчета теплового износа изоляции трансформатора. Если не учитывать нагрузочную способность трансформаторов, то при выборе можно необоснованно завысить их номинальную мощность, что экономически нецелесообразно.

На большинстве подстанций нагрузка трансформаторов изменяется и в течение продолжительного времени остается ниже номинальной. Значительная часть трансформаторов выбирается с учетом послеаварийного режима, и поэтому в нормальном режиме они остаются длительное время недогруженными. Кроме того, силовые трансформаторы рассчитываются на работу при допустимой температуре окружающей среды, равной $+40^{\circ}\text{C}$. В действительности они работают в обычных условиях при температуре среды до $20...30^{\circ}\text{C}$. Следовательно, силовой трансформатор в определенное время может быть перегружен с учетом рассмотренных выше обстоятельств без всякого ущерба для установленного ему срока службы (20...25 лет).

На основании исследований различных режимов работы трансформаторов разработан ГОСТ 14209-85 [5], регламентирующий допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки силовых масляных трансформаторов общего назначения мощностью до $100\text{ МВ}\cdot\text{А}$ включительно с видами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц с учетом температуры охлаждения среды $q_{\text{охл}}$.

Для определения систематических нагрузок и аварийных перегрузок в соответствии с [5] необходимо также знать начальную нагрузку, предшествующую перегрузке, и продолжительность перегрузки. Эти данные определяются по реальному исходному графику нагрузки (полной мощности или току), преобразованному в эквивалентный в тепловом отношении прямоугольный двух- или многоступенчатый график.

В связи с необходимостью иметь реальный исходный график нагрузки расчет допустимых нагрузок и перегрузок в соответствии с [5] может быть выполнен для действующих подстанций с целью проверки допустимости существующего графика нагрузки, а также с целью определения возможных вариантов суточных графиков с максимальными значениями коэффициентов загрузки в момент, предшествующий режиму перегрузки, и в режиме перегрузки.

На стадии проектирования подстанций можно использовать типовые графики нагрузок или в соответствии с рекомендация-

ми, также предлагаемыми в [5], выбирать мощность трансформаторов по условиям аварийных перегрузок.

Тогда для подстанций, на которых возможна аварийная перегрузка трансформаторов (двухтрансформаторные, однострансформаторные с резервными связями по вторичной стороне), если известна расчетная нагрузка объекта S_p и коэффициент допустимой аварийной перегрузки $\beta_{та}$, номинальная мощность трансформатора определяется как

$$S_{н.т} = \frac{S_p}{\beta_{та}}. \quad (1.43)$$

Следует также отметить, что нагрузка трансформатора выше его номинальной мощности допускается только при исправной и полностью включенной системе охлаждения трансформатора.

Что касается типовых графиков, то в настоящее время они разработаны для ограниченного количества узлов нагрузок.

Так как выбор количества и мощности трансформаторов, в особенности потребительских подстанций 6-10/0,4-0,23 кВ, определяется часто в основном экономическим фактором, то существенным при этом является учет компенсации реактивной мощности в электрических сетях потребителя. Компенсируя реактивную мощность в сетях до 1 кВ, можно уменьшить количество ТП 10/0,4, их номинальную мощность. Особенно это существенно для промышленных потребителей, в сетях до 1 кВ которых приходится компенсировать значительные величины реактивных нагрузок. Существующая методика по компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий и предполагает выбор мощности компенсирующих устройств с одновременным выбором количества трансформаторов подстанций и их мощности [4].

Таким образом, учитывая вышеизложенное, сложность непосредственных экономических расчетов из-за быстро меняющихся стоимостных показателей строительства подстанций и стоимости электроэнергии, при проектировании новых и реконструкции действующих потребительских подстанций 6-10/0,4-0,23 кВ, выбор мощности силовых трансформаторов может быть выполнен следующим образом:

— в сетях промышленных предприятий:

а) единичную мощность трансформаторов выбирать в соответствии с рекомендациями удельной плотности расчетной нагрузки и полной расчетной нагрузки объекта;

б) количество трансформаторов подстанции и их номинальную мощность выбирать в соответствии с указаниями по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий [4];

в) выбор мощности трансформаторов должен осуществляться с учетом рекомендуемых коэффициентов загрузки и допустимых аварийных перегрузок трансформаторов;

г) при наличии типовых графиков нагрузки выбор следует вести в соответствии с ГОСТ 14209-85 с учетом компенсации реактивной мощности в сетях до 1 кВ;

— в городских электрических сетях:

а) имея в наличии типовые графики нагрузки подстанции, выбор мощности трансформаторов следует выполнять в соответствии с ГОСТ 14209-85;

б) зная вид нагрузки подстанции, при отсутствии типовых графиков, ее выбор целесообразно выполнять в соответствии с методическими указаниями института «Белэнергосетьпроект» [6].

Пример. Выбрать количество и мощность трансформатора цеховой ТП по следующим исходным данным: $P_p = 250$ кВт, $Q_p = 270$ квар; категория электроприемников цеха по степени надежности электроснабжения — третья.

Решение. Полная расчетная мощность цеха:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad S_p = \sqrt{250^2 + 270^2} = 368 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По расчетной мощности (368 кВ·А) требуемому уровню надежности электроснабжения (3 категория электроприемников) можно принять однотрансформаторную подстанцию с мощностью трансформатора $S_{\text{нт}} = 400$ кВ·А.

Коэффициент загрузки трансформатора составит

$$\beta_T = \frac{S_{HT}}{S_p}; \quad \beta_T = \frac{368}{400} = 0,92,$$

что удовлетворяет соответствующим требованиям (табл. 1.21).

Задания для выполнения самостоятельной работы.

1. Выполнить выбор количества и мощности силовых трансформаторов цеховой комплектной трансформаторной подстанции (КТП) по исходным данным, приведенным в табл. 1.22. Вариант задания указывается преподавателем. При выборе двухтрансформаторной подстанции для питания электроприемников I и II категории по надежности электроснабжения считать, что допустимая аварийная перегрузка составляет $1,5S_{HT}$.

2. Составьте принципиальную электрическую схему выбранной КТП.

Таблица 1.22. Исходные данные

№ варианта	P_p , кВт	Q_p , квар	Категория электроприемников по надежности электроснабжения
1	570,3	481	I
2	295	279	II
3	354	301,5	III
4	336	370	II
5	213,6	206	II
6	189	171	III
7	204	198,5	III
8	470	401	I
9	625	603	I
10	349	297	II
11	727	681,5	II
12	370,5	346,1	III
13	493	471,6	II
14	189,5	161,3	II
15	370	319,5	III

8. Расчет токов короткого замыкания в системах электроснабжения

Цель работы — изучить методы и приобрести практические навыки расчета токов короткого замыкания в системах электроснабжения.

Краткие теоретические сведения. В нормальных режимах работы в электрической сети протекают токи, допустимые для данной установки. При нарушении изоляции проводов или оборудования в электрической сети внезапно может возникнуть аварийный режим короткого замыкания, вызывающий резкое увеличение токов.

Значительные по величине токи короткого замыкания представляют опасность для элементов электрической сети и оборудования, так как они вызывают чрезмерный нагрев токоведущих частей и создают большие механические усилия.

Кроме того, короткое замыкание в системе электроснабжения вызывает резкое снижение напряжения у потребителей. Понижение напряжения сохраняется до тех пор, пока аппарат под действием защиты не отключит аварийный участок сети.

Для сохранения необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей применяют быстродействующие релейные защиты и выключатели, которые отключают аварийный участок, уменьшая последствия коротких замыканий.

Для обеспечения требуемой работоспособности электрической сети и оборудования, кроме расчетов нормальных электрических режимов их работы, производят расчеты возможных аварийных режимов, выбирая электрическую сеть и оборудование таким образом, чтобы они выдерживали без повреждения действие наибольших возможных токов короткого замыкания.

Коротким замыканием (КЗ) называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или с землей, при котором токи в аппаратах и проводниках, примыкающих к месту соединения, т. е. к месту КЗ, возрастают, превышая, как правило, расчетные значения нормального режима.

В трехфазных электрических установках различают три основных вида коротких замыканий: трехфазное, двухфазное и однофазное.

Трехфазное короткое замыкание является симметричным замыканием.

Двухфазное и однофазное короткие замыкания являются несимметричными, так как при их возникновении нарушается симметрия напряжений и токов трехфазной системы.

Наиболее часты однофазные КЗ (до 60% от их общего количества).

Значение токов КЗ зависит от мощности источника питания, сопротивления цепи, от вида, а также момента возникновения КЗ и длительности его действия.

При расчете токов короткого замыкания в установках напряжением выше 1 кВ пренебрегают активным сопротивлением генераторов, силовых трансформаторов и реакторов, так как они невелики по сравнению с их индуктивными сопротивлениями, что практически не влияет на результат расчета токов короткого замыкания.

В кабельных и воздушных линиях большой протяженности следует учитывать активные сопротивления, особенно в кабельных, так как индуктивное сопротивление у них относительно мало.

В установках напряжением до 1 кВ активные сопротивления элементов цепи достаточно велики, поэтому при расчете следует учитывать индуктивные и активные сопротивления.

Расчет токов короткого замыкания можно производить в именованных (омах, амперах, вольтах и т. д.) или в относительных единицах, т.е. в долях от номинальных или базовых значений.

В проектной и эксплуатационной практике расчеты токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1 кВ выполняют только в именованных единицах, а в распределительных сетях свыше 1 кВ — производят как в именованных, так и в относительных единицах. Любой элемент трехфазной электрической сети (генератор, трансформатор, реактор) характеризуется номинальными параметрами.

Расчет токов короткого замыкания в относительных единицах.

В этом случае все расчетные данные приводят к базисному напряжению и базисной мощности. За базисное напряжение принимают номинальные напряжения $U_{ном}$ 0,23; 0,4; 0,69; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230 кВ.

За базисную мощность $S_б$ можно выбрать мощность, принимаемую при расчетах за единицу, например мощность системы, суммарные номинальные мощности генераторов станции или трансформаторов подстанции или удобное для расчетов число, кратное десяти [8].

Расчет токов КЗ в сетях выше 1 кВ выполняется в следующей последовательности.

1. Составляется расчетная схема электрической сети, соответствующая нормальному режиму работы системы электроснабжения, считая, что все источники питания включены параллельно. В расчетной схеме учитываются сопротивления питающих генераторов, трансформаторов, высоковольтных линий (воздушных, кабельных), реакторов.

2. По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой указываются сопротивления всех элементов: генераторов, трансформаторов, линий, реакторов и т.п.

3. Намечаются точки для расчета токов КЗ. За расчетную точку КЗ принимается такая, в которой аппараты и проводники находятся в наиболее тяжелых условиях [1].

4. Задаются базисными значениями напряжения $U_б$ и мощности $S_б$.

5. Для отдельных элементов схемы принимаются следующие значения индуктивных сопротивлений:

— для синхронных генераторов сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси полюсов (x_d''):

для турбогенераторов $x_d'' = 0,125$;

для гидрогенераторов с успокоительной обмоткой — $x_d'' = 0,2$;

без успокоительной обмотки $x_d'' = 0,27$;

— для синхронных и асинхронных двигателей $x_d'' = 0,2$;

— для трансформаторов, если пренебречь их активным сопротивлением, напряжение короткого замыкания U_k (%);

— для воздушных линий напряжением выше 1 кВ значение $x_0 = 0,4$ Ом/км;

— для кабельных линий напряжением 6÷20 кВ величина $x_0 = 0,08$ Ом/км;

— для реакторов сопротивление дается в процентах и переводится в относительные единицы или именованные (Ом).

Погонное (удельное) активное сопротивление линии определяется по выбранному сечению S или по справочным таблицам.

В схеме замещения все указанные сопротивления выражают в относительных единицах и обозначают «*» в индексе.

6. Приводятся сопротивления элементов расчетной схемы КЗ к базисным условиям по формулам:

Генераторы

$$x_{*б} = x_{*д}'' \cdot \frac{S_б}{S_н}, \quad (1.44)$$

где $x_{*д}''$ — сверхпереходное реактивное сопротивление генератора;

Энергосистема

$$x_{*б} = x_{*с} \cdot \frac{S_б}{S_н}, \quad (1.45)$$

где $S_н$ — номинальная мощность системы, МВ·А.

Двухобмоточные трансформаторы

$$x_{*б} = \frac{U_к}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н}, \quad (1.46)$$

где $U_к$ — напряжение короткого замыкания, %;

$S_н$ — номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы сторона высшего напряжения

$$x_{*в} = \frac{1}{200} (U_{к(вс)} + U_{к(вн)} - U_{к(сн)}) \cdot \frac{S_б}{S_н}; \quad (1.47)$$

сторона среднего напряжения

$$x_{*c} = \frac{1}{200} (U_{к(вс)} + U_{к(сн)} - U_{к(вн)}) \cdot \frac{S_6}{S_H}; \quad (1.48)$$

сторона нижнего напряжения

$$x_{*H} = \frac{1}{200} (U_{к(вн)} + U_{к(сн)} - U_{к(вс)}) \cdot \frac{S_6}{S_H}. \quad (1.49)$$

Реактор

$$x_{*6} = x_p \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (1.50)$$

где x_p — номинальное сопротивление реактора, %;
 U_{cp} — среднее напряжение в месте установки реактора, кВ.

Воздушные и кабельные линии

$$x_{*6} = x_0 \cdot l \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (1.51)$$

где x_0 — сопротивление 1 км линии, Ом/км,
среднее значение x_0 воздушной линии — 0,4 Ом/км,
кабельных напряжением 6—10 кВ — 0,08 Ом/км;
 l — длина линии, км;
 U_{cp} — среднее напряжение линии (6,3; 10,5; 37; 115 и т. д.), кВ;

активное сопротивление

$$r_{*6} = r_0 \cdot l \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (1.52)$$

где r_0 — сопротивление 1 км линии, Ом/км.

Синхронные электродвигатели и компенсаторы вводятся в схему замещения своими сопротивлениями X_d'' и ЭДС E_0''

$$x_* = X_d'' \frac{S_6}{S_H}, \quad (1.53)$$

где X_d'' — сверхпереходное сопротивление в относительных единицах. При отсутствии каталожных данных можно принимать следующие средние значения:

для синхронных электродвигателей

$$x_d'' = 0,2, E_0'' = 1,1;$$

для синхронных компенсаторов

$$x_d'' = 0,2, E_0'' = 1,2.$$

Асинхронные электродвигатели учитываются сопротивлениями X'' и ЭДС E_0''

$$x_* = x_d'' \frac{S_6}{S_n}, \quad (1.54)$$

где x_d'' — сверхпереходное сопротивление, средние значения $x'' = 0,2, E_0'' = 0,9$.

7. Выполняется преобразование схемы замещения, которая путем различных преобразований приводится к такому виду, чтобы между каждым источником питания и точкой короткого замыкания находилось только одно результирующее сопротивление x_* . Обычными приемами преобразования схемы являются последовательное и параллельное сложение сопротивлений, преобразование треугольника в звезду и т. п.

8. Определяется результирующее сопротивление схемы, например для схемы, состоящей из двух ветвей, по формуле:

$$x_{*рез} = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} + x_3. \quad (1.55)$$

9. Определяются коэффициенты распределения при двух ветвях

$$c_1 = \frac{x_2}{x_1 + x_2}; \quad c_2 = \frac{x_1}{x_1 + x_2}, \quad (1.56)$$

проверка $\Sigma c = 1$.

10. Вычисляются сопротивления ветвей преобразованной схемы:

$$x_1' = \frac{x_{*рез}}{c_1}; \quad x_2' = \frac{x_{*рез}}{c_2}. \quad (1.57)$$

При преобразованиях схема сворачивается к точке КЗ.

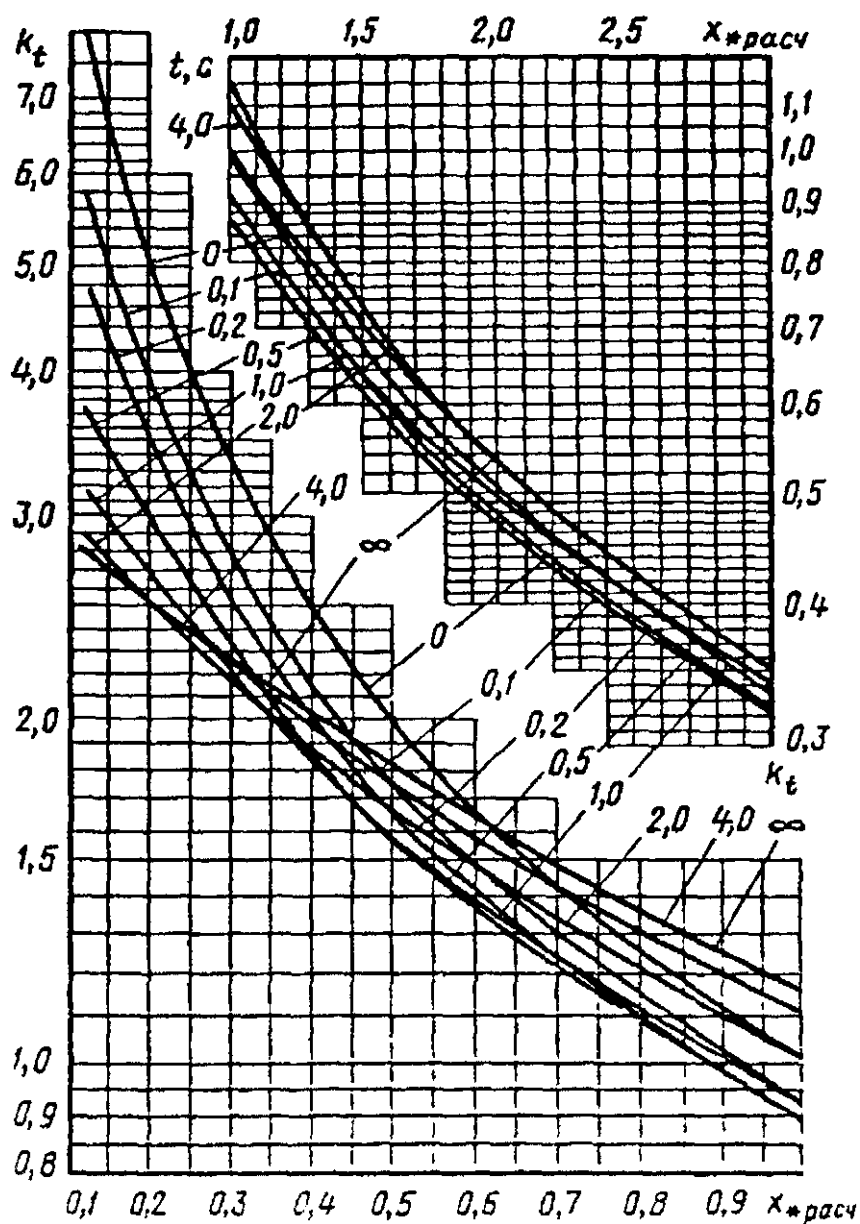


Рис. 1.5. Кратность периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания при питании от турбогенератора с АВР

11. Производится вычисление токов трехфазного короткого замыкания. После преобразования (сворачивания) схема состоит из нескольких ветвей. В каждой ветви источник питания отделен от точки короткого замыкания своим результирующим сопротивлением $x_{*\Sigma}$ или $z_{*\Sigma}$. Если результирующее сопротивление не превышает $\frac{1}{3} x_{*\Sigma}$, то его можно исключить из последующего расчета.

В зависимости от параметров источника вычисление токов трехфазного КЗ осуществляется одним из следующих способов.

1. Источник известного типа (генераторы и электростанции). При малом удалении источников от точки короткого замыкания ($x_{\text{расч}} < 3$) вычисление ведется по расчетным кривым (рис. 1.5). Так как расчетные кривые показывают зависимость тока короткого замыкания от сопротивления, приведенного к номинальной мощности источника, то предварительно определяется расчетное сопротивление ветви:

$$x_{*\text{расч}} = x_{*\Sigma} \frac{S_H}{S_G}, \quad (1.58)$$

где S_H — номинальная мощность источника, МВ·А.

По расчетным кривым находят относительные значения токов I'' при $t = 0$ и $I_{*\infty}$ при $t = \infty$.

Вычисляются токи в ветвях

$$I'' = I''_* \cdot I_H; \quad I_{\infty} = I_{*\infty} \cdot I_H, \quad \text{кА}, \quad (1.59)$$

где $I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$ — номинальный ток источника для ступени напряжения U_H , на которой находится точка КЗ, кА.

Если $x_{*\text{расч}} > 3$, то токи короткого замыкания определяются следующим образом:

$$I'' = I_{\infty} = \frac{I_H}{x_{*\text{расч}}} \quad \text{или} \quad I'' = I_{\infty} = \frac{I_6}{x_{*\Sigma}}.$$

Мощность короткого замыкания

$$S_k = \sqrt{3} \cdot I'' \cdot U_H. \quad (1.60)$$

Ударный ток КЗ

$$i_y = \sqrt{2} k_y \cdot I'' \approx 2,55 I'', \quad (1.61)$$

где $\sqrt{2} k_y = 2,55$, если активные сопротивления при вычислении тока КЗ не учитывались и ударный коэффициент $k_y = 1,8$.

В том случае, когда токи короткого замыкания определяются с учетом активного сопротивления кабелей, ударный коэффициент определяется по выражению

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (1.62)$$

где T_a — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока трехфазного КЗ, определяется по выражению

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\dot{u} r_\Sigma},$$

где x_Σ и r_Σ — соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивление схемы от источника питания до места КЗ.

Ударный коэффициент может быть определен по кривой (рис. 1.6).

Действующее значение полного тока короткого замыкания за период

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(k_y - 1)}, \quad (1.63)$$

при $k_y = 1,8$; $i_y = 1,52 I''$.

2. Энергосистема неограниченной мощности:

$$I'' = I_\infty = \frac{I_0}{x_{* \Sigma}}. \quad (1.64)$$

S_k , i_y , i_y — вычисляются так же, как в случае питания точки КЗ от генераторов.

Пример. Определить токи трехфазного короткого замыкания в точке K схемы, приведенной на рис. 1.7.

Решение. Принимаем базисную мощность $S_6 = 100$ МВ·А. Ба-

зисный ток для ступени 35 кВ $I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56$ кА.

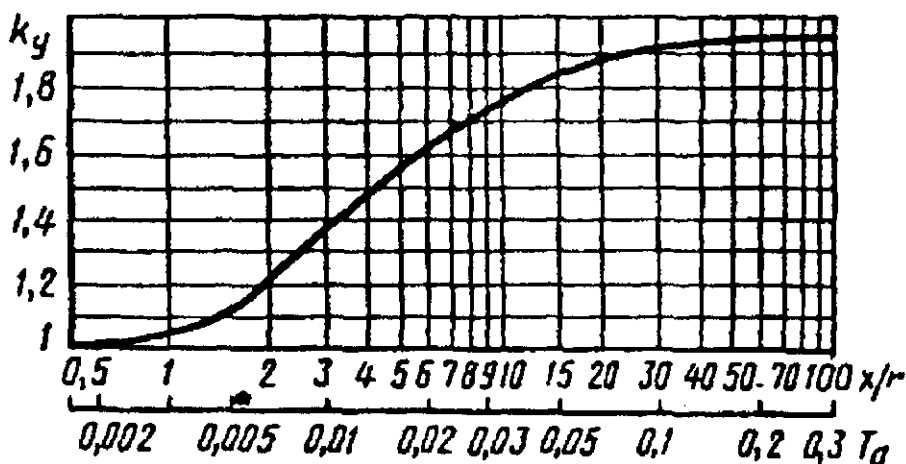


Рис. 1.6. Кривая для определения ударного коэффициента k_y

Вычисляем сопротивление, на которое удален источник неограниченной мощности от шин 35 кВ:

$$x_1 = \frac{I_6}{I''} = \frac{1,56}{16} = 0,097 \approx 0,1.$$

Приводим сопротивления к базисным условиям и составляем схему замещения (рис. 1.7, б).

$$x_2 = 0,07 \cdot \frac{100}{4} = 1,75;$$

$$x_3 = 0,08 \cdot 3,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,25;$$

$$r_3 = \frac{1000}{53 \cdot 70} \cdot 3,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,86.$$

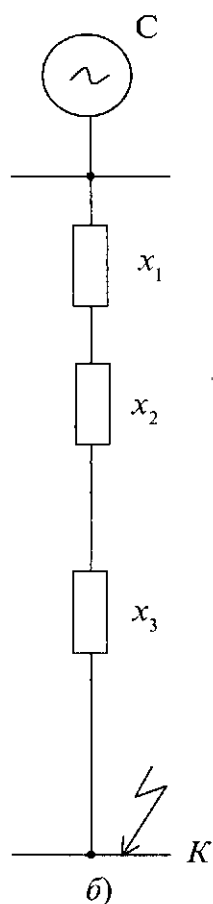
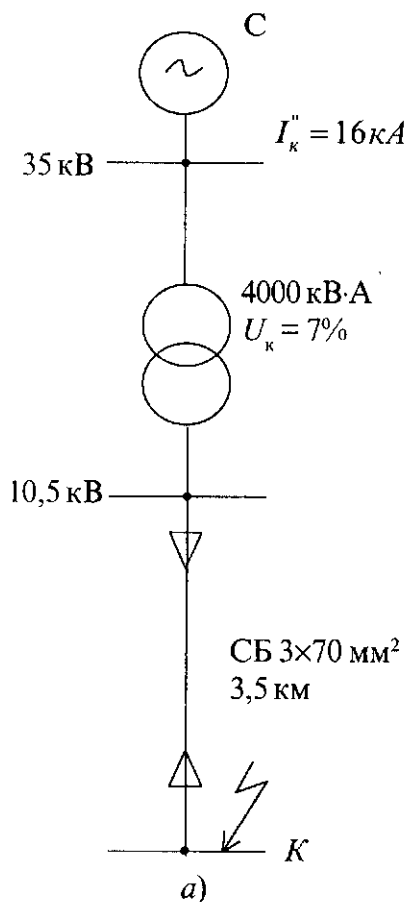


Рис. 1.7. Схема для расчета токов КЗ
а) исходная схема; б) схема замещения

Результирующее сопротивление:

$$x_{\Sigma} = 0,1 + 1,75 + 0,25 = 2,1;$$

$$r_{\Sigma} = 0,86;$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{2,1^2 + 0,86^2} = 2,27.$$

Базисный ток для ступени напряжения 10,5 кВ

$$I_{610,5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Токи трехфазного короткого замыкания

$$I'' = I_{\infty} = \frac{5,5}{2,27} = 2,42 \text{ кА}.$$

По кривой (рис. 1.6) определяем k_y :

$$\text{для } \frac{x}{r} = \frac{2,1}{0,86} = 2,44 \quad k_y = 1,3;$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 2,42 = 4,45 \text{ кВ};$$

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2,42 = 44,01 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Задание для выполнения самостоятельной практической работы.

Рассчитать токи короткого замыкания в точках K_1 и K_2 схемы электроснабжения, приведенной на рис. 1.8. Исходные данные приведены в табл. 1.23.

$$X_d'' = 0,125$$

$$U_k = 10,5\%$$

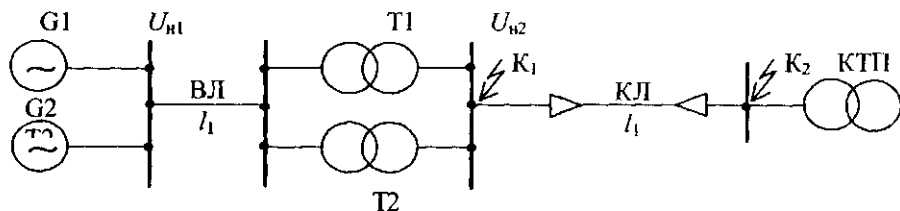


Рис. 1.8. Схема для расчета токов КЗ

Таблица 1.23. Исходные данные

№ варианта	S генератора, МВ·А	l_1 , км	$U_{н1}$, кВ	$U_{н2}$, кВ	$S_{гр1}$, кВ·А	l_2 , км	$S_{кп1}$, кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8
1	50	25	115	10,5	4000	1,5	160
2	25	50	115	10,5	6300	0,85	400
3	15	35	37	6,3	2500	1,0	250
4	50	30	115	6,3	2500	1,5	400
5	50	70	115	10,5	6300	0,7	630
6	25	40	37	10,5	4000	0,8	630
7	25	25	115	10,5	2500	0,9	400
8	50	80	115	10,5	4000	1,0	250
9	15	30	115	6,3	1600	1,2	400
10	50	25	37	10,5	4000	1,0	630
11	25	50	115	10,5	2500	0,8	630
12	50	70	115	10,5	2500	0,75	400
13	50	20	115	6,3	6300	0,75	250
14	25	35	115	10,5	4000	1,1	160
15	25	40	115	10,5	1600	0,9	250

9. Выбор высоковольтного электрооборудования для систем электроснабжения

Цель работы — изучить условия выбора аппаратов и токоведущих частей по термической и динамической стойкости к токам короткого замыкания.

Краткие теоретические сведения. Электрическое оборудование, аппараты, изоляторы и токоведущие части электроустановок работают в условиях эксплуатации в трех основных режимах: нормальном, перегрузки и в режиме короткого замыкания.

В нормальном режиме надежная работа аппаратов и токоведущих частей обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и номинальному току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов и токоведущих частей электрических установок обеспечивается ограничением величины и длительности повышения напряжения или тока в та-

ких пределах, при которых еще гарантируется нормальная работа электрических установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов и токоведущих частей обеспечивается соответствующим выбором параметров устройств по условиям термической и электродинамической стойкости.

Электрические аппараты (выключатели, разъединители, предохранители, измерительные трансформаторы), токоведущие части (шины, кабели) должны выбираться в соответствии с вычисленными максимальными расчетными величинами (токами, напряжениями, мощностями отключения) для нормального режима и короткого замыкания. Для их выбора сравнивают указанные расчетные величины с допускаемыми значениями для токоведущих частей и высоковольтного оборудования.

В установках выше 1 кВ по режиму КЗ следует проверять: электрические аппараты, токопроводы и другие проводники, опорные и несущие конструкции для них [1].

Аппараты (выключатели, разъединители, трансформаторы тока), сборные шины распределительных устройств и кабели проверяются на термическую стойкость по условию, что при прохождении через них тока КЗ их кратковременная температура нагрева не превысит допустимых значений. Завод-изготовитель для каждого вида аппаратов указывает значение тока термической стойкости $I_{т.у}$, которую аппарат может выдержать без повреждения в течение всего процесса КЗ.

Условие термической стойкости определяется выражением

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t, \quad (1.65)$$

где B_k — расчетный импульс квадратичного тока короткого замыкания, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

I_t — ток термической стойкости выключателя, кА ;

t_t — длительность протекания тока термической стойкости, с .

При удаленном коротком замыкании значение теплового импульса тока короткого замыкания B_k может быть определено по формуле

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (1.66)$$

где $\tau = t_{\text{р.з. min}} + t_{\text{с.з. откл}}$ — расчетное время отключения выключателя, с;

T_a — постоянная затухания аperiodической составляющей;

$t_{\text{с.з. min}}$ — минимальное время срабатывания релейной защиты.

Для первой ступени защиты $t_{\text{с.з. min}}$ принимается 0,01 с и $0,01 + \Delta t_c$ — для последующих ступеней. Значение ступеней селективности Δt_c можно принимать равным 0,3...0,5 с;

$t_{\text{с.в. откл}}$ — собственное время отключения выключателя, с. Значение $t_{\text{с.в. откл}}$ для масляных выключателей на 10 кВ типа ВМП составляет 0,12 с.

Проверку аппаратов на термическую стойкость при КЗ удобно производить, составляя таблицу сравнения указанных расчетных и допустимых величин. При этом для обеспечения надежной безаварийной работы расчетные величины должны быть меньше допустимых.

Пример 1. Условия выбора разъединителей.

Расчетные параметры	Каталожные данные
$U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}$
$I_{\text{раб. max}}$	$I_{\text{ном}}$
i_y	$i_{\text{т. лин}}$
B_k	$I_T; t_T$

Кабели и шины выбирают по номинальному режиму работы и сравнивают с минимальным сечением по термической стойкости S_{min} (мм²), при этом

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (1.67)$$

где C — коэффициент, значение которого зависит от материала шин, жил кабелей.

Значение C можно принимать по [10]:

для кабелей	с медными жилами 6—10 кВ	— 141
	с алюминиевыми жилами 6—10 кВ	— 85
для медных шин		— 171
для алюминиевых шин		— 88

На динамическую стойкость при КЗ проверяют шинные устройства распределительных устройств, опорные и проходные изоляторы.

Проверка сводится к сравнению расчетной максимальной силы, действующей на элемент электрооборудования с допустимой его механической нагрузкой.

При параллельном расположении трех фаз однополюсных шин в одной плоскости наибольшее усилие действует на среднюю шину. Его величина определяется по формуле:

$$F_{\max}^{(3)} = 2,04 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (1.68)$$

где l — длина параллельных шин, см;

a — расстояние между осями шин смежных фаз, см.

Если ударный ток КЗ выражен в килоамперах, формула для определения максимального усилия примет вид:

$$F_{\max}^{(3)} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}. \quad (1.69)$$

При расчете шины на механическое усилие можно рассматривать ее как равномерно нагруженную многопролетную балку, тогда наибольший изгибающий момент при одном или двух пролетах определяют по формуле:

$$M_{\max} = F_{\max}^{(3)} \cdot \frac{l}{8}, \text{ Н} \cdot \text{см}. \quad (1.70)$$

При трех и большем числе пролетов

$$M_{\max} = F_{\max}^{(3)} \cdot \frac{l}{10}, \quad (1.71)$$

где l — расстояние между осями изоляторов, см.

Напряжение материала шины при изгибе определяется по формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M_{\max}}{W} \cdot \frac{\text{Н}}{\text{см}^2}, \quad (1.72)$$

где W — момент сопротивления сечения шины, см³.

Момент сопротивления определяется в зависимости от расположения шин по отношению друг к другу (рис. 1.9).

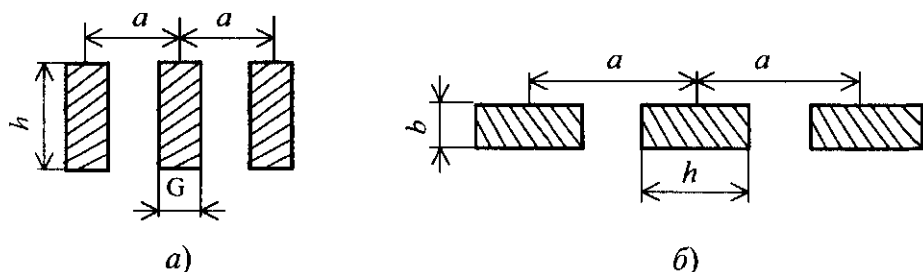


Рис. 1.9. Расположение шин на изоляторах
 a – на ребро; b – плашмя

При расположении шин на ребро (рис.1.9,а)

$$W = \frac{b^2 h}{6}, \quad (1.73)$$

где h и b — размеры шин, см.

При расположении шин плашмя (рис.1.9,б)

$$W = \frac{b h^2}{6}. \quad (1.74)$$

Для круглых шин можно принять

$$W = 0,1 d^3, \quad (1.75)$$

где d — диаметр шины, см.

Шины будут работать надежно, если полученное расчетное напряжение в материале будет меньше допустимого $\sigma_{\text{доп}}$, т.е. $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$.

Можно принять $\sigma_{\text{доп}}$ для меди 1400 Н/см^2 , для алюминия — 7000 Н/см^2 и полосовой стали 1600 Н/см^2 .

Если при расчете оказалось, что $\sigma_{\text{расч}} > \sigma_{\text{доп}}$, то для уменьшения значения $\sigma_{\text{расч}}$ при данном значении ударного тока КЗ следует либо увеличить расстояние между шинами a или уменьшить пролет между изоляторами l , либо увеличить сечение шин.

Пример 2. Произвести проверку на динамическую стойкость шишной конструкции распределительного устройства, выполненной алюминиевыми шинами размерами: $b = 1 \text{ см}$, $h = 6 \text{ см}$. Шины расположены плашмя. Длина пролета $l = 150 \text{ см}$, расстояние между осями шин $a = 35 \text{ см}$. Ударный ток трехфазного КЗ $i_y^{(3)} = 50 \text{ кА}$.

Решение. Максимальное усилие, действующее на шину,

$$F_{\max}^{(3)} = 1,76 \cdot \frac{50^2 \cdot 150}{35} \cdot 10^{-1} = 1886 \text{ Н.}$$

Максимальный момент при числе пролетов более трех

$$M_{\max} = \frac{1886 \cdot 150}{10} = 28290 \text{ Н} \cdot \text{см.}$$

Напряжение в материале шины

$$\sigma = \frac{28290}{6} = 4715 \text{ Н/см}^2 < \sigma_{\text{доп}} = 7000 \frac{\text{Н}}{\text{см}^2}, \text{ следовательно, условие соблюдается}$$

шины удовлетворяют динамической стойкости.

Пример 3. Выбрать разъединитель и выключатель на стороне 10 кВ подстанции.

Нагрузка линии $I_{\text{л}} = 270 \text{ А}$; $I_{\text{мах}} = 450 \text{ А}$;

токи КЗ $I_{\text{н}} = 9 \text{ кА}$; $i_{\text{у}} = 23 \text{ кА}$;

$t_{\text{р.з}} = 1,2 \text{ с}$; $t_{\text{выкл}} = 0,12$; $T_{\text{а}} = 0,05 \text{ с}$.

РУ-10 кВ выполнено закрытым, поэтому выбираем мало-масляный выключатель типа ВМПП-10 со встроенным пружинным приводом, разъединитель — РВЗ-10.

Все данные сравнения сводим в таблицу 1.24.

Таблица 1.24. Выбор высоковольтных аппаратов

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВМПП-10	Разъединитель РВЗ-10
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 450 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{л}} = 9 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном}} = 20 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 23 \text{ кА}$	$i_{\text{м. дан}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{м. макс}} = 60 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{н}}^2 (\tau + T_{\text{а}}) =$ $= 9^2 \cdot 1,37 = 111 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Задание для выполнения самостоятельной практической работы. Выбрать высоковольтные аппараты (выключатель и разъединитель) по варианту задания, таблица 1.25

Таблица 1.25. Исходные данные

№ варианта	S генератора, МВА	l_1 , км	$U_{н1}$, кВ	$U_{н2}$, кВ	$S_{тр}$, кВ·А	l_2 , км	$S_{кпп}$, кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8
1	50	25	115	10,5	4000	1,5	160
2	25	50	115	10,5	6300	0,85	400
3	15	35	37	6,3	2500	1,0	250
4	50	30	115	6,3	2500	1,5	400
5	50	70	115	10,5	6300	0,7	630
6	25	40	37	10,5	4000	0,8	630
7	25	25	115	10,5	2500	0,9	400
8	50	80	115	10,5	4000	1,0	250
9	15	30	115	6,3	1600	1,2	400
10	50	25	37	10,5	4000	1,0	630
11	25	50	115	10,5	2500	0,8	630
12	50	70	115	10,5	2500	0,75	400
13	50	20	115	6,3	6300	0,75	250
14	25	35	115	10,5	4000	1,1	160
15	25	40	115	10,5	1600	0,9	250

10. Решение задач на действие токов КЗ и выбор высоковольтного электрооборудования

Цель работы — получить практические навыки по расчету токов КЗ и выбору высоковольтного электрооборудования в системах электроснабжения.

Задание 1. Выполнение практической работы.

Для заданной схемы электроснабжения (рис. 1.10) составить схему замещения, рассчитать токи КЗ и выбрать электрооборудование на стороне высокого напряжения 6(10) кВ. $X_d'' = 0,125$; $U_K = 11\%$.

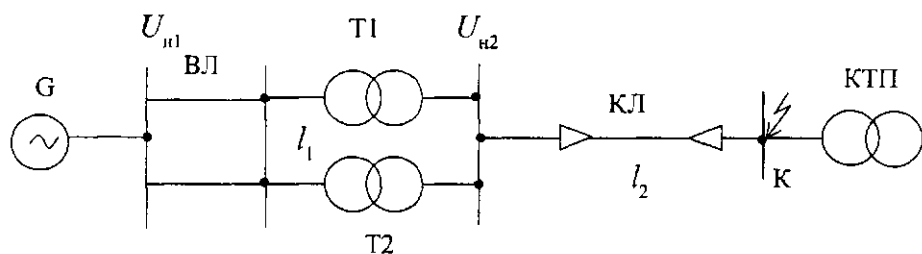


Рис. 1.10. Схема электроснабжения

Исходные данные приведены в таблице 1.26.

Таблица 1.26. Исходные данные

№ варианта	S генератора, МВА	l_1 , км	$U_{н1}$, кВ	$U_{н2}$, кВ	$S_{тр}$, кВ·А	l_2 , км	$S_{кТП}$, кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8
1	10	45	115	10,5	2500	1,3	400
2	25	70	115	10,5	4000	0,8	630
3	15	40	37	6,3	4000	0,8	400
4	50	50	115	10,5	2500	1,5	250
5	50	30	115	6,3	1600	1,0	160
6	25	60	37	10,5	1600	0,7	400
7	25	35	37	6,3	4000	0,6	400
8	15	75	115	10,5	4000	1,2	160
9	10	50	115	10,5	1600	1,3	250
10	15	40	115	6,3	2500	1,0	630
11	25	20	115	10,5	2500	0,9	630
12	50	15	37	10,5	6300	0,85	250
13	25	65	37	6,3	4000	0,6	400
14	10	25	115	10,5	2500	0,9	160
15	50	40	115	10,5	1600	1,4	400

Пример к заданию 1. Для заданной схемы электроснабжения рассчитать токи КЗ в точке K и выбрать электрооборудование на стороне 6-10 кВ КТП.

$S_{\text{системы}} = 580 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; длина ВЛ 75 км; $U_{\text{н1}} = 115 \text{ кВ}$; $U_{\text{н2}} = 6,3 \text{ кВ}$; внутреннее сопротивление системы $x_c = 1,5$; мощность трансформаторов ГПП 25 МВ·А; $U_k = 10,5\%$; длина кабельной линии 0,5 км, мощность трансформатора КТП равна 1000 кВ·А.

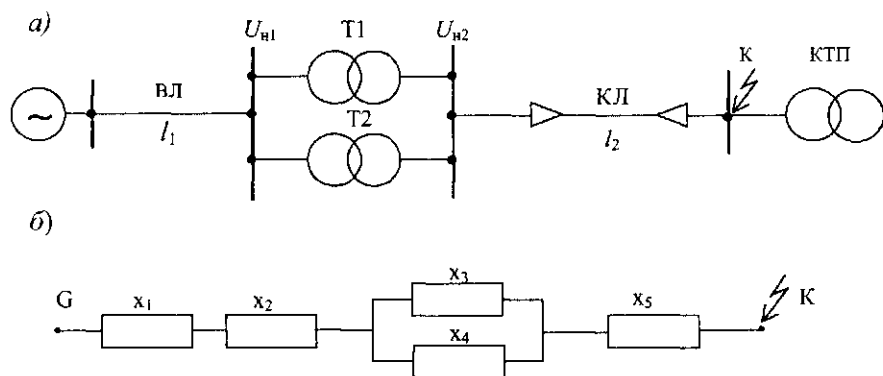


Рис. 1.11. Схема для расчета токов КЗ:
а) — исходная схема, б) — схема замещения

Решение.

Расчет ведем в относительных единицах. Задаемся базисными условиями: $S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_6 = 6,3 \text{ кВ}$; тогда

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{1,73 \cdot 6,3} = 9,2 \text{ кА}.$$

Составляем схему замещения по заданной расчетной схеме. Определяем сопротивления, приведенные к базисным условиям.

Сопротивление системы: $x_1 = x_c \cdot \frac{S_6}{S_c}$; $x_1 = 1,5 \cdot \frac{100}{580} = 0,26$.

Сопротивление ВЛ: $x_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}$; $x_2 = 0,4 \cdot 75 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,23$.

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$x_3 = x_4 = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_t}; \quad x_3 = x_4 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42.$$

Сопротивление КЛ: $x_5 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}$; $x_5 = 0,08 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,1$.

Определяем результирующее индуктивное сопротивление цепи КЗ:

$$x_{рез} = x_1 + x_2 + \frac{x_3 \cdot x_4}{x_3 + x_4} + x_5;$$

$$x_{рез} = 0,26 + 0,23 + \frac{0,42 \cdot 0,42}{0,42 + 0,42} + 0,1 = 0,8.$$

Для кабельной линии определяем активную составляющую сопротивления:

$$r_5 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad r_0 = \frac{1000}{\tilde{a} \cdot S},$$

где g — удельная проводимость, $\gamma = 32 \text{ М}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$ — для алюминиевых жил (при $t = +20^\circ \text{C}$);

S_j — сечение КЛ, выбранное по экономической плотности тока,

$$S_j = \frac{I_p}{j_j}, \text{ мм}^2;$$

J_j — экономическая плотность тока, $\text{А}/\text{мм}^2$;

$$I_p = \frac{S_{\text{КТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad I_p = \frac{1000}{1,73 \cdot 10} = 57,8 \text{ А}.$$

Для кабелей с полихлорвиниловой изоляцией и продолжительности использования максимума нагрузки $T_m = 3000 \div 5000$ часов

$$j_s = 1,4 \text{ А/мм}^2 \quad S_s = \frac{57,8}{1,4} = 41,2 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение жил кабеля 50 мм².

$$r_0 = \frac{1000}{32 \cdot 50} = 0,625;$$

$$r_s = 0,625 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,57.$$

Полное сопротивление цепи КЗ:

$$Z = \sqrt{x_{\text{рсс}}^2 + r_s^2} = \sqrt{0,8^2 + 0,28^2} = 0,84.$$

Определяем ток КЗ в точке К:

$$I_n = I_\infty = \frac{I_6}{Z}; \quad I_n = I_\infty = \frac{9,2}{0,98} = 9,4 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_n = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,4 = 23,8 \text{ кА},$$

где k_y — ударный коэффициент,

$k_y = 1,8$ для электроустановок свыше 1 кВ, $T_a = 0,05$ с.

Задание 2. Определить сечение жил, выбрать кабель, питающий КТП, и проверить его на термическую стойкость, если $T_m = 3500$ часов, $T_a = 0,05$ с. Исходные данные приведены в табл. 1.27.

Таблица 1.27. Исходные данные

№ варианта	$S_{\text{жп}},$ кВ·А	$U_{\text{н2}},$ кВ	$l_2,$ км	материал жил	$t_{\text{с.в.откл}}, \text{с}$	$t_{\text{р.з. min}}, \text{с}$
1	2	3	4	5	6	7
1	400	10,5	1,6	алюмин.	0,09	0,19
2	160	10,5	1,4	алюмин.	0,11	0,23
3	250	6,3	2,1	алюмин.	0,14	0,21
4	400	6,3	1,6	алюмин.	0,12	0,24
5	630	10,5	1,8	алюмин.	0,16	0,29
6	250	10,5	0,9	алюмин.	0,21	0,3
7	250	6,3	0,65	алюмин.	0,25	0,34
8	160	6,3	1,3	алюмин.	0,29	0,19
9	400	10,5	1,4	алюмин.	0,2	0,3
10	250	10,5	1,3	алюмин.	0,18	0,24
11	250	6,3	1,5	алюмин.	0,19	0,23
12	630	10,5	2,0	алюмин.	0,22	0,27
13	400	6,3	1,9	алюмин.	0,23	0,2
14	630	6,3	1,6	алюмин.	0,29	0,24
15	160	10,5	0,95	алюмин.	0,19	0,22

Пример к заданию 2.

Определить сечение жил кабеля напряжением 10 кВ, питающего КТП-1000, и проверить его на термическую устойчивость к токам КЗ, если $I_{\text{п}} = I_{\text{р}}$ на шинах 10 кВ 11,5 кА, $t_{\text{р.з. min}} = 0,01 \text{ с}$; $t_{\text{с.в.откл}} = 0,12 \text{ с}$; $T_{\text{а}} = 0,05 \text{ с}$.

Решение.

Рассчитаем сечение жил кабеля марки ААБ по экономической плотности тока.

Для этого определим расчетный ток линии

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{1,73 \cdot 10} = 57,8 \text{ А.}$$

Определяем экономическое сечение кабеля в зависимости от экономической плотности тока j , А/мм². При $T_{\text{м}} = 3500$ часов $j_{\text{э}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$

$$S_3 = \frac{I_p}{j_3}; \quad S_3 = \frac{57,8}{1,4} = 41,3 \text{ мм}^2.$$

Принимаем по [1] кабель ААБ 3×50 мм². Проверяем выбранный кабель на термическую стойкость к токам КЗ:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \text{ мм}^2;$$

$$B_k = 11,5^2 \cdot (0,01 + 0,12 + 0,05) = 23,8, \text{ А}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{\min} = \frac{11500 \cdot \sqrt{23,8 \cdot 10^6}}{85} = 57,4 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, выбранное сечение кабеля не удовлетворяет расчетному току термической стойкости, а потому надо или увеличить сечение, или уменьшить время действия защиты.

11. Расчет защитных заземлений в цехах предприятий, сооружений и подстанций

Цель работы — изучить метод и приобрести практические навыки расчета защитного заземления.

Краткие теоретические сведения. Поражение человека электрическим током возможно при прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением, или к металлическим нетокосоведущим частям оборудования и сетей, оказавшимся под напряжением при нарушении изоляции.

Различают два вида прикосновения к токоведущим частям: двухполюсное, когда человек одновременно прикасается, чаще всего руками, к двум фазам сети, и однополюсное, когда человек, стоя на земле или заземленной конструкции здания прикасается лишь к одной фазе сети. Наиболее опасны случаи двухполюсного прикосновения, так как человек оказывается включенным на линейное напряжение $U_{\text{л}}$ установки. В этом случае ток, протекающий через тело человека,

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{л}}}{R_{\text{ч}}}, \quad (1.76)$$

где $R_{\text{ч}}$ — электрическое сопротивление тела или части тела человека, Ом;

$I_{\text{ч}}$ — ток протекающий через тело человека, А.

Случаи двухполюсного прикосновения на практике встречаются редко. Наиболее частыми являются однополюсные прикосновения, при которых человек попадает под фазное напряжение $U_{\text{ф}}$. Значение тока $I_{\text{ч}}$ определим по выражению

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}}}. \quad (1.77)$$

Электрическое сопротивление человеческого тела в зависимости от многих факторов изменяется в широких пределах (от 500 до 100 000 Ом). К таким факторам можно отнести: общее состояние здоровья человека, состояние кожного покрова и его влажность, условия окружающей среды, длительность прохождения тока и т. д. В расчетах по технике безопасности сопротивление тела человека обычно принимается равным 1000 Ом.

Тяжесть электротравмы зависит от значения тока и длительности его прохождения. Установлено, что в большинстве случаев ток 0,1 А представляет собой смертельную опасность для жизни человека.

Для жизни человека опасен как переменный, так и постоянный ток, однако наибольшую опасность представляет переменный ток промышленной частоты (50 Гц). При повышении частоты переменного тока опасность поражения уменьшается.

Для защиты людей от поражения электрическим током при прикосновении к нетоковедущим частям электрического оборудования, случайно оказавшимся под напряжением, должна применяться как минимум одна из следующих мер: заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий трансформатор, безопасное малое напряжение, двойная изоляция.

Защитным заземлением называется преднамеренное соединение металлических частей электроустановки, не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под ним вслед-

ствие нарушения изоляции электроустановки с заземляющим устройством.

Занулением в электроустановках в сетях напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью называется преднамеренное электрическое соединение с помощью нулевого защитного проводника металлических нетоковедущих частей электрооборудования с заземленной нейтралью трансформатора или генератора.

Заземляющее устройство состоит из заземлителей и заземляющих проводников.

Заземлитель представляет собой один или несколько металлических соединенных между собой проводников (электродов), находящихся в непосредственном соприкосновении с землей.

Заземляющие проводники — это металлические проводники, соединяющие заземлитель с заземленными частями электроустановки.

Сопротивление заземляющего устройства состоит из сопротивлений заземлителя и заземляющих проводников, определяется по формуле

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}, \quad (1.78)$$

где U_3 — напряжение относительно земли (нулевого потенциала), В;
 I_3 — ток замыкания на землю, т. е. ток, проходящий через землю в месте замыкания.

Применяются заземлители искусственные и естественные. В качестве естественных заземлителей могут быть использованы металлические части, находящиеся в земле: металлические трубопроводы (за исключением трубопроводов горючих жидкостей или взрывчатых газов и примесей), металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, свинцовые оболочки кабелей и др.

Искусственными заземлителями являются: отрезки угловой стали размером 50×50×5 мм и длиной 2,5...3 м; стальные трубы диаметром 50 мм той же длины с толщиной стенки не менее 3,5 мм; отрезки круглой стали диаметром 12...14 мм длиной 5 м и более. Заземлители (вертикальные электроды) соединяются между собой стальной полосой размером 40×4 мм.

Согласно [1] в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью или нейтралью, изолированной от земли, сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть не более 2 Ом — при линейном напряжении сети в 660 В, 4 Ом — при 380 В и 8 Ом соответственно — 220 В.

Выполнение заземления обязательно:

1. В помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных электроустановках при напряжении переменного тока выше 42 В и постоянного тока выше 110 В;

2. В помещениях без повышенной опасности при напряжении переменного тока 380 В и выше и постоянного тока 440 В и выше.

Заземлению (занулению) подлежат следующие части электрооборудования: металлические корпуса трансформаторов, электродвигателей, пусковой аппаратуры, каркасы и кожухи электрических устройств, металлические трубы электропроводок, корпуса щитов, щитков, шкафов, светильников, стальные трубы и короба электропроводок на лестничных клетках, в технологических подпольях и на чердаках и т. п.

Расчет заземляющих устройств. При расчете заземляющего устройства определяются расстояние между заземлителями, их количество и место размещения, а также сечение заземляющих проводников. Этот расчет производится для ожидаемого сопротивления заземляющего устройства в соответствии с существующими требованиями ПУЭ.

Грунт, окружающий заземлители, не является однородным. Наличие в нем песка, грунтовых вод и других примесей оказывает значительное влияние на сопротивление грунта. Поэтому согласно [1] рекомендуется определять удельное сопротивление грунта путем непосредственного измерения в том месте, где будут размещаться заземлители.

При отсутствии данных измерений при расчетах применяют примерные значения удельных сопротивлений грунтов [8].

Зная расчетное удельное сопротивление грунта, можно определить сопротивление одиночного заземлителя.

Песок	700 Ом·м
Супесь	300 Ом·м
Суглинок	100 Ом·м
Глина	40 Ом·м
Садовая земля	40 Ом·м
Чернозем	20 Ом·м
Торф	20 Ом·м

Сопротивление вертикального заземлителя длиной l (м), диаметром d (мм) определяется по формуле:

$$R_0 = \left(\frac{0,366 \rho}{l} \right) \lg \left(\frac{4l}{d} \right), \quad (1.79)$$

где ρ — удельное сопротивление грунта в месте размещения заземлителей и выражается в Ом·см.

В практических расчетах удобно пользоваться упрощенными формулами:

$R_0 = 0,00227 \cdot \rho$ — для углубленного пруткового электрода диаметром 12...14 мм, длиной 5 м;

$R_0 = 0,0034 \cdot \rho$ — для электрода из угловой стали размером 50×50×5 мм, длиной 2,5 м;

$R_0 = 0,00325 \cdot \rho$ — для электрода из трубы диаметром 50 мм, длиной 2,5 м.

Число вертикальных заземлителей определяется по формуле:

$$n = \frac{R_0}{\eta \cdot R_s}, \quad (1.80)$$

где η — коэффициент экранирования (использования) трубчатых заземлителей, зависящий от числа и взаимного расположения заземлителей (табл. 1.28).

Таблица 1.28. Коэффициенты экранирования трубчатых заземлителей

Число заземлителей	Коэффициент экранирования η при отношении расстояния между трубами к их длине (a/l)					
	трубы размещены в ряд			трубы размещены по контуру		
	3	2	1	3	2	1
5	0,87	0,8	0,68	—	—	—
10	0,83	0,7	0,55	0,78	0,67	0,59
20	0,77	0,62	0,47	0,72	0,60	0,43
30	0,75	0,60	0,40	0,71	0,59	0,42
50	0,73	0,58	0,30	0,68	0,52	0,37

Пример. Определить число электродов заземления подстанции 10/0,4 кВ. На стороне 10 кВ нейтраль изолирована, на стороне 0,4 кВ глухозаземленная. Удельное сопротивление грунта $\rho = 0,7 \cdot 10^4$ Ом·см.

Решение. Выбираем в качестве заземлителей прутковые электроды длиной 5 м диаметром $d = 12$ мм. Сопротивление одиночного пруткового электрода

$$R_0 = 0,00227 \cdot \rho = 0,00227 \cdot 0,7 \cdot 10^4 = 15,89 \text{ Ом.}$$

Принимаем размещение заземлителей в ряд с расстоянием между ними $a = 5$ м, следовательно $\eta = 0,68$, при $a/l = 1$.

Определяем количество электродов заземлителей

$$n = \frac{R_0}{\eta \cdot R_3} = \frac{15,89}{0,68 \cdot 4} = \frac{15,89}{2,72} = 5,84 \approx 6 \text{ шт.}$$

Задание для выполнения самостоятельной работы. Выполнить расчет количества заземлителей контура заземления трансформаторной подстанции по исходным данным, приведенным в табл. 1.29.

Таблица 1.29. Исходные данные

№ варианта	Характер грунта	Вид заземлителя
1	Чернозем	Уголок 50×50×5 мм
2	Суглинок	Углубленный прутковый электрод диаметром 12 мм
3	Торф	Труба диаметром 60 мм
4	Супесок	Углубленный прутковый электрод диаметром 12 мм
5	Глина	Уголок 50×50×5 мм
6	Песок	Углубленный прутковый электрод диаметром 12 мм
7	Торф	Уголок 50×50×5 мм
8	Суглинок	Труба диаметром 60 мм
9	Чернозем	Углубленный прутковый электрод диаметром 12 мм
10	Глина	Труба диаметром 60 мм
11	Песок	Уголок 50×50×5 мм
12	Суглинок	Уголок 50×50×5 мм
13	Супесь	Труба диаметром 60 мм
14	Глина	Углубленный прутковый электрод диаметром 12 мм
15	Чернозем	Труба диаметром 60 мм

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

Лабораторная работа № 1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРУПП СОЕДИНЕНИЯ ОБМОТОК СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Цель работы — опытным путем проверить правильность соединения обмоток силовых трансформаторов, соединенных по группам Y/Y_0 -12; Y/Y -6; Δ/Y_0 -11.

Краткие теоретические сведения. Обмотки первичного и вторичного напряжения силовых трехфазных трансформаторов соединяются, как правило, по схеме «звезда» или «треугольник».

В зависимости от того, по какой схеме соединяются обмотки первичного и вторичного напряжения в трансформаторе, определяют группу соединения. Группа соединения указывает на величину угла сдвига фаз между первичным и вторичным линейными напряжениями. Вместо того чтобы обозначать этот угол в градусах, принято пользоваться часовым обозначением угла. При этом вектор первичного напряжения, например U_{AB} , принимают за большую минутную стрелку часов и устанавливают на обозначении 12 часов циферблата, а соответствующий вектор вторичного напряжения U_{ab} принимают за маленькую часовую стрелку часов и устанавливают на часовом циферблате соответственно положению вектора U_{ab} относительно вектора U_{AB} . Угол между двумя соседними цифрами часового циферблата равен 30° и принят за единицу. Следовательно, группа соединения трансформатора обозначается числом, полученным делением угла сдвига по фазе между линейными напряжениями на 30° . Например, в соединении Y/Y между линейными напряжениями сдвиг может быть 180° , тогда получим группу Y/Y -6, или при 360° получим группу Y/Y -12.

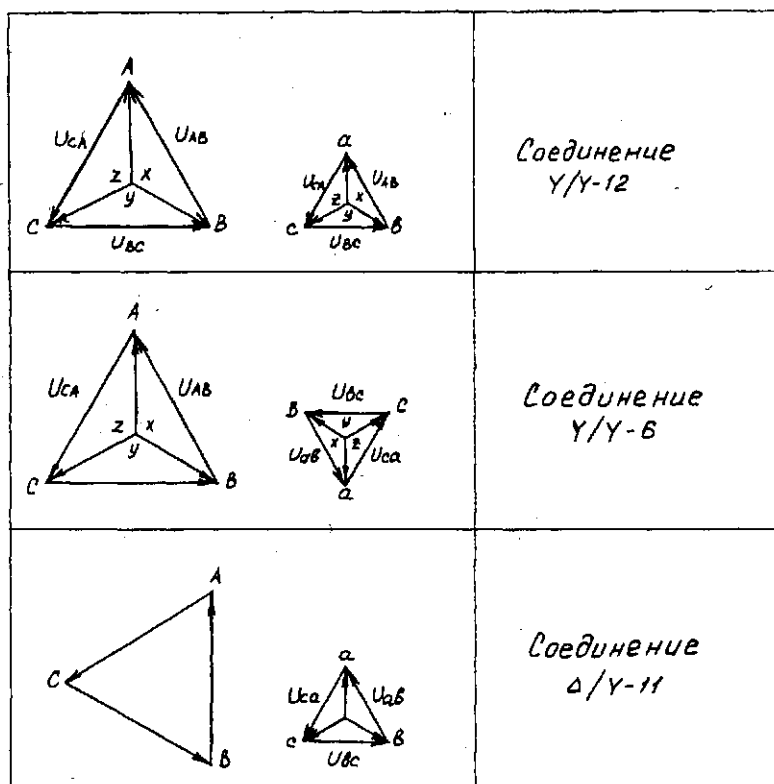


Рис. 2.1. Векторные диаграммы напряжений и схема соединения обмоток трансформаторов

На рис. 2.1 приведены векторные диаграммы напряжений обмоток трансформаторов.

На рис. 2.2 схематично показано, как можно изменить угол сдвига фаз между напряжениями в двух обмотках. Для примера расположение обмоток показано только в одной фазе, т. е. на одном стержне трансформатора. В первом случае напряжения U_A и U_a совпадают по фазе. Во втором случае они имеют противоположное направление за счет изменения порядка включения зажимов обмотки низкого напряжения. В третьем случае изменение направления на противоположное осуществляется за счет изменения направления намотки одной из обмоток трансформатора.

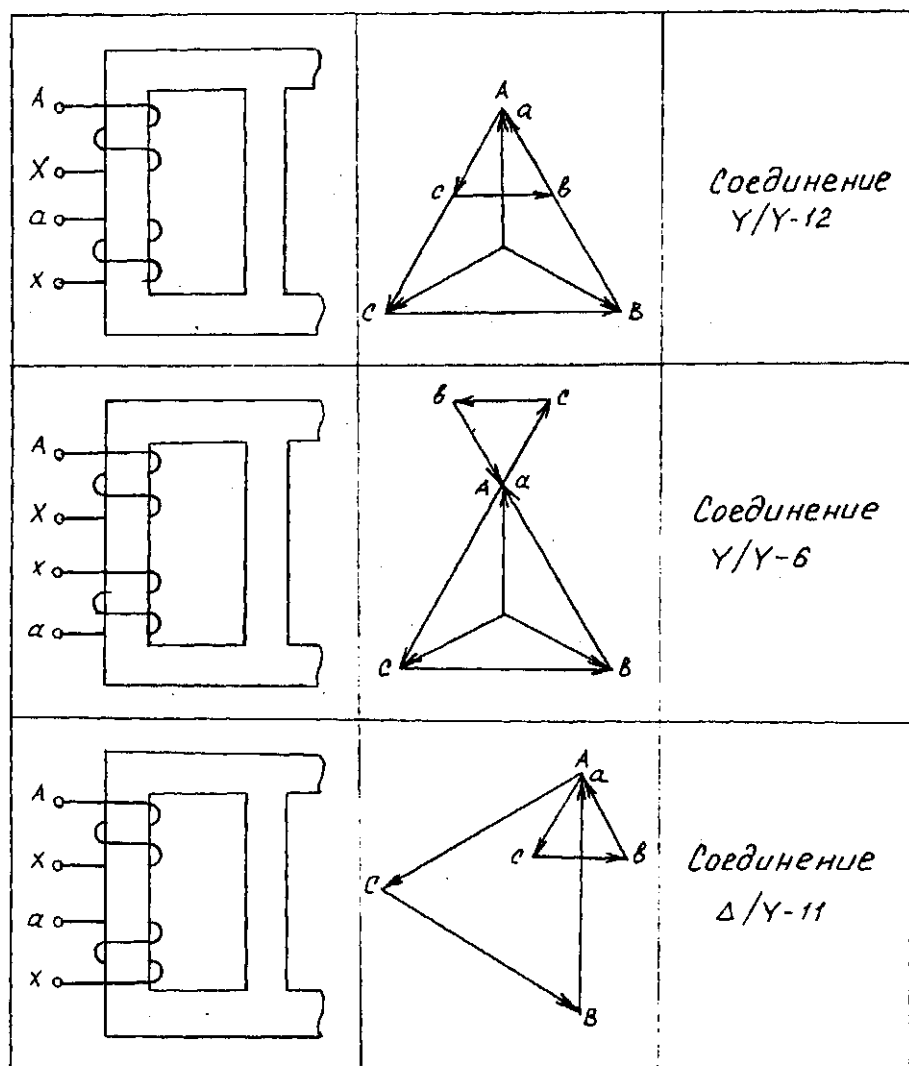


Рис. 2.2. Угол сдвига фаз между напряжениями в обмотках одной фазы трансформатора

Описание лабораторной установки

На рис. 2.3 приведена схема лабораторной установки. Лабораторная установка представляет собой лабораторный стенд, содержащий двухобмоточный трехфазный трансформатор. Первичная обмотка выполнена на напряжение 220 В, а вторичная обмотка — на напряжение 42 В. Для измерений используется вольтметр, присоединяемый с помощью проводов с медными гибкими жилами сечением не менее 1,5 мм².

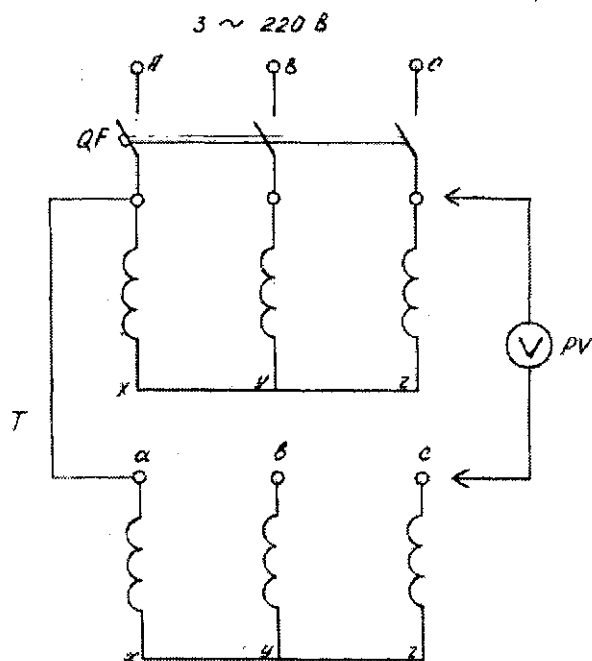


Рис. 2.3. Схема проверки группы соединения обмоток трансформатора

Содержание работы

1. Выполняется соединение обмоток двухобмоточного трехфазного трансформатора по схеме Y/Y, Y/Y и Δ /Y соответственно по 6, 12 и 11 группам.

2. Опытным путем проверяется правильность соединений обмоток.

Порядок выполнения работы

1. Соединить первичную и вторичную обмотки трансформатора по схеме Y/Y с группой 6, затем Y/Y-12 и Δ/Y-11.

2. Соединить накоротко два одноименных вывода обмоток ВН и НН, например точки А и а, как показано на рис. 2.3.

3. Обмотку ВН включить в сеть на номинальное напряжение. Обе обмотки при таком соединении окажутся в одной общей системе напряжений, в которой точки А и а имеют одинаковый потенциал. Соответствующие совмещенные векторные диаграммы напряжений для трех рассматриваемых групп соединений построены на рис. 2.2.

4. Измерить линейные напряжения U_{AB} и U_{ab} .

5. Построить в масштабе совмещенные векторные диаграммы.

6. Измерить напряжение между точками в-В; с-С; в-С; с-В, т.е. $U_{aB}, U_{aC}, U_{cB}, U_{cC}$.

7. Определить эти же напряжения графически из совмещенных векторных диаграмм или рассчитать их по формулам, приведенным в табл. 2.1.

Таблица 2.1. Формулы для определения напряжений

Соединение	U_{ab}	U_{ac}
Y/Y – 12	$U(k-1)$	$U\sqrt{1-k+k^2}$
Y/Y – 6	$U(k+1)$	$U\sqrt{1+k+k^2}$
Δ/Y – 11	$U\sqrt{1-\sqrt{3}k+k^2}$	$U\sqrt{k^2+1}$
Соединение	U_{cb}	U_{cc}
Y/Y – 12	$U\sqrt{1-k+k^2}$	$U(k-1)$
Y/Y – 6	$U\sqrt{1+k+k^2}$	$U(k+1)$
Δ/Y – 11	$U\sqrt{1-\sqrt{3}k+k^2}$	$U\sqrt{1-\sqrt{3}k+k^2}$

Примечание. U — напряжение обмотки НН; k — коэффициент трансформации (линейных напряжений).

8. Результаты расчетов и измерений записать в таблицу 2.2.

Таблица 2.2. Результаты расчетов и измерений

Соединение	U_{AB}	U_{ab}	k	U_{bB} , В		U_{cB} , В		U_{bC} , В		U_{cC} , В	
				по расчету	из опыта	по расчету	из опыта	по расчету	из опыта	по расчету	из опыта

Заданная схема и группа соединения будет выполнена правильно, если расчетные и измеренные значения напряжений совпадут.

Содержание отчета

1. Наименование лабораторной работы.
2. Цель работы.
3. Схема электрическая лабораторной установки.
4. Таблица полученных значений при измерении и вычислении.
5. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Сколько может быть групп соединения обмоток трансформаторов?
2. Какие группы соединения обмоток трансформаторов можно получить при соединении в «звезду» и «треугольник»?
3. Как можно получить группы соединения от 1 до 12?
4. Как расшифровать группу соединения обмоток трансформатора Y/Y_0 ?

Лабораторная работа № 2

ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Цель работы — изучить условия включения двух трансформаторов на параллельную работу.

Краткие теоретические сведения. Силовые трехфазные трансформаторы при определенных режимах электроснабжения могут включаться на параллельную работу. Неправильное их включение приводит к неравномерному распределению нагрузки между трансформаторами или короткому замыканию. Чтобы этого не произошло, у включаемых на параллельную работу трансформаторов должны быть соблюдены следующие условия:

- равенство коэффициентов трансформации;
- одинаковые группы соединений;
- равенство напряжений короткого замыкания;
- отношение номинальных мощностей трансформаторов не должно превышать трех.

Если проверка, выполненная по заводским данным трансформаторов, подтверждает наличие указанных условий, то для того что-

бы их включить на параллельную работу, приступают к фазировке трансформаторов. Фазировка обеспечивает совпадение фаз соединяемых цепей. И осуществляется она перед вводом трансформаторов в эксплуатацию после выполнения монтажных работ или их капитального ремонта.

Описание лабораторной установки

На рис. 2.4 приведена схема лабораторной установки.

Лабораторная установка представляет собой лабораторный стенд, содержащий два трехфазных двухобмоточных трансформатора. Первичные обмотки рассчитаны на трехфазное напряжение 220 В, а вторичные обмотки на 42 В.

Трансформаторы защищены от КЗ плавкими предохранителями серии ПР2.

На стенде установлены электроизмерительные приборы: вольтметр PV1 и амперметры PA1 и PA2. Для создания нагрузки в схеме стенда предусмотрены нагрузочные сопротивления R_n .

Содержание работы

1. Включаются два трансформатора с равными условиями для параллельной работы.
2. Включается нагрузка и отслеживается распределение нагрузки между трансформаторами.
3. Создаются условия, при которых напряжения короткого замыкания у трансформаторов будут разные, и включается нагрузка.
4. Отслеживается распределение нагрузки.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с трансформаторами, подобрать необходимые приборы и аппараты. Записать паспортные данные трансформаторов.
2. Собрать схему по рис. 2.4.
3. Выполнить условия для включения трансформаторов Т1 и Т2 на параллельную работу.

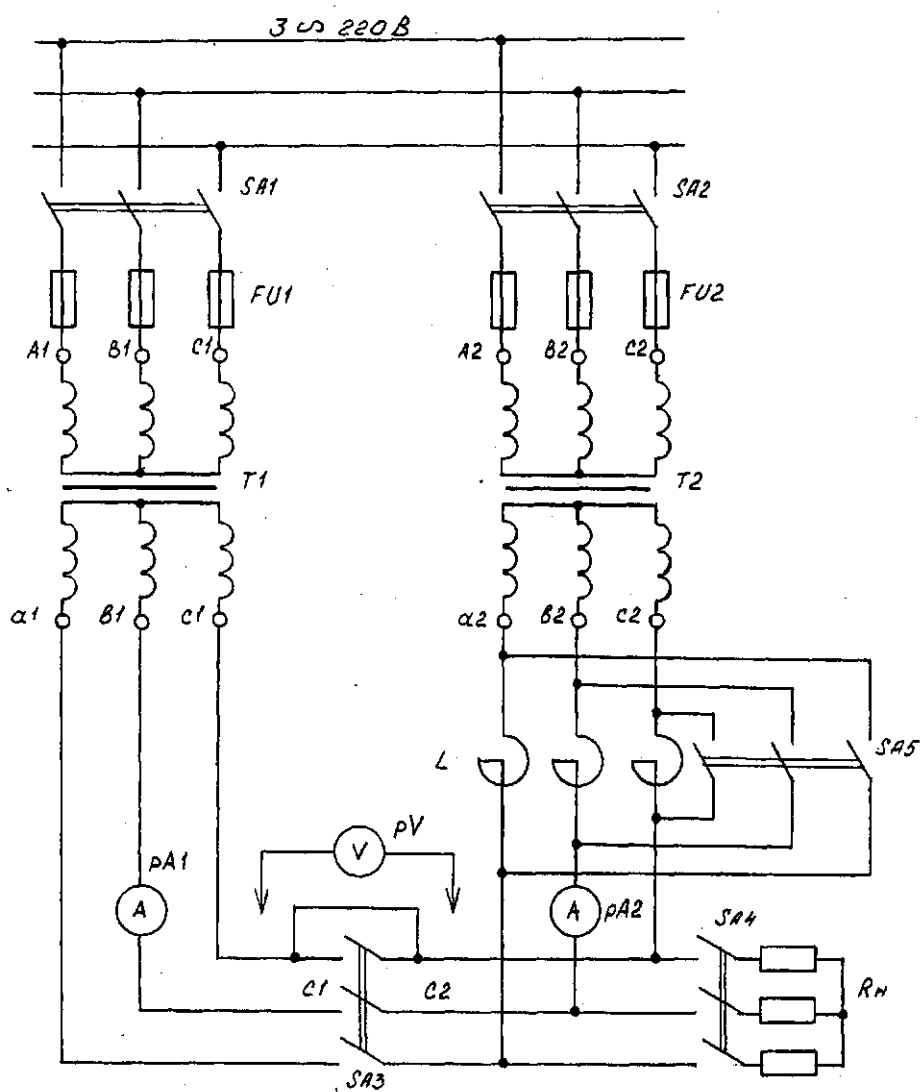


Рис. 2.4. Схема электрическая для исследования параллельной работы трехфазных двухобмоточных трансформаторов

4. Включить выключатели SA1 и SA2. Вольтметром PV1 проверить напряжение на вторичных обмотках трансформаторов U_{a1b1} ; U_{b1c1} ; U_{c1a1} ; U_{a2b2} ; U_{b2c2} ; U_{c2a2} . Проверка осуществляется при отключенных выключателях SA3 и SA4 и включенном выключателе SA5.

5. Проверить принадлежность трансформаторов к одной группе, для чего закоротить два встречных зажима выключателя SA3. При закорачивании зажимов C1 и C2 измерить напряжение на встречных зажимах выключателя SA3 между a1 и a2; b1 и b2. Если группы соединения трансформаторов одинаковы, то напряжения U_{a1a2} и U_{b1b2} будут равны нулю. В этом случае можно включить выключатель SA и приступить к опыту.

Если же напряжение U_{a1a2} и U_{b1b2} больше нуля, то это указывает на неправильное присоединение концов первичных обмоток к выключателям SA1 и SA2 или концов вторичных обмоток к выключателю SA3. Для получения одинаковых групп соединения обмоток трансформаторов необходимо поменять местами присоединение концов обмоток. Если обмотки трансформатора соединены по разным схемам и группам, то нельзя добиться нулевого напряжения между зажимами a1a2 и b1b2.

6. Включив трансформаторы на параллельную работу, установить распределение тока нагрузки между ними, т.е. снять зависимости $I_1 = f(I)$ и $I_2 = f(I)$. Для этого включить SA4 и, изменяя нагрузку реостатом R_n , снять показания приборов PA1 и PA2. Изменение нагрузки осуществлять через равные интервалы, выполнить 5—6 измерений в пределах от $I_1 = 0$ до $I_1 = I_{1н}$ и $I_2 = I_{2н}$ (от нуля до номинального значения).

Результаты измерений записать в табл. 2.3.

Таблица 2.3. Результаты измерений

Измеряемая величина I, A	Номер измерения					
	1	2	3	4	5	6

7. Убедиться, что при равенстве напряжений короткого замыкания у трансформаторов общий ток нагрузки I будет распределяться пропорционально их мощностям.

8. Проверить распределение нагрузки между трансформаторами, когда не равны напряжения короткого замыкания. Для этого необходимо выключить выключатель SA5 и, аналогично заданию пункта 6, снять зависимости $I_1 = f(I)$ и $I_2 = f(I)$ при разных значениях U_{k1} и U_{k2} . Результаты записать в табл. 2.3.

9. Проанализировать распределение тока нагрузки между трансформаторами с разными U_{k1} и U_{k2} .

10. По результатам измерений построить зависимости $I_1 = f(I)$ и $I_2 = f(I)$.

Содержание отчета

1. Наименование лабораторной работы.
2. Цель работы.
3. Схема лабораторной установки.
4. Таблица результатов измерений.
5. Графики зависимости $I_1 = f(I)$ и $I_2 = f(I)$.
6. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Для каких целей выполняется фазировка трансформаторов?
2. Какие должны быть соблюдены условия включения двух трансформаторов на параллельную работу?
3. Как распределяется ток нагрузки при равных U_{k1} и U_{k2} , но неравной мощности трансформаторов?
4. Как распределяется ток нагрузки при неравных U_{k1} и U_{k2} ?
5. Как можно измерить напряжение короткого замыкания U_k %?

Лабораторная работа № 3

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ И КОНСТРУКЦИЯ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Цель работы — изучить способы регулирования напряжения и конструкцию переключателей силовых трансформаторов.

Краткие теоретические сведения. Для нормальной работы потребителей электроэнергии необходимо поддерживать определенный уровень напряжения на шинах трансформаторной подстанции. В электрических сетях предусматриваются способы регулирования напряжения, одним из которых является изменение коэффициента трансформации силовых трансформаторов. Коэффициент трансформации определяется как отношение первичного напряжения U_1 к вторичному U_2 , или

$$K_m = \frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2}, \quad (2.1)$$

где w_1 , w_2 — число витков первичной и вторичной обмотки.

Отсюда
$$U_2 = \frac{U_1 w_1}{w_2}.$$

Обмотки трансформаторов выполняются с дополнительными ответвлениями, с помощью которых можно изменять коэффициент трансформации, а следовательно, и вторичное напряжение U_2 . Переключение ответвлений можно производить с помощью переключателя без возбуждения (ПБВ), т. е. после отключения всех обмоток от сети или под нагрузкой с помощью устройства регулирования под нагрузкой (РПН).

Устройство ПБВ позволяет регулировать напряжение в пределах $\pm 5\%$, для чего трансформаторы небольшой мощности кроме основных выводов первичной обмотки имеют по два ответвления $+5\%$ и -5% (рис. 2.5, а). Если трансформатор работал на основных выводах и необходимо повысить или уменьшить напряжение на вторичной стороне U_2 , то, отключив трансформатор, производят переключение на ответвление $+5\%$ или -5% .

На трансформаторах средних и больших мощностей предусматривается четыре ответвления на каждую обмотку высокого напряжения $U_1 \pm 2 \times 2,5\%$, переключение которых производится специальными переключателями барабанного типа, установленными отдельно для каждой фазы (рис. 2.5, б). Рукоятка переключателя выведена на крышку бака трансформатора.

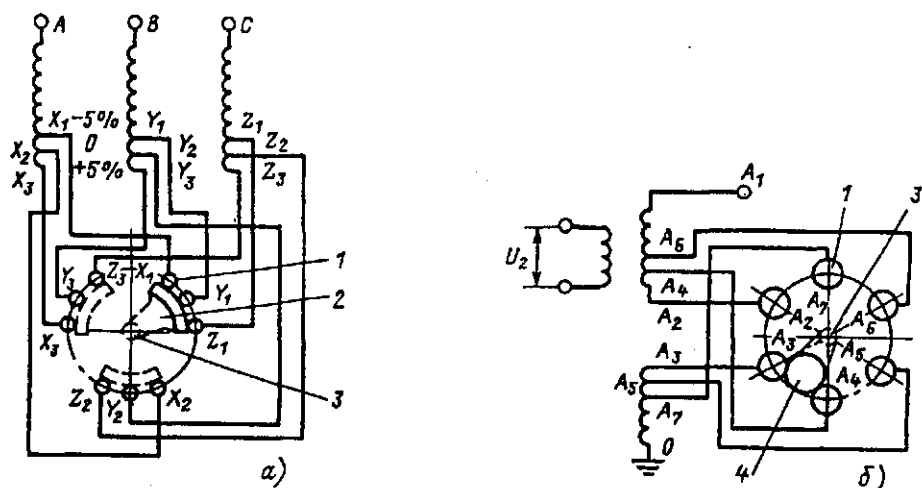


Рис. 2.5. Схема регулирования напряжения с помощью ПБВ:

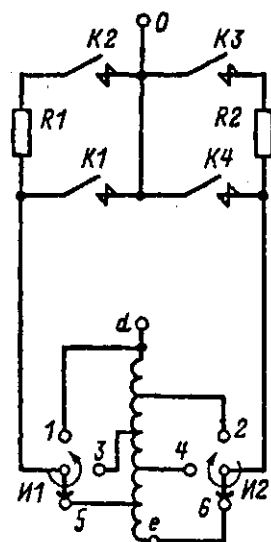
а — ответвления вблизи нулевой точки обмотки $\pm 5\%$ с трехфазным переключателем на три положения; б — ответвления в середине обмотки $\pm 2 \times 2,5\%$ с однофазным переключателем на пять положений (фаза А)

При замыкании роликом переключателя контактов $A_4 - A_5$ трансформатор имеет номинальный коэффициент трансформации. Положения $A_3 - A_4$ и $A_2 - A_3$ соответствуют увеличению коэффициента трансформации на 2,5 и 5%, а положения $A_5 - A_6$ и $A_6 - A_7$ — уменьшению на 2,5 и 5%.

Устройство ПБВ не позволяет регулировать напряжение в течение суток, так как это потребовало бы частого отключения трансформатора для производства переключений, что по условиям эксплуатации практически невозможно. Обычно ПБВ используется только для сезонного регулирования напряжения.

Регулирование под нагрузкой (РПН) позволяет переключать ответвления обмоток трансформатора без отключения нагрузки. Устройство РПН позволяет регулировать напряжение в различных пределах в зависимости от мощности и напряжения трансформатора (от ± 12 до $\pm 16\%$ ступенями по 1 и 1,78%).

Регулировочные ступени выполняются на стороне ВН, так как меньшее значение тока в обмотках ВН облегчает процессы коммутации при переключении. Переход с одного ответвления регулировочной обмотки на другое осуществляется без разрыва тока нагрузки и необходимости замыкания накоротко витков этой обмотки. На рис. 2.6 показаны регулировочная часть обмотки *de* и переключающее устройство.



№ операции	Положение контактов и избирателей					
	K1	K2	I1	K3	K4	I2
0	+	+	5	-	-	6
1	+	+	5	-	-	4
2	-	+	5	-	-	4
3	-	+	5	+	-	4
4	-	-	5	+	-	4
5	-	-	5	+	+	4

Рис. 2.6. Схема и последовательность переключений устройства РПН с токоограничивающими сопротивлениями

Последовательность работы контактов и избирателей показана в таблице на рис. 2.6. В исходном положении *O* трансформатор работает на ответвлении 5, контакты K1 и K2 замкнуты, контакты K3 и K4 разомкнуты. Предположим, что необходимо уменьшить число витков в регулировочной обмотке, т. е. перейти на ответвление 4. После-

довательность работы элементов РПН в этом случае следующая: обесточенный избиратель И2 переводится в положение 4, затем размыкается контакт К1 и ток нагрузки проходит по R1 и К2; при третьей операции замыкается контакт К3, при этом половина тока нагрузки проходит по R1 и К2, а другая половина — по R2 и К3, при этом витки регулировочной обмотки 5 — 4 оказываются замкнутыми через R1 и R2 и по ним проходит ограниченный по значению циркулирующий ток. При следующих операциях (4 и 5) размыкается К2 и замыкается К4, при этом ток нагрузки проходит по регулировочной обмотке на ответвлении 4, избиратель И2, контакты К4 к выводу О.

В современных устройствах РПН для коммутации тока применяются вакуумные дугогасительные камеры. Дальнейшее совершенствование РПН — это применение тиристорных переключателей. Тиристоры срабатывают в момент переходов тока нагрузки через нуль и последовательно включают необходимую комбинацию вторичных обмоток.

Регулирование напряжения в автотрансформаторах осуществляется следующим образом. Если ответвления выполнить в нейтральной точке, то это позволяет обеспечить изоляцию переключающего устройства и рассчитать его на меньший ток, так как в общей обмотке автотрансформатора проходит разность токов. Такое регулирование называется связанным, т. е. при переключении ответвлений одновременно меняется количество витков высокого напряжения ВН и среднего СН.

Независимое регулирование в автотрансформаторе можно осуществить с помощью регулировочной обмотки на линейном конце среднего напряжения. В этом случае переключающее устройство должно быть рассчитано на полный номинальный ток, а изоляция его — на полное напряжение средней обмотки.

Для регулирования напряжения под нагрузкой на мощных трансформаторах и автотрансформаторах применяются последовательные регулировочные трансформаторы. Они состоят из последовательного трансформатора 2, который вводит добавочную ЭДС в основную обмотку автотрансформатора 1, и регулировочного автотрансформатора 3, который меняет эту ЭДС.

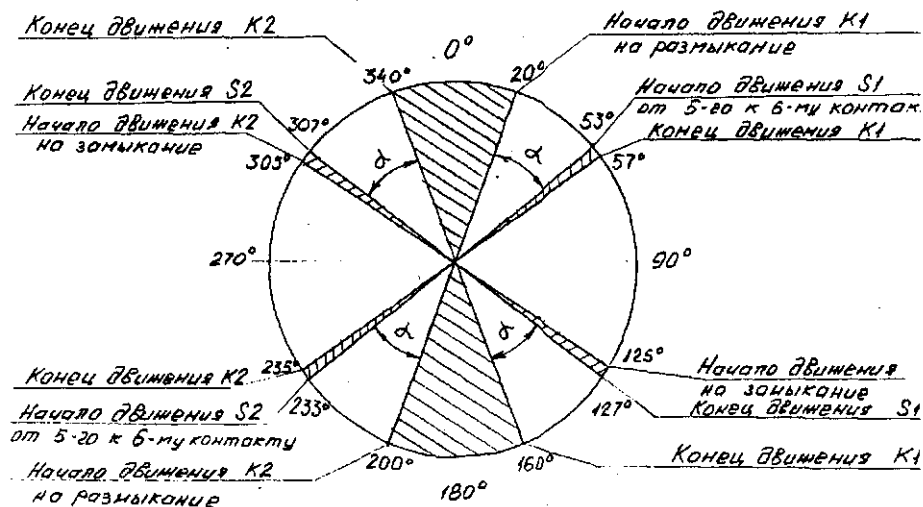


Рис. 2.7. Круговая диаграмма переключающего устройства трансформатора

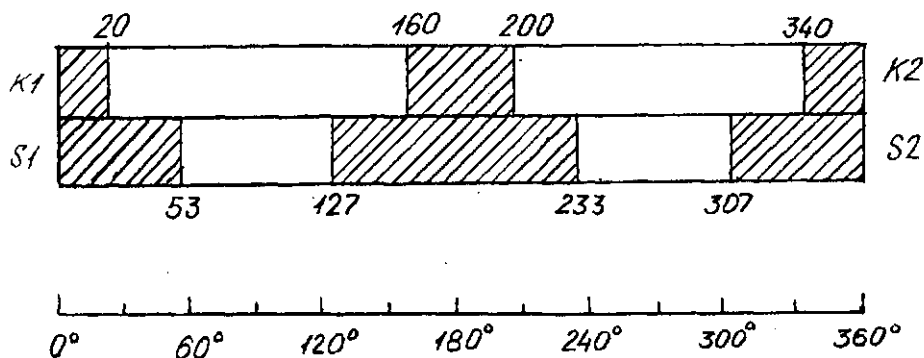


Рис. 2.8. Круговая диаграмма переключающего устройства трансформатора в развернутом виде

После монтажных работ трансформаторной подстанции и в период эксплуатации, согласно [1], производится проверка работы переключающего устройства и снятие круговой диаграммы. Снятие круговой диаграммы следует производить на всех положениях переключателя. Круговая диаграмма не должна отличаться от снятой на заводе-изготовителе.

Описание лабораторной установки

На рис. 2.9 приведена схема лабораторной установки снятия круговой диаграммы.

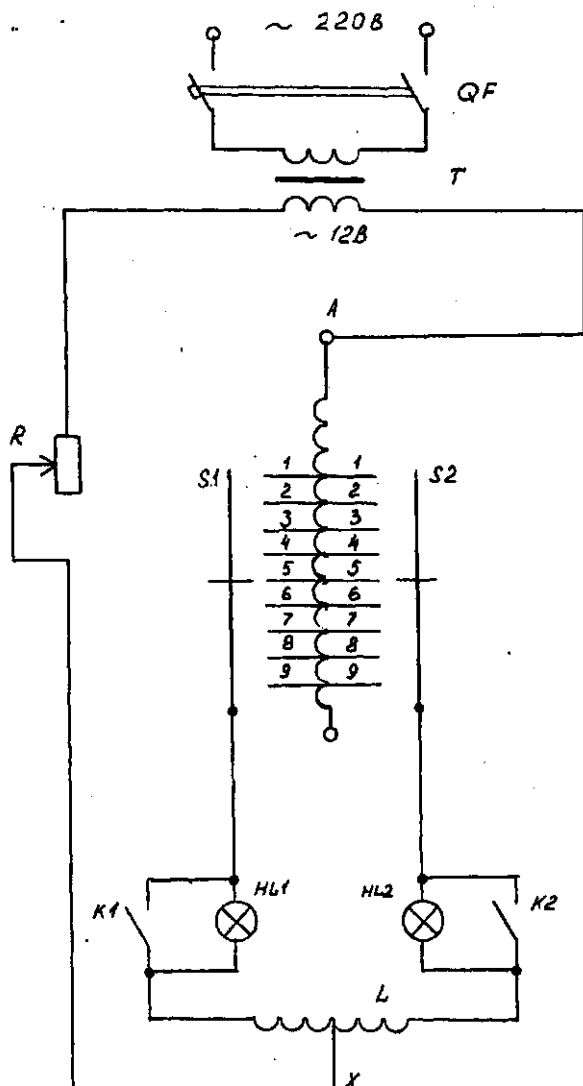


Рис. 2.9. Схема лабораторной установки снятия круговой диаграммы

Лабораторная установка включает: понижающий трансформатор Т напряжением 220/12 В типа ТБС 0,25; вводной автоматический выключатель QF серии АП50 с номинальным током расцепителя 4 А; обмотку исследуемого трансформатора АХ; два переключателя S1 и S2; два контактора К1 и К2; две сигнальные лампы HL1 и HL2; реостат R.

Содержание работы

1. Проверяется работа переключателя силового трансформатора на всех ответвлениях переключением вручную.
2. Снимается круговая диаграмма переключателя.

Порядок выполнения работы

1. Подключить измерительный мост постоянного тока типа Р333 к выводам обмотки первичного напряжения и измерить сопротивление обмоток на всех положениях переключателя.

2. Сравнить полученные данные с паспортными данными силового трансформатора.

3. Включить сигнальные лампы HL1 и HL2 (рис. 2.9); по загоранию — погасанию ламп судят о состоянии коммутирующих элементов и фиксируют соответствующие этим состояниям углы поворота вала устройства регулирования напряжения под нагрузкой.

Обмотки трансформатора подключают к сети пониженного безопасного напряжения 12 В.

При переключении с ответвления 5 на ответвление 6 вначале отключается контактор К1, при этом загорается лампа HL1. Затем подвижный контакт переключателя S1 отходит от ответвления 5 и лампа HL1 гаснет.

После этого подвижный контакт переключателя S1 подходит к ответвлению 6 и лампа HL1 загорается. Далее включается контактор К1 и лампа HL1 гаснет.

На следующем этапе отключается контактор К2 и загорается лампа HL2, после чего подвижный контакт переключателя S2 отходит от ответвления 5 и 6, лампа HL2 гаснет. Затем подвижный контакт переключателя S2 подходит к ответвлению 6 и лампа HL2 загорается.

Наконец включается контактор K2 и лампа HL2 гаснет.

Круговые диаграммы снимают для всех фаз трансформатора сначала при переходе от предыдущего ответвления 5 к последующему 6, а затем в другом направлении от последующего ответвления 6 к последующему 5, и полученные результаты заносятся в табл. 2.4. По результатам строят круговую диаграмму (рис. 2.7) и в развернутом виде (рис. 2.8), где заштрихованные участки соответствуют замкнутому состоянию коммутирующих элементов, а незаштрихованные участки — разомкнутому их состоянию.

При анализе полученных круговых диаграмм обращают внимание на угол α , который должен быть в пределах 25...30°.

Таблица 2.4. Результаты снятия круговой диаграммы

Состояние контакторов и переключателей	Угол поворота вала, град		
	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1. Контактор K1 отключился			
2. Подвижный контакт переключателя S1 сошел с неподвижного контакта 5			
3. Подвижный контакт переключателя S1 коснулся неподвижного контакта 6			
4. Контактор K1 включился			
5. Контактор K2 отключился			
6. Подвижный контакт переключателя S2 сошел с неподвижного контакта 5			
7. Подвижный контакт переключателя S2 коснулся неподвижного контакта 6			
8. Контактор K2 включился			
9. Контактор K2 отключился			
10. Подвижный контакт переключателя S2 сошел с неподвижного контакта 6			
11. Подвижный контакт переключателя S2 коснулся неподвижного контакта 5			
12. Контактор K2 включился			
13. Контактор K1 отключился			
14. Подвижный контакт переключателя S1 сошел с неподвижного контакта 6			
15. Подвижный контакт переключателя S1 коснулся неподвижного контакта 5			
16. Контактор K1 включился			

Содержание отчета

1. Наименование работы.
2. Цель работы.
3. Характеристики трансформатора.
4. Результаты измерений.
5. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Какие вы знаете способы регулирования вторичного напряжения силовых трансформаторов?
2. Чем отличается система регулирования напряжения трансформаторов с РПН от системы с ПБВ?
3. На сколько процентов позволяет регулировать напряжение устройство ПБВ?
4. С помощью чего можно изменить коэффициент трансформации силового трансформатора?
5. Сколько ответвлений предусматривается на трансформаторах средней мощности напряжением 10 кВ?
6. Какая конструкция переключателя ответвлений на пять положений и на сколько процентов позволяет регулировать U_2 ?

Лабораторная работа № 4

ИСПЫТАНИЕ РЕЛЕ ТОКА

Цель работы — изучить конструкцию и исследовать основные параметры токового реле серии РТ-40.

Краткие теоретические сведения. Реле максимального тока мгновенного действия применяют в схемах защиты электроустановок (электрических машин, силовых трансформаторов, линий электропередачи и т.п.).

При больших токах нагрузки катушки токовых реле включают во вторичные обмотки трансформаторов тока.

Реле состоит (рис. 2.10) из электромагнита 1, обмоток в виде двух катушек 2, якоря 5, укрепленного на оси с подвижным контактным мостом 3 и спиральной противодействующей пружиной 4.

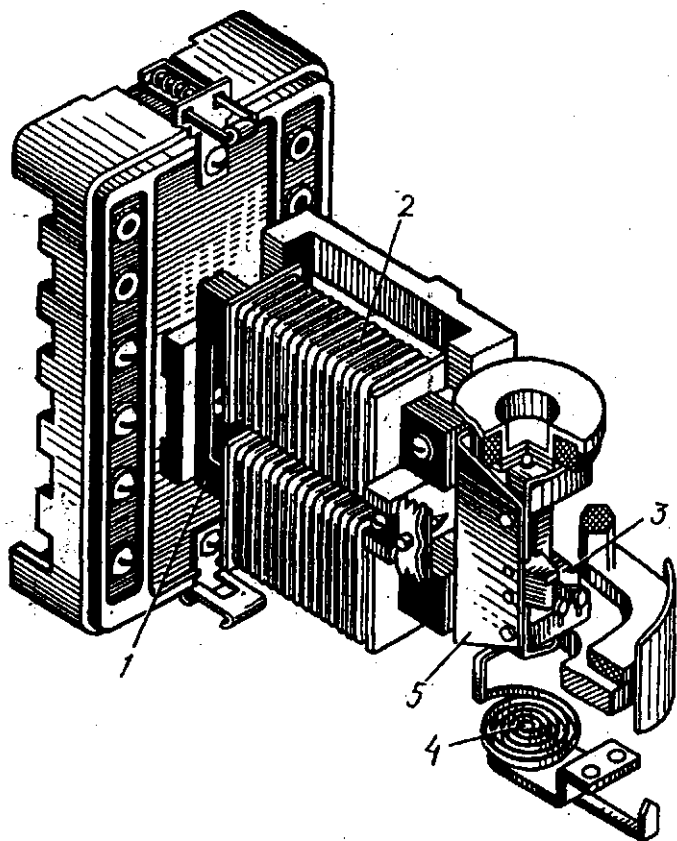


Рис. 2.10. Конструкция токового реле РТ40

При определенной величине тока, протекающего по катушкам реле, называемого током срабатывания, электромагнитный вращающий момент становится больше противодействующего момента спиральной пружины, и якорь поворачивается по часовой стрелке. Контактный мостик при этом включает замыкающие

или отключает размыкающие контакты. При уменьшении тока в катушках до определенной величины якорь под действием спиральной пружины возвращается в исходное положение.

Величину тока срабатывания реле можно регулировать натяжением пружины и включением катушек с последовательного соединения на параллельное. На шкале реле указаны величины тока срабатывания, устанавливаемые при различных положениях указателя. Эти токи называются токами уставки реле.

По исполнению контактов реле серии РТ-40 подразделяются на три группы: с одним замыкающим контактом, с одним размыкающим контактом, с одним замыкающим и одним размыкающим контактами.

Каждая группа реле делится на типы, отличающиеся пределами уставок тока срабатывания. Верхний предел уставок для каждого типа реле обозначается в знаменателе дроби, а в числителе обозначается соответствующая группа реле.

Промышленностью выпускаются реле серии РТ-40 на верхние пределы уставок тока срабатывания 0,2; 0,6; 2,6; 10; 20; 50; 100; 200 А.

Конструктивно реле серии РТ-40 оформлены в прозрачных пылезащитных пластмассовых кожухах, состоящих из цоколя и корпуса. Реле предназначены для монтажа на вертикальных панелях щитов или шкафов управления с передним или задним присоединением проводов.

Описание лабораторной установки

На рис. 2.11 приведена схема лабораторной установки испытания реле тока.

Лабораторная установка представляет собой лабораторный стенд, содержащий вводной автоматический выключатель QF серии АП50 с номинальным током расцепителя 4 А; регулятор типа ПАТР, имеющий пределы регулирования напряжения 5...240 В; понижающий трансформатор напряжением 220/12 В типа ТБС0,25; исследуемое реле тока КА; электроизмерительные приборы РВ1 и амперметра РА1; сигнальную лампу НЛ.

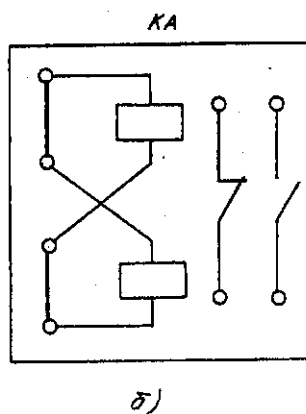
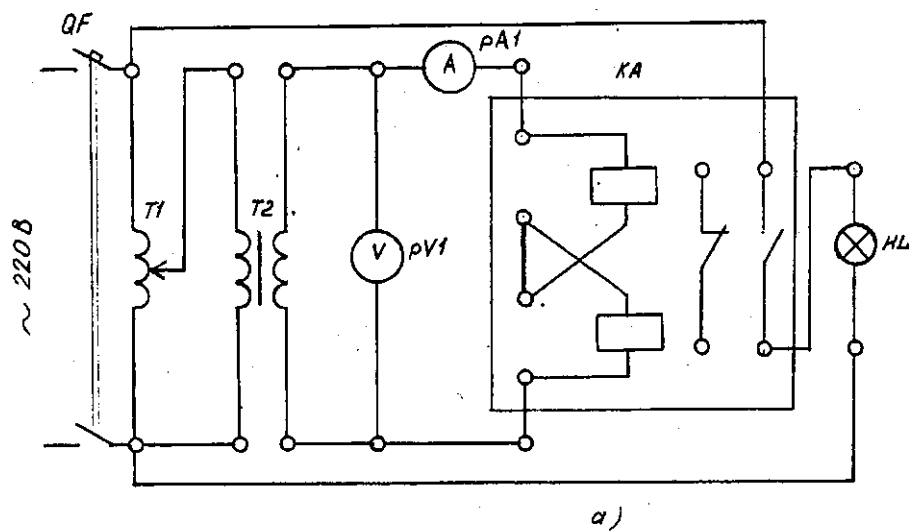


Рис. 2.11. Схема электрическая исследования токового реле серии РТ40:
 а — при последовательном соединении обмоток реле; б — при параллельном
 соединении обмоток реле

Содержание работы

1. Изучается конструкция и принцип действия токовых реле серии РТ-40.

2. Исследуется работа токовых реле серии РТ-40 и определяется коэффициент возврата K_v .

Порядок выполнения работы

1. Изучить конструкцию и схему электрическую токового реле серии РТ-40.

2. Собрать схему (рис. 2.11,а).

3. Установить заданную величину тока уставки реле, перемещая движок регулятора реле.

4. Подать напряжение на испытательный стенд выключателем QF и регулятором Т1 увеличить ток до момента срабатывания реле. При этом погаснет ламповый индикатор. Ток срабатывания ($I_{ср}$) записать в таблицу 2.5.

5. Уменьшить регулятором величину тока до момента отпущения реле — индикатор вновь загорится. Величину тока возврата ($I_{возв}$) записать в табл. 2.5. Для конкретного тока уставки реле выполнить по три замера $I_{ср}$ и $I_{возв}$.

6. Повторить опыт несколько раз при различных значениях тока уставки. Данные замеров занести в табл. 2.5.

Таблица 2.5. Результаты измерений тока срабатывания реле

$I_{уст}, A$	$I_{ср}, A$			$I_{ср.ср}, A$	$I_{возв}$			$I_{возв.ср}, A$	K_v	$\Delta I, \%$
	1	2	3		1	2	3			

1. Определить ток срабатывания реле (среднее значение) по формуле:

$$I_{ср.ср} = \frac{I_{ср.1} + I_{ср.2} + I_{ср.3}}{3}, A \quad (2.2)$$

2. Определить ток возврата реле (среднее значение) по формуле:

$$I_{\text{возв.ср}} = \frac{I_{\text{возв1}} + I_{\text{возв2}} + I_{\text{возв3}}}{3}, \text{ А} \quad (2.3)$$

3. Определить коэффициент возврата реле:

$$K_v = \frac{I_{\text{возв.ср}}}{I_{\text{ср.ср}}}. \quad (2.4)$$

4. Рассчитать относительную погрешность реле:

$$\Delta I = \frac{I_{\text{уст}} - I_{\text{ср.ср}}}{I_{\text{уст}}} \cdot 100 \%. \quad (2.5)$$

Содержание отчета

1. Наименование лабораторной работы.
2. Цель работы.
3. Схема электрическая для исследования токового реле.
4. Таблица полученных значений.
5. Результаты вычислений.
6. Вывод по работе.

Контрольные вопросы

1. Что дает возможность последовательного и параллельного соединения обмоток токового реле?
2. Где применяются токовые реле серии РТ-40?
3. Какие верхние пределы уставок тока срабатывания?

Лабораторная работа № 5

СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ ВТОРИЧНЫХ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Цель работы — изучить основные типовые схемы соединения обмоток трансформаторов тока и исследовать распределение токов при этих схемах.

Краткие теоретические сведения. Для расширения пределов измерения электромагнитных амперметров переменного тока, а также для подключения токовых обмоток реле и приборов учета электроэнергии служат измерительные трансформаторы тока (ТТ). При включении амперметров через измерительный трансформатор тока измеряемый ток можно определить по формуле

$$I = k_T \cdot I_A, \quad (2.6)$$

где I_A — показание амперметра, А;

k_T — коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока;

$$k_T = \frac{I_1}{I_2}, \quad (2.7)$$

где I_1 — ток в первичной обмотке, А;

I_2 — ток во вторичной обмотке, А.

Выводы первичных и вторичных обмоток трансформаторов тока маркируют так, чтобы можно было определить направление тока во вторичной обмотке. Маркировка первичной обмотки выполняется произвольной, а вторичная обмотка маркируется соответственно первичной так, чтобы при прохождении тока по первичной обмотке от принятого начала к концу за начало вторичной обмотки принимался вывод, из которого ток вытекает во вторичную цепь нагрузки; соответственно второй вывод является концом вторичной обмотки.

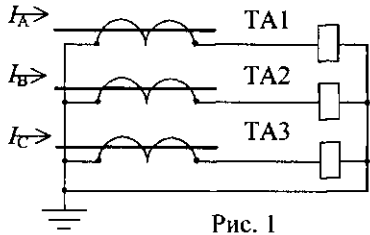
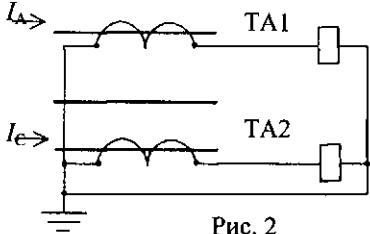
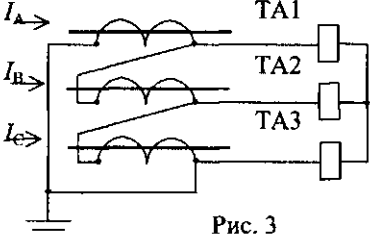
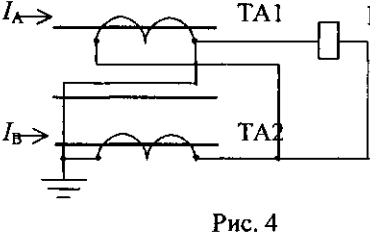
Начало и конец первичной обмотки трансформаторов тока принято обозначать L1 и L2, а начало и конец вторичной обмотки — И1 и И2.

В трехфазных сетях в схемах релейной защиты вторичные обмотки трансформатора тока соединяют по типовым схемам (табл. 2.6, рис. 1, 2, 3, 4).

Для каждой схемы можно определить отношение тока в токовом реле I_p к току в фазе (линии) I_ϕ . Это отношение называется коэффициентом схемы

$$k_{cx} = \frac{I_p}{I_\phi}. \quad (2.8)$$

Таблица 2.6. Типовые схемы включения обмоток трансформаторов тока

<p>Схема соединений трансформаторов тока и токовых реле</p>	<p>Наименование схемы</p>	<p>$k_{сх} = \frac{I_p}{I_\phi}$</p>
 <p>Рис. 1</p>	<p>Соединение трансформаторов тока в полную звезду</p>	<p>1</p>
 <p>Рис. 2</p>	<p>Соединение трансформаторов тока в неполную звезду</p>	<p>1</p>
 <p>Рис. 3</p>	<p>Соединение трансформаторов тока в треугольник</p>	<p>$\sqrt{3}$</p>
 <p>Рис. 4</p>	<p>Схема включения трансформаторов тока на разность токов двух фаз</p>	<p>$\sqrt{3}$</p>

Описание лабораторной установки

На рис. 2.16 приведена схема лабораторной установки. Лабораторная установка представляет собой стенд, содержащий: вводной автоматический выключатель QF серии АП50 с номинальным током расцепителя 4 А; трехфазный понижающий трансформатор напряжением 220/12 В; три трансформатора тока 10/5 А типа ТК20; три амперметра со шкалой на 20 А и три амперметра со шкалой на 5 А; нагрузочные сопротивления R1, R2, R3; магнитный пускатель КМ и кнопки управления «ПУСК» (SB2), «СТОП» (SB1).

Содержание работы

1. Изучаются схемы соединения и маркировки трансформатора тока.
2. Исследуется распределение токов во вторичных обмотках трансформаторов тока по основным типовым схемам соединения.

Порядок выполнения работы

1. Собрать схему (рис. 2.12).
2. Включить напряжение сети автоматическим выключателем QF.
3. Включить нагрузку магнитным пускателем КМ, нажав кнопку SB2.
4. Зафиксировать показания приборов PA1...PA6.
5. Отключить нагрузку кнопкой (SB1) и напряжение сети автоматическим выключателем (QF).
6. Выполнить опыты по схемам рис. 2.13, 2.14, 2.15.
7. Снять показания приборов и данные записать в таблицу 2.7.
8. Для исследуемых схем (рис. 2.12, 2.13, 2.14, 2.15) по каждой фазе рассчитать коэффициент схемы (k_{Σ}) и результаты записать в табл. 2.7.

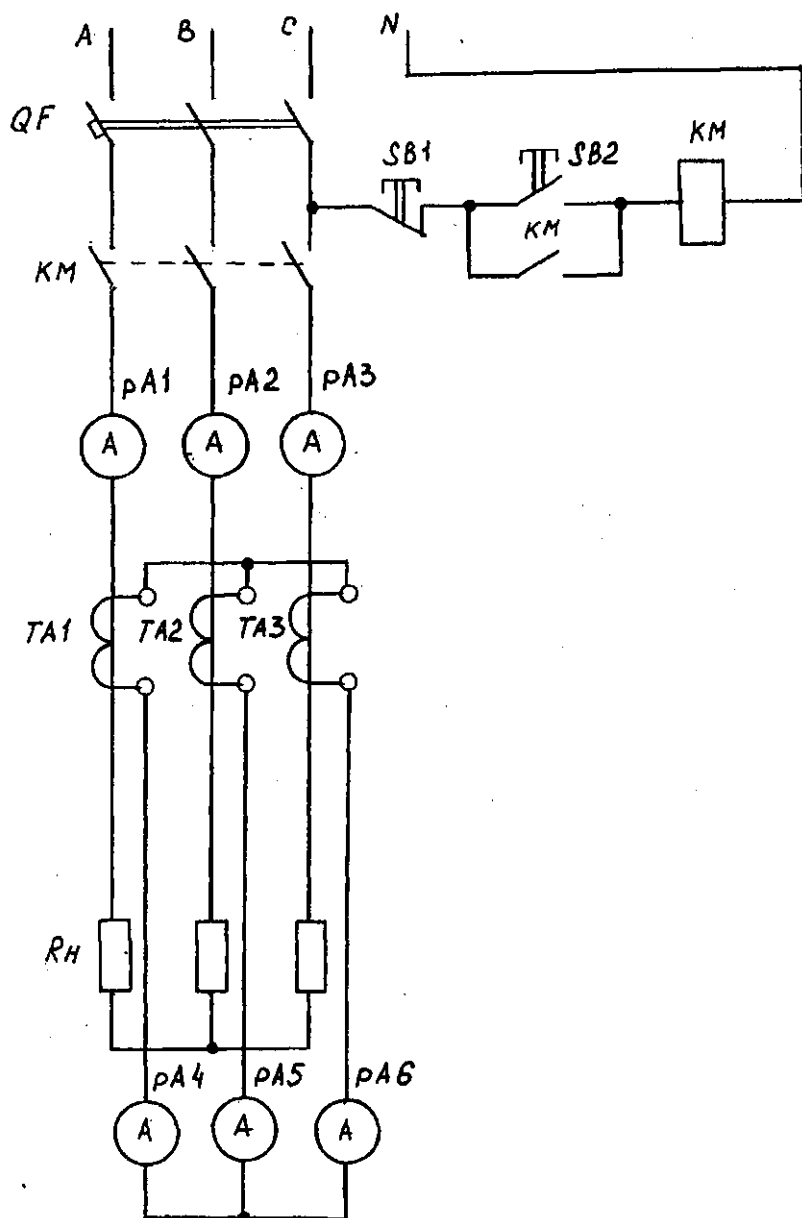
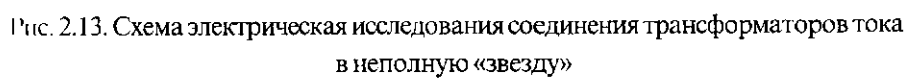


Рис. 2.12. Схема электрическая исследования соединения трансформаторов тока в «звезду»



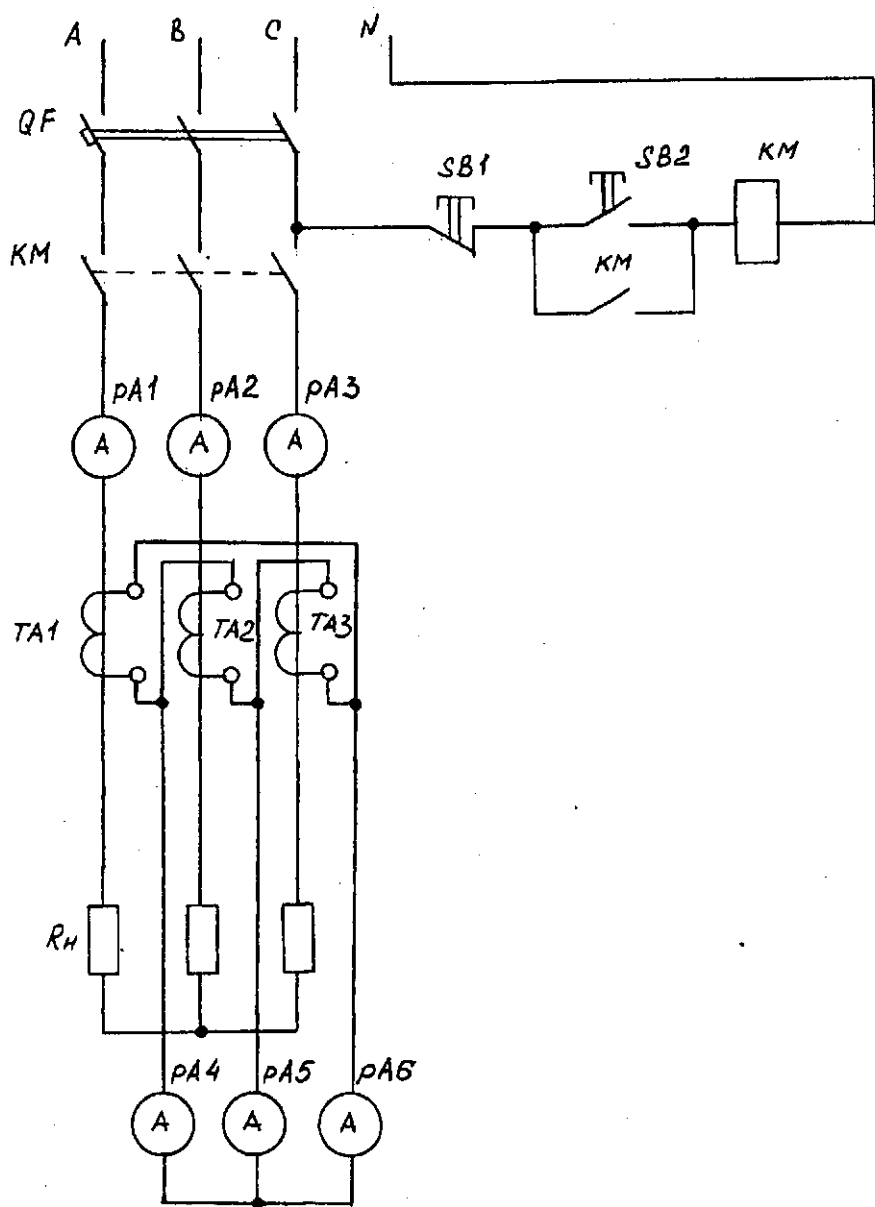


Рис. 2.14. Схема электрическая исследования соединения трансформаторов тока в «треугольник»

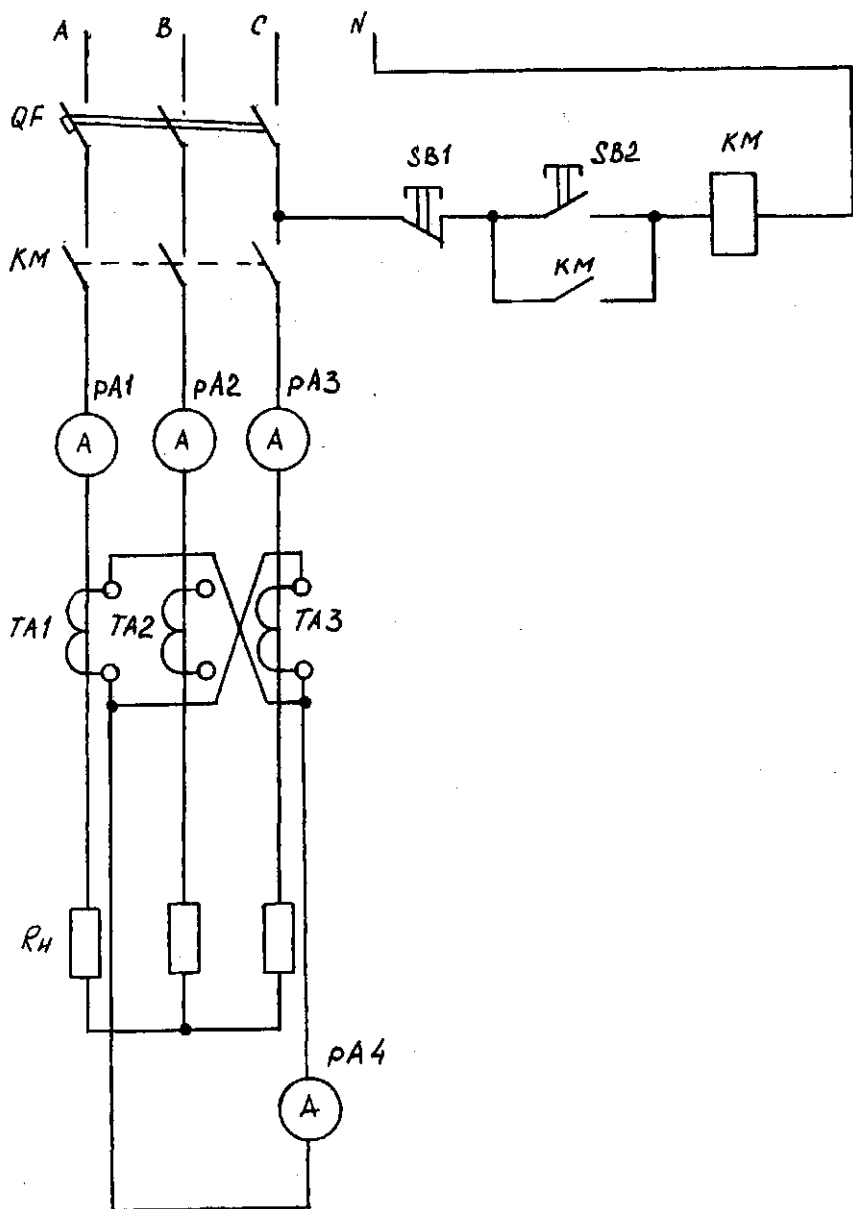


Рис. 2.15. Схема электрическая для исследования трансформаторов тока на разность фаз

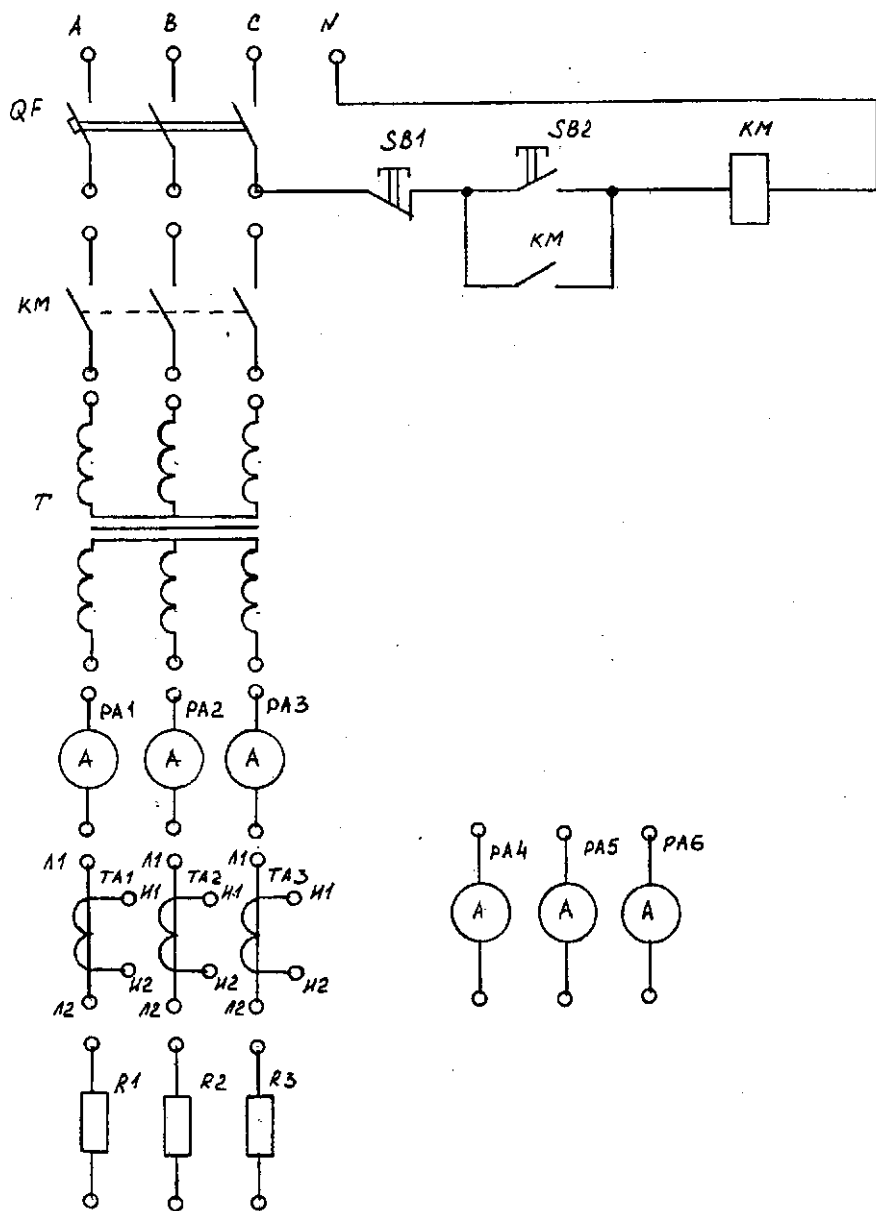


Рис. 2.16. Схема лабораторной установки для исследования схем соединения трансформаторов тока

Таблица 2.7. Результаты измерений и вычислений

Номер опыта схемы	I_1, A	I_2, A	I_3, A	I_4, A	I_5, A	I_6, A	$K_{сх1}$	$K_{сх2}$	$K_{сх3}$	Приме- чание
1										
2										
3										
4										

Содержание отчета

1. Наименование лабораторной работы.
2. Цель работы.
3. Схема лабораторной установки.
4. Таблица полученных значений при измерении и вычислении.
5. Результаты вычислений.
6. Вывод по работе.

Контрольные вопросы

1. Каким образом можно расширить пределы измерения амперметров?
2. На какие номинальные токи изготавливаются трансформаторы тока?
3. Расшифруйте тип трансформатора тока ТКЛ-0,5.
4. Как маркируются выводы обмоток трансформаторов тока?
5. Почему необходимо закорачивать вторичную обмотку трансформатора тока при отключении амперметров или токовых реле?

Лабораторная работа № 6

МАКСИМАЛЬНО-ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

Цель работы — изучить принцип действия максимально-токовой защиты и исследовать однорелейную, двухрелейную схему, схему с зависимой характеристикой времени срабатывания.

Краткие теоретические сведения. Максимально-токовые защиты широко применяются в системах электроснабжения

для защиты трансформаторов, электродвигателей, линий электропередачи.

Максимально-токовая защита должна срабатывать при аварии и обеспечивать селективность действия. Для устройства максимально-токовой защиты применяются реле тока серии РТ-40 мгновенного действия и серии РТ-80 с выдержкой времени (максимально-токовая защита с зависимой характеристикой времени срабатывания).

Если пусковыми органами являются реле мгновенного действия серии РТ-40, то выдержка времени обеспечивается реле времени, и тогда защита называется максимально-токовой с независимой характеристикой времени срабатывания.

На рис. 2.18 приведена схема максимально-токовой защиты с одним токовым реле, на рис. 2.19 схема с двумя реле, выполненная с помощью токовых реле прямого действия. На рис. 2.20 представлена схема максимально-токовой защиты с зависимой характеристикой с применением реле серии РТ-80 на переменном оперативном токе.

Выдержки времени максимально-токовой защиты с зависимой и независимой характеристиками времени срабатывания выбирают по ступенчатому принципу, при котором каждая последующая защита в направлении к источнику питания имеет выдержку больше предыдущей (см. рис. 2.17).

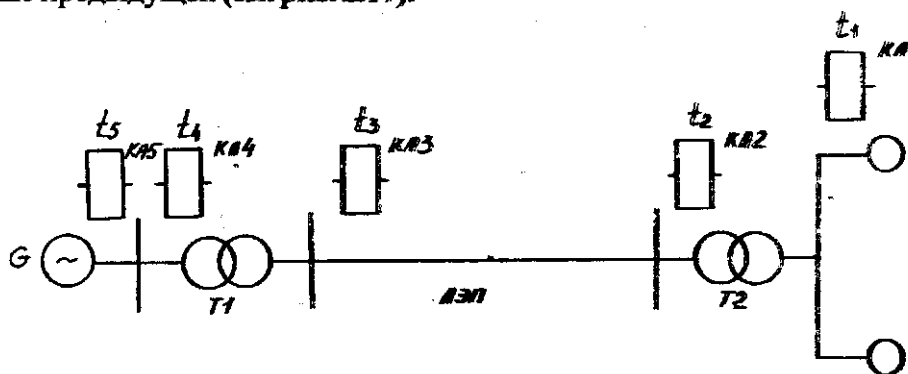


Рис. 2.17. Выбор уставок времени максимальной-токовой защиты

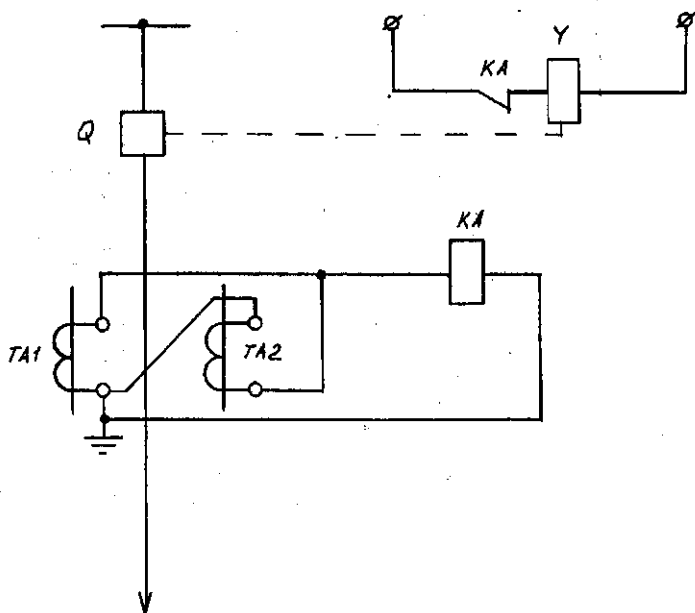


Рис. 2.18. Схема максимально-токовой защиты с одним токовым реле

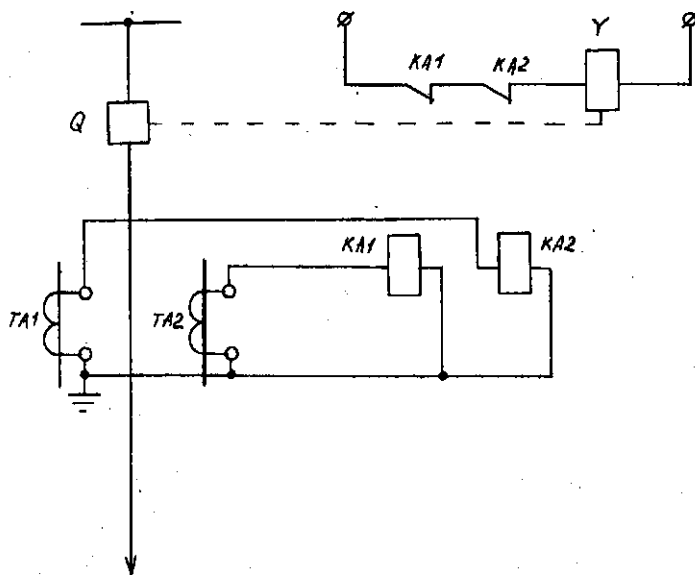


Рис. 2.19. Схема максимально-токовой защиты с двумя токовыми реле

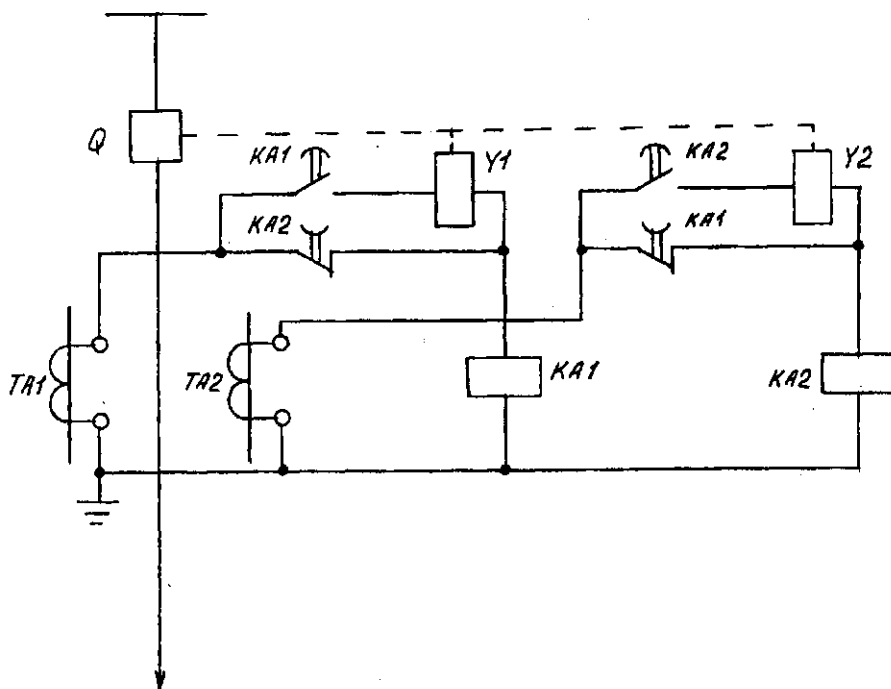


Рис. 2.20. Схема максимально-токовой защиты с зависимой характеристикой

Выбор выдержек времени начинают с удаленных от источника питания элементов, в данной схеме — с электродвигателей М1 и М2. Для них выдержка времени может приниматься равной нулю, т. е. $t_1 = 0$. Чтобы при повреждении одного из электродвигателей не отключился трансформатор Т2, максимально-токовая защита его должна иметь выдержку времени t_2 большую, чем t_1 , на величину времени ступени селективности Δt , т. е. $t_2 = t_1 + \Delta t$. Аналогично выбирают выдержки времени ЛЭП, трансформатора Т1 и генератора G, и, соответственно, должны быть: $t_3 = t_2 + \Delta t$; $t_4 = t_3 + \Delta t$; $t_5 = t_4 + \Delta t$. Выдержка времени ступени селективности должна быть такой, при которой защита на поврежденном участке срабатывает раньше, чем истечет выдержка времени защиты на вышестоящем участке:

$$\Delta t = t_{\text{откл}} + \Delta t_{\text{р.в1}} + \Delta t_{\text{р.в2}} + t_{\text{зап}}, \quad (2.9)$$

где $t_{\text{откл}}$ — время отключения выключателя от момента подачи импульса на отключающую катушку до момента гашения дуги на контактах выключателя;

$\Delta t_{\text{р.в1}}, \Delta t_{\text{р.в2}}$ — погрешности реле времени защиты поврежденного и последующего элементов защищаемой сети;

$t_{\text{зап}}$ — время запаса.

При определении времени ступени селективности обычно принимают: $\Delta t = 0,4 \dots 0,6$ с.

Максимально-токовая защита, выполненная с мгновенным действием или с выдержкой времени с ограниченной зоной действия называется токовой отсечкой. Для обеспечения селективности в пределах зоны действия токовая отсечка отстраивается от токов короткого замыкания, от пусковых токов электродвигателей.

Схемы токовых отсечек аналогичны схемам максимальных токовых защит с выдержкой времени, за исключением реле времени. При сочетании максимально-токовой защиты и токовой отсечки получается ступенчатая токовая защита. При этом первая ступень действует мгновенно, а последующая — с выдержкой времени.

С применением токовых реле серии РТ-80 с зависимой характеристикой времени срабатывания ступенчатость достигается встроенным электромагнитным элементом отсечки, что не требует установки дополнительных реле.

Описание лабораторной установки

На рис. 2.21 приведена схема лабораторной установки.

Лабораторная установка представляет собой лабораторный стенд, содержащий вводной выключатель QF серии АП50 с номинальным током расцепителя 10 А; магнитный пускатель КМ; кнопки управления SB1, SB2, SB3; три трансформатора тока ТА1...ТА3 типа ТК20 на ток 15/5 А; асинхронный электродвигатель мощностью 4 кВт; три амперметра РА1...РА3; токовые реле РТ40 — 2 шт., РТ-80 — 1 шт.; нагрузочное сопротивление R_n ; устройство создания нагрузки на валу электродвигателя F1 и F2.

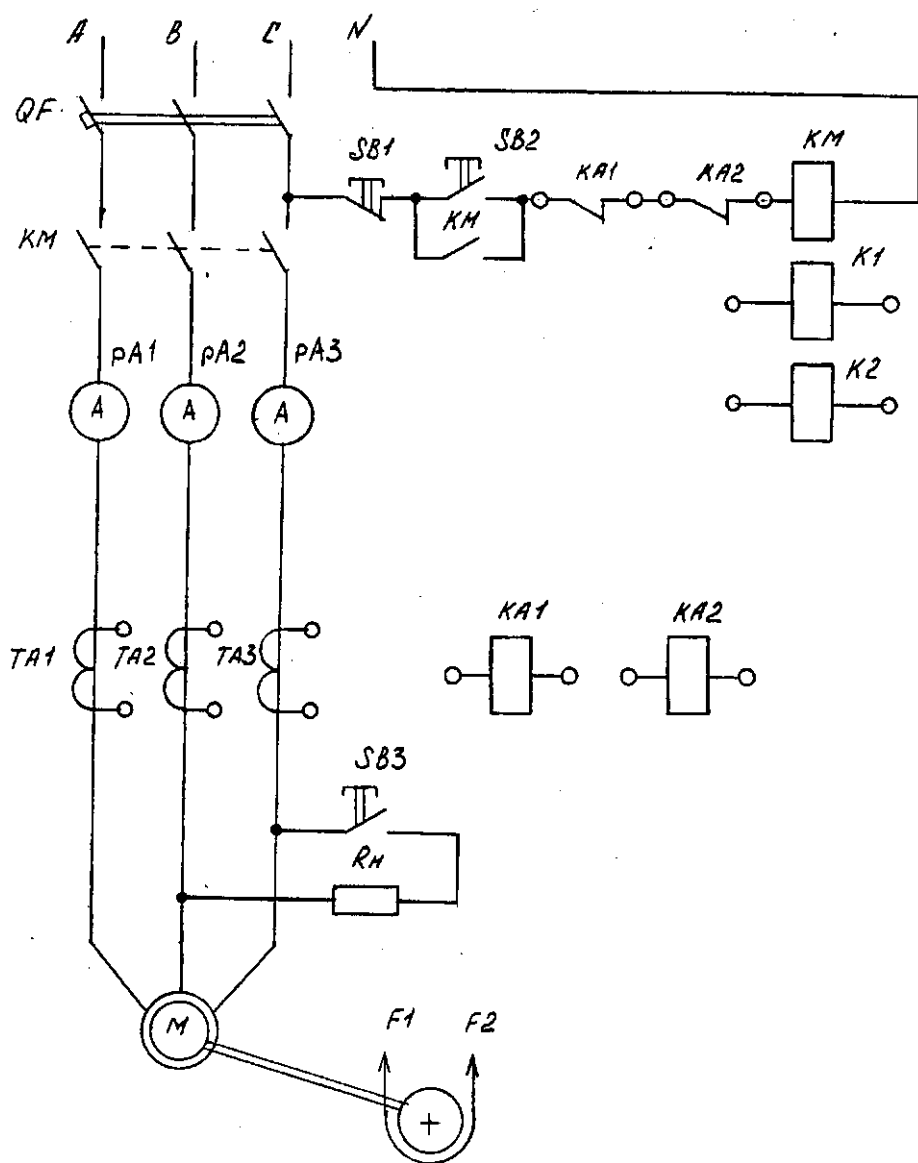


Рис. 2.21. Схема лабораторной установки для исследования схем максимально-токовой защиты

Содержание работы

1. Исследуется схема максимально-токовой защиты с одним токовым реле.
2. Исследуется схема максимально-токовой защиты с двумя токовыми реле.
3. Исследуется схема максимально-токовой защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания.

Порядок выполнения работы

1. Собрать схему, показанную на рис. 2.18, для исследования максимально-токовой защиты с одним токовым реле.
 2. Включить нагрузку, установить ток, соответствующий номинальному току уставки реле.
 3. Кнопкой SB3 создать искусственное короткое замыкание в цепи нагрузки, при этом реле должно мгновенно сработать и отключить нагрузку.
 4. Опыт повторить при различных токах уставки реле.
 5. Собрать схему (рис. 2.19) защиты с двумя токовыми реле и повторить опыты при различных токах уставки реле.
 6. Собрать схему (рис. 2.20) максимально-токовой защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания с применением токового реле серии РТ-80.
 7. Увеличить ток в реле до $I_p = 2I_{cp}$, повышая нагрузку на валу электродвигателя. При этом должен сработать индукционный элемент реле и начаться отсчет выдержки времени. По истечении выдержки времени контакты реле отключат пускатель и нагрузку.
 8. Опыт повторить при уставках тока реле от $I_p = 2 \dots 10 A$.
 9. Проверить срабатывание электромагнитного элемента реле. Подать напряжение на стенд и кнопкой SB2 включить электродвигатель М1. Создать искусственное КЗ в цепи нагрузки кнопкой SB3; при этом должен сработать электромагнитный механизм реле. Без выдержки времени отключить нагрузку и КЗ.
 10. Опыт повторить при различных установках тока реле.
- Результаты опытов записать в табл. 2.8.

Таблица 2.8. Результаты измерений тока и времени срабатывания реле

[illegible]

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Схемы для исследования защиты.
3. Результаты эксперимента.
4. Выводы по результатам эксперимента.

Контрольные вопросы

1. Чем регулируется уставка срабатывания реле серии РТ-40?
2. Где применяются максимально-токовые защиты?
3. Из каких элементов состоит токовое реле РТ-80?
4. Какое время срабатывания имеют токовые реле серии РТ-80?
5. За счет чего происходит регулирование тока срабатывания реле РТ-80?

Лабораторная работа № 7

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Цель работы — изучить конструкцию, принцип действия токового реле РТ-80 и исследовать схему релейной защиты электродвигателей.

Краткие теоретические сведения. Нарушение изоляции обмотки вызывает замыкание между отдельными фазами или замыкание на корпус оборудования. При устройстве релейной защиты от токов короткого замыкания необходимо выполнять защиту таким образом, чтобы электродвигатели отключались при токах коротких замыканий и не отключались при неопасных ненормальных режимах.

Для защиты асинхронных электродвигателей малой и средней мощности в электроустановках до 1 кВ применяются плавкие предохранители, автоматические выключатели и тепловые реле.

Для защиты мощных высоковольтных электродвигателей мощностью от 300 до 2000 кВт устраивается максимально-токовая защита от коротких замыканий и перегрузки с применением токовых реле серий РТ-80, РТ-81, РТ-82.

Индукционные реле тока серии РТ-80 (рис. 2.22) в своей конструкции имеют два релейных элемента — индукционный и электромагнитный. Индукционный элемент состоит из электромагнита 14 с короткозамкнутыми витками 13 и диска 6, ось которого находится в подшипниках 8, установленных на рамке 4. Рамка поворачивается на осях 3 и пружиной 2 удерживается в крайнем положении, т. е. прижатой к упору 1. На ось диска насажен червяк 11. В крайнем положении рамки сегмент 7, имеющий червячные зубья, находится вне зацепления с червяком, и контакты 9 реле разомкнуты.

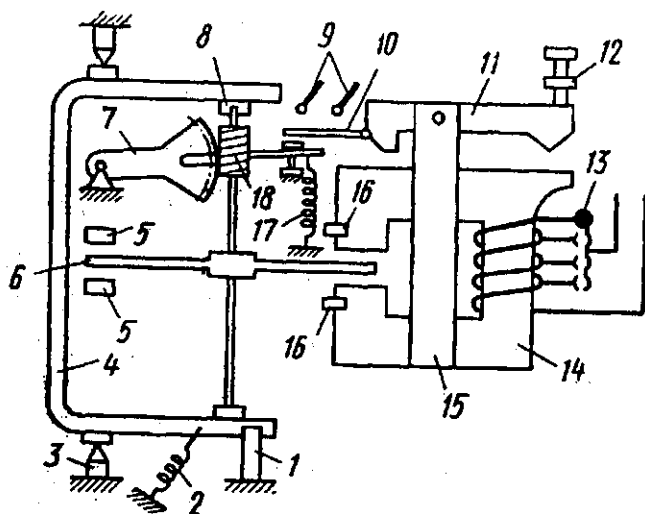


Рис. 2.22. Конструкция теплового реле серии РТ-80

При протекании по обмотке реле тока $I_p \geq I_{ср.р}$ диск медленно вращается и под действием электромагнитного момента, создаваемого током реле, рамка поворачивается, червяк входит в зацепление с зубьями сегмента, начинает постепенно подниматься, преодолевая усилия пружины 17, и специальной планкой 10 замыкает контакты реле. Чем больше сила тока в обмотках электромагнита, тем быстрее будет вращаться диск и с меньшей выдержкой времени будут замыкаться контакты реле, т. е. реле имеет зависимую от тока характеристику времени срабатывания.

Токи срабатывания индукционного элемента $I_{\text{ср}}$ регулируются путем изменения числа витков обмотки (переставкой контактного витка 13 на контактной колодке); $I_{\text{ср}} = 2 \dots 10$ А; время срабатывания 0,5...16 с.

Электромагнитный элемент реле РТ-80 состоит из электромагнита 15 и якоря 11, через которые замыкается часть потоков рассеивания электромагнита. При протекании по обмотке реле тока $I_p \geq 2I_{\text{ср.р}}$ якорь втягивается и без выдержки времени (отсечкой) замыкает контакты реле. Таким образом, электромагнитный элемент может действовать или совместно с индукционным элементом, или самостоятельно, отсекая часть характеристики реле при больших токах. Поэтому электромагнитный элемент действует с отсечкой. При этом $I_{\text{отс}} = (2 \dots 8) I_{\text{ср}}$. Токи срабатывания электромагнитного элемента регулируются изменением количества витков обмотки и положением регулировочного винта 12.

Защитная характеристика токового реле серии РТ-80 представлена на рис. 2.23. При значениях тока $I_p = (6 \dots 8) I_{\text{ср.р}}$ наступает насыщение стали электромагнита и характеристика переходит в зависимую. Поэтому характеристики реле серии РТ-80 называют ограниченными.

На рис. 2.24 представлена схема, имитирующая защиту высоковольтного асинхронного электродвигателя мощностью до 2000 кВт. Схема содержит защиту от междофазных коротких замыканий. Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального значения пускового тока двигателя с введением повышающего коэффициента надежности и рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{ср.з.}} = I_{\text{пуск}} \cdot k_{\text{над}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{т.т}}}, \quad (2.10)$$

где $k_{\text{над}}$ — коэффициент надежности, для реле серии РТ-40 $k_{\text{над}} = 1,8 \dots 2,0$;

$I_{\text{пуск}}$ — пусковой ток электродвигателя, А;

$k_{\text{сх}}$ — коэффициент схемы, определяемый схемой соединения трансформаторов тока;

$k_{\text{т.т}}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Защита от токов перегрузки осуществляется реле серии РТ-80 с зависимой от тока выдержкой времени. Реле включается на разность токов двух фаз. Защита действует на сигнал или на отключение и устанавливается в схему управления электродвигателем, когда возможны перегрузки по техническим причинам или тяжелые условия пуска.

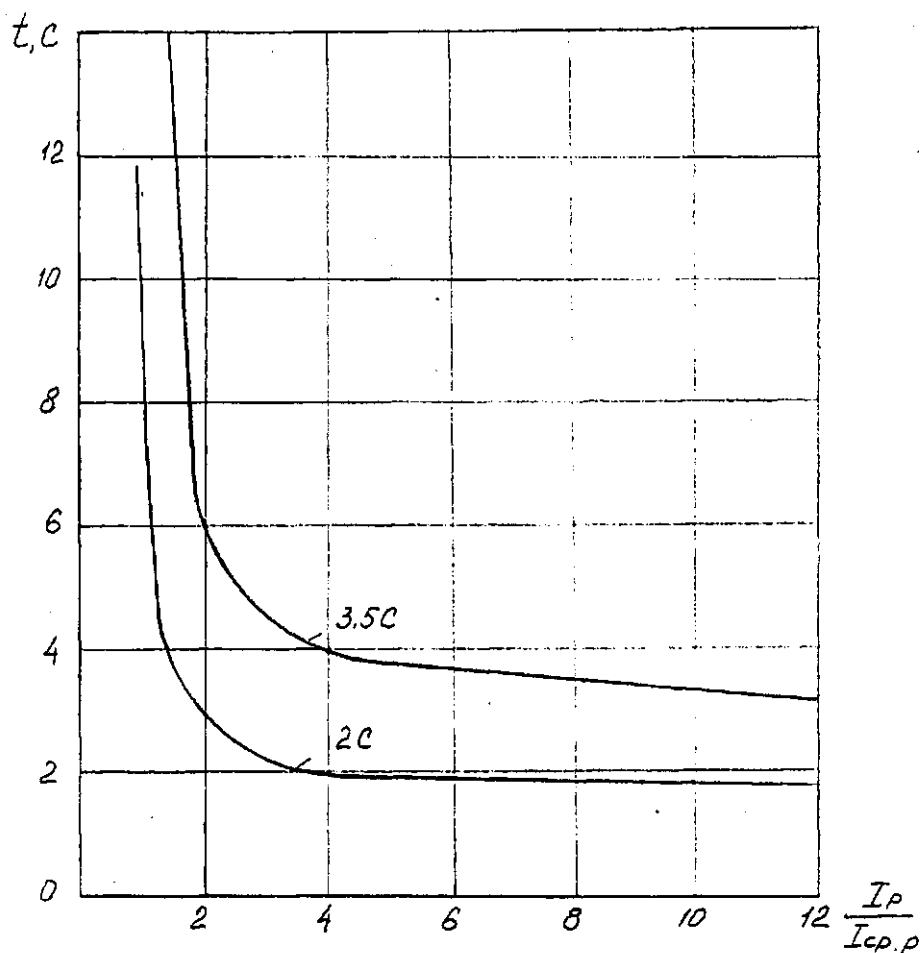


Рис. 2.23. Защитная характеристика токового реле РТ-80

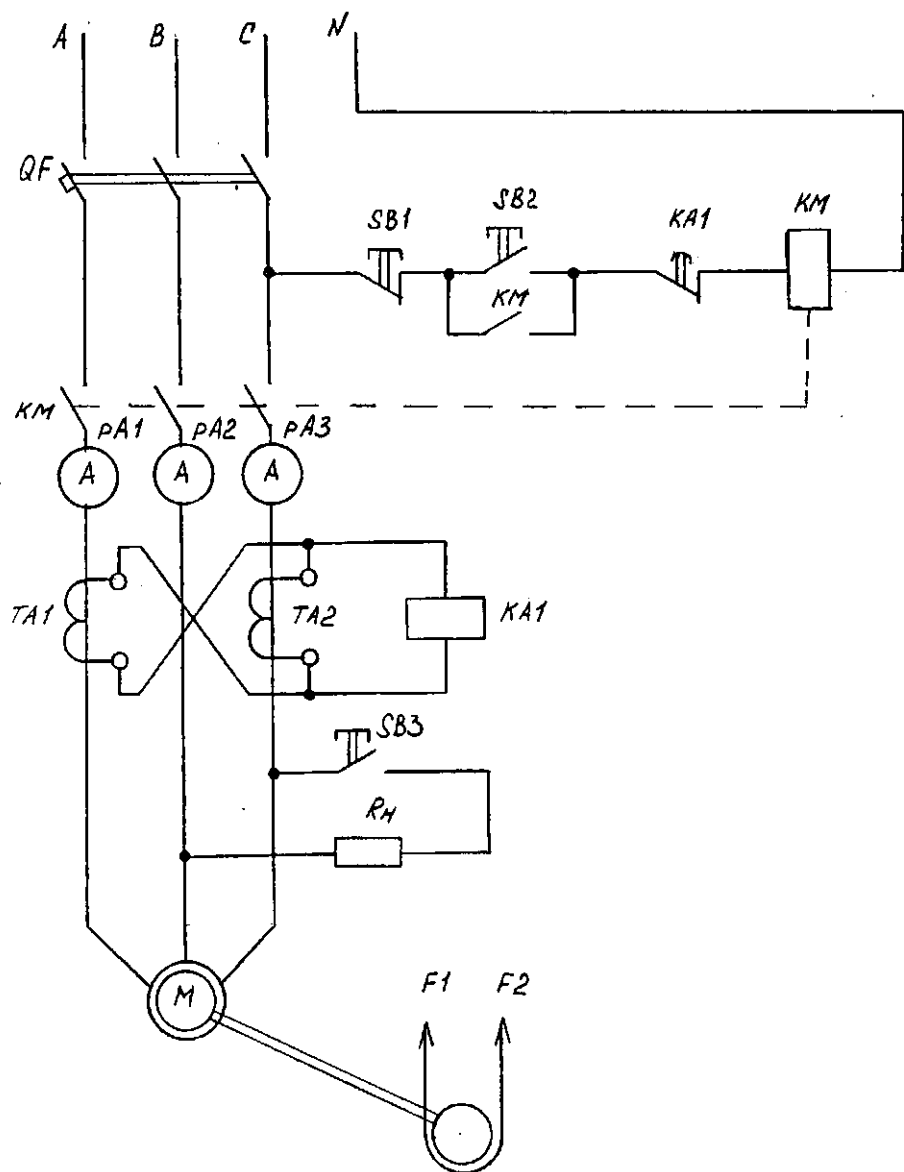


Рис. 2.24. Схема электрическая для исследования защиты электродвигателей

Описание лабораторной установки

На рис. 2.24 приведена схема лабораторной установки.

Лабораторная установка представляет собой лабораторный стенд, содержащий вводной автоматический выключатель QF серии АП50 с номинальным током расцепителя 10 А; магнитный пускатель КМ; кнопки управления SB1...SB3; три амперметра PA1...PA3 со шкалой на 20 А; два трансформатора тока ТА1, ТА2; токовое реле РТ-80; асинхронный трехфазный электродвигатель мощностью $P_{ном} = 4$ кВт; устройство создания нагрузки на валу электродвигателя F1 и F2.

Содержание работы

1. Исследуется защита электродвигателя при коротком замыкании в нем или на его выводах.
2. Исследуется защита электродвигателя при его перегрузке.

Порядок выполнения работы

1. Собрать схему (рис. 2.24) для исследования защиты электродвигателя от токов короткого замыкания.
 2. Включить электродвигатель кнопкой SB2. Кнопкой SB3 создать искусственное КЗ в силовой цепи электродвигателя. При этом должен сработать электромагнитный элемент реле и отключить электродвигатель от сети.
 3. Установить уставку тока контактным витком на контактной колодке реле. Включить электродвигатель кнопкой SB2. Увеличить ток нагрузки до $I_p = 2I_{ср.р.}$. Индукционный элемент реле должен начать отсчет выдержки времени.
 4. После истечения выдержки времени контакты реле отключат магнитный пускатель КМ, а следовательно, и электродвигатель от сети.
 5. Опыты повторить при различных уставках тока реле.
- Результаты эксперимента записать в таблицу 2.9.

Таблица 2.9. Результаты измерения тока срабатывания реле

Тип расцепителя реле	Ток уставки, А					Среднее значение
	1	2	3	4	5	
Электромагнитный						
Индукционный						

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Электрическая схема исследования защиты.
3. Результаты эксперимента.
4. Выводы по результатам эксперимента.

Контрольные вопросы

1. Опишите конструкцию токового реле РТ-80.
2. Приведите характеристику срабатывания реле.
3. Что такое отсечка?
4. Как производится регулирование тока срабатывания реле?
5. Какое время срабатывания имеет токовое реле РТ-80?

Лабораторная работа № 8

ЗАЩИТА ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Цель работы — исследовать схему защиты параллельных линий электропередачи.

Краткие теоретические сведения. Кабельные и воздушные линии электропередачи имеют большую протяженность и, следовательно, часто подвержены различным повреждениям. Кабели, проложенные в земле, могут повреждаться в результате оседания или размывания почвы при земляных работах вблизи и на ка-

бельных линиях, при коррозии оболочек кабеля и проникновении влаги внутрь кабеля и т. п.

Воздушные линии электропередачи могут повреждаться от грозовых разрядов, атмосферных осадков, загрязнения изоляторов и т. п.

Перечисленные причины повреждений воздушных и кабельных линий могут вызвать междуфазные короткие замыкания или замыкание отдельных фаз на землю. Поэтому указанные возможные короткие замыкания в линиях необходимо быстро отключать во избежание больших аварий и разрушений линий.

Защита линий может выполняться по различным схемам, и выбор конкретной схемы зависит от напряжения сети, категории потребителей электроэнергии, питающихся по линии электропередачи.

Максимально-токовая защита применяется для защиты радиальных линий с односторонним питанием. Схема этой защиты не обеспечивает условие селективного ступенчатого действия в кольцевой сети.

При коротком замыкании на линии 1 (точка К1 рис. 2.25) должны отключиться выключатели 1 и 2. Но так как защита на выключателе 4 имеет выдержку времени 1,5 с, то этот выключатель отключится раньше, чем выключатель 2, и приемная подстанция ПС 1 останется без питания.

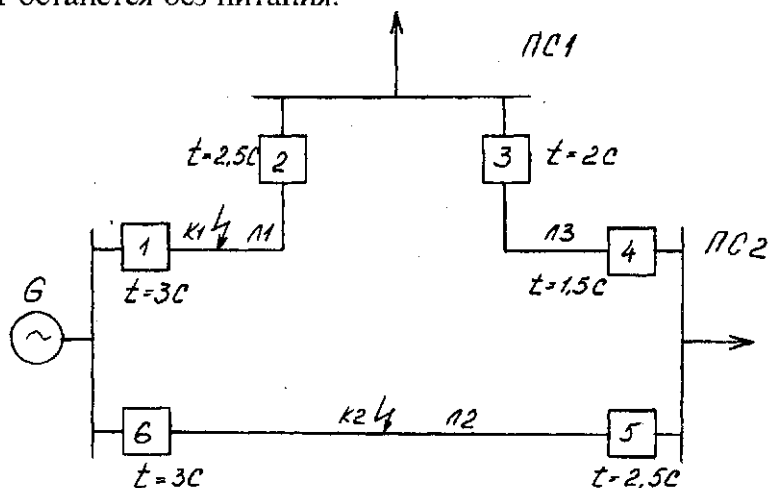


Рис. 2.25. Схема защиты в кольцевой сети

Для селективного отключения повреждений в кольцевой сети необходимо, чтобы защита на выключателях 2—5 «различала», на какой из линий произошло короткое замыкание. Такие свойства имеет максимально направленная защита, установленная в тех же точках.

Для защиты параллельных линий электропередачи, присоединенных к шинам подстанции через один общий выключатель, применяют токовую поперечную дифференциальную защиту (рис. 2.26).

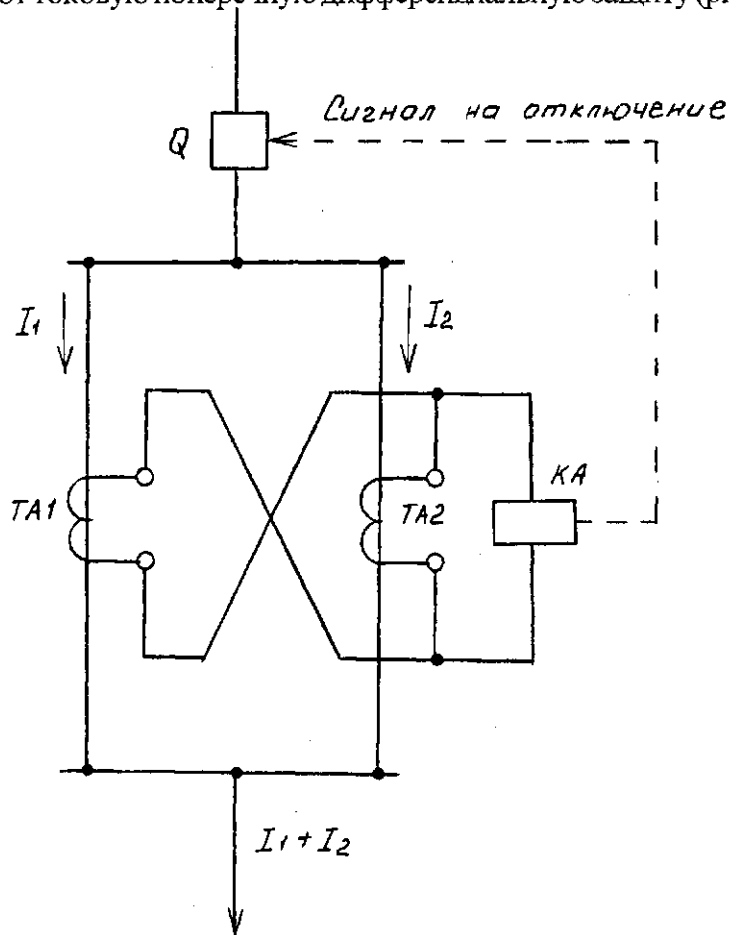


Рис. 2.26. Однолинейная схема дифференциальной защиты параллельных линий электропередачи

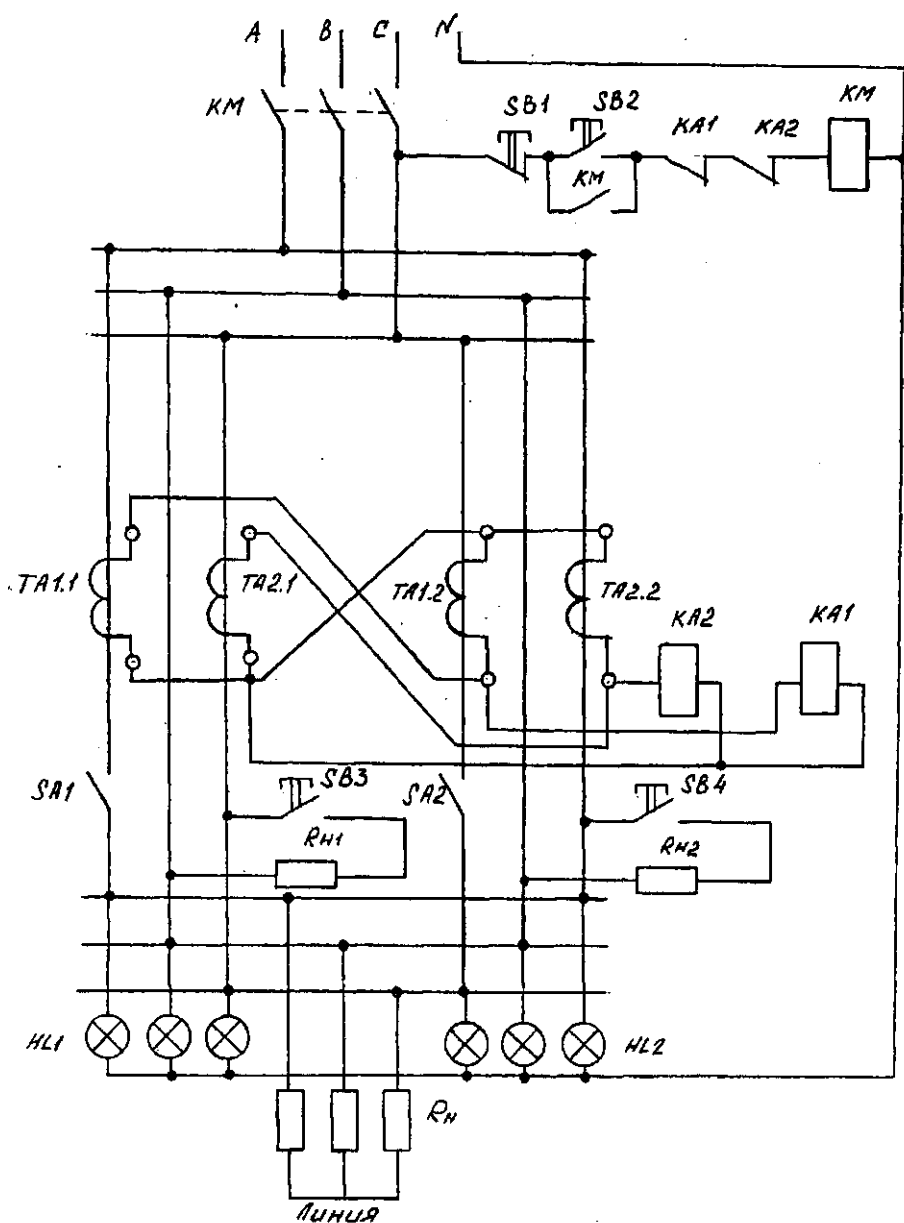


Рис. 2.27. Схема электрическая для исследования защиты параллельных линий электропередачи

Вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных на каждой линии, соединяют между собой и подключают на разность токов. Параллельно вторичным обмоткам трансформаторов тока включают реле тока мгновенного действия серии РТ-40. Ток в реле равен разности вторичных токов трансформаторов тока первой и второй линий: $I_p = I_1 - I_2$. Следовательно, в нормальных условиях и при равной по величине нагрузке ток реле $I_p = 0$. При повреждении на одной из линий токи I_1 и I_2 не будут равны и через реле будет проходить ток, равный их разности. Если величина этого тока (разности) больше тока срабатывания реле, то защита действует на отключение выключателя линий.

Описание лабораторной установки

На рис. 2.27 представлена схема лабораторной установки.

Лабораторная установка представляет собой лабораторный стенд, имитирующий включение двух параллельных линий электропередачи. Стенд содержит: магнитный пускатель КМ, кнопки управления SB1...SB4; трансформаторы тока ТА1.1, ТА1.2, ТА2.2; сигнальные лампы НЛ1, НЛ2; токовые реле КА1 и КА2 серии РТ-40.

Содержание работы

1. Исследуется схема защиты параллельных линий электропередачи при повреждениях в линиях.
2. Исследуется схема защиты параллельных линий электропередачи при коротких замыканиях в линиях.

Порядок выполнения работы

1. Собрать схему (рис. 2.27) для исследования защиты параллельных линий электропередачи при повреждениях и коротких замыканиях в линиях.
2. Кнопкой SB2 включить магнитный пускатель КМ, включающий две параллельные линии.

3. Выключателем SA1 разорвать цепь в фазе одной линии. При этом должен отключиться магнитный пускатель КМ и отключит обе линии от сети.

4. Включить выключатель SA1, включить SB2 и выключить выключатель SA2. Должен отключиться КМ и отключить обе линии от сети.

5. Включить SA2, включить КМ и кнопкой SB3 создать искусственное КЗ в первой линии. Должен мгновенно отключиться магнитный выключатель КМ и отключить обе линии.

6. Снова включить КМ и кнопкой SB4 создать искусственное КЗ во второй линии — магнитный пускатель КМ должен отключиться и отключить обе линии от сети.

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Схема электрическая для исследования защиты параллельных линий электропередач.
3. Выводы по результатам эксперимента.

Контрольные вопросы

1. Какие виды повреждений могут возникнуть в воздушных линиях электропередачи?
2. Какие виды коротких замыканий могут возникнуть в ЛЭП?
3. Какой ток будет протекать в реле КА1 и КА2 (рис. 2.27) в нормальных условиях?
4. Какой ток будет протекать в реле КА1 и КА2 (рис. 2.27) при повреждении в одной из ЛЭП?
5. Какой ток будет протекать в реле КА1 и КА2 (рис. 2.27) при равной по величине нагрузке ЛЭП?
6. Какие реле применяются для защиты параллельных линий?

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок. — М.: Главгосэнергонадзор России, 1998. — 608 с.
2. Ус А. Г., Евминов Л. И. Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий. — Мн.: Пион, 2000.
3. Белорусов Н.И. и др. Электрические кабели, провода и шнуры: Справочник. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 416 с.
4. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий // Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. — 1993. № 2. — С. 24—53.
5. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. ГОСТ 14209-85. — М.: Издательство стандартов, 1987. — 31 с.
6. Методические указания по выбору мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ. — Мн.: Белэнергосетьпроект, 1994. — 17 с.
7. Постников Н. П., Рубашов Г. М. Электроснабжение промышленных предприятий. — Л.: Стройиздат, 1989.
8. Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. — М.: Высшая школа, 1990. — 366 с.
9. Рожкова Л. Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
10. Коновалова Л. Л., Рожкова Л. Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 528 с.

Учебное пособие

**УС Анатолий Григорьевич
ЕЛКИНА Татьяна Васильевна**

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ
И ГРАЖДАНСКИХ ЗДАНИЙ**

Лабораторный практикум

Ответственный за выпуск *А. П. Аношко*
Технический редактор *Н. П. Дран*
Корректор *А. А. Шиманович*

Подписано в печать 14.03.2005. Формат 60х84/16. Бумага офсетная. Гарнитура
Таймс. Усл. печ. л. 8,7. Уч.-изд. л. 10,0. Тираж 500 экз. Заказ 097.

Издатель и полиграфическое исполнение УП «Технопринт»:

ЛИ № 02330/005693 от 30.04.04.

ЛП № 02330/0133109 от 30.04.04

220027, Минск, пр-т Ф. Скорины, 65, корп. 14, оф. 317

Тел./факс 231-84-93