Министерство сельского хозяйства
Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего образования
«Самарский государственный
аграрный университет»

С. В. Машков, В. А. Сыркин, С. Н. Тарасов

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ПРАКТИКА

(технологическая практика,
практика по получению профессиональных умений
и опыта профессиональной деятельности,
научно-исследовательская работа,
преддипломная практика)

Методические указания

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 0BC23592C498DBD2BA74E8FC611A8F90373884D2
Владелец: Машков Сергей Владимирович
Действителен: с 23.01.2022 до 23.04.2023

Кинель
РИО СамГАУ
2019

УДК 631.371(07)
ББК 40.76(07)
М38

Машков, С.В.

М38 Производственная практика : методические указания / С.В. Машков, В. А. Сыркин, С.Н. Тарасов. – Кинель : РИО СамГАУ, 2019. – 34 с.

Методические указания разработаны в соответствии с ФГОС ВО по направлению подготовки 35.03.06 Агроинженерия (уровень бакалавриата); содержат рекомендательный материал для прохождения производственных практик «Технологическая практика», «Практика по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности», «Научно-исследовательская работа», «Преддипломная практика», а также требования к их месту проведения, этапам, структуре, организации и оформлению отчета о практиках.

Издание предназначено для студентов, обучающихся по направлению 35.03.06 «Агроинженерия», профиль подготовки «Электрооборудование и электротехнологии».

© ФГБОУ ВО Самарский ГАУ, 2019
© Машков С.В., Сыркин В.А., Тарасов С.Н., 2019

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цель издания данных методических указаний – помочь студентам, обучающимся по направлению 35.03.06 Агроинженерия, профиль подготовки «Электрооборудование и электротехнологии», в прохождении производственных практик.

В методических указаниях представлены цели и задачи практик, место и этапы прохождения практик, а также их организация, содержание и проведение. Представлены требования к оформлению отчетов, приведены индивидуальные задания и контрольные вопросы.

Производственные практики направлены на формирование и развитие следующих компетенций:

- способность осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач;
- способность определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальный способ их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений;
- способность решать типовые задачи профессиональной деятельности на основе знаний основных законов математических, естественнонаучных и общепрофессиональных дисциплин с применением информационно-коммуникационных технологий;
- способность реализовать современные технологии и обосновывать их применение в профессиональной деятельности;
- способность участвовать в проведении экспериментальных исследований в профессиональной деятельности;
- способность участвовать в испытаниях электрооборудования и средств автоматизации по стандартным методикам;
- способность осуществлять монтаж, наладку и эксплуатацию энергетического и электротехнического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве;
- способность осуществлять производственный контроль параметров технологических процессов, качества продукции и выполненных работ при монтаже, наладке и эксплуатации энергетического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве;
- способность выполнять работы по повышению эффективности энергетического и электротехнического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве;
- способность планировать техническое обслуживание и ремонт энергетического и электротехнического оборудования;
- способность организовать работу по повышению эффективности энергетического и электротехнического оборудования.

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПРАКТИКА

Цель и задачи практики

Целью технологической практики является закрепление теоретических знаний по дисциплинам профессионального цикла путем непосредственной работы в качестве электромонтера, электрика, мастера, помощника главного энергетика, и приобретение опыта работы в коллективе.

Задачами технологической практики являются:

- приобретение навыков монтажа и наладки энергетического и электротехнического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве;

- приобретение умений осуществления производственного контроля параметров технологических процессов, качества продукции и выполненных работ при монтаже и наладке энергетического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве.

В результате выполнения программы практики студент должен:

уметь:

- осуществлять производственный контроль параметров технологических процессов, качества продукции и выполненных работ при монтаже и наладке энергетического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве.

владеть:

- навыками монтажа и наладки энергетического и электротехнического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве.

Место прохождения практики

Технологическая практика проводится на предприятиях АПК (открытые акционерные общества (ООО), закрытые акционерные общества (ЗАО), коллективные фермерские хозяйства (КФХ), арендные коллективы, ассоциации фермерских хозяйств, ведущих заготовку, хранение и переработку сельскохозяйственной продукции, промышленные комплексы и птицефабрики).

Технологическая практика проводится в соответствии с учебным планом и графиком учебного процесса на учебный год по направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия», профиль подготовки «Электрооборудование и электротехнологии».

Этапы прохождения и содержание практики

Технологическая практика состоит из следующих этапов, включая краткое содержание видов производственных работ, а также самостоятельную работу студентов:

1. Организационный этап. Организационное собрание по распределению по местам практики и ознакомления с целью и задачами практики. Вводный инструктаж по технике безопасности. Ознакомление с методическими материалами и дневником-отчетом о практике под руководством руководителя практики от академии. Оформление на работу, вводный инструктаж по охране труда. Ознакомление с предприятием. Инструктаж на рабочем месте. Изучение нормативной и технической документации.

2. Основной этап. Ознакомление с материалами и инструментами, применяемыми при изготовлении, монтаже и эксплуатации электрооборудования. Монтаж наружных установок. Монтаж внутренних установок.

3. Заключительный этап. Оформление отчета о практике. Увольнение с предприятия. Оформление отчета о практике.

Темы индивидуальных заданий

1. Техника безопасности при электромонтажных работах.
2. Техника безопасности при работе с электрооборудованием.
3. Оказание первой помощи пострадавшему от воздействия электротока.
4. Перечислите виды инструктажей на производстве.
5. Какие материалы, инструменты и приспособления применяются при проведении электрослесарных и электромонтажных работ?
6. Основные приемы работы с инструментом и приспособлениями.
7. Назовите элементы электрических плат.
8. Маркировка резисторов, стандарты, конструкции и способы их установки на платах.
9. Перечислите способы установки на платах конденсаторов и катушек.
10. Как выбрать и подготовить паяльник к работе?
11. Назовите припои и флюсы, применяемые при пайке.
12. Опишите технологии пайки алюминиевых проводов и кабелей.
13. Составление плана-схемы размещения внутренней электропроводки.

14. Опишите технологию соединения проводов в разветвительных коробках.
15. Опишите технологию наращивания и оконцевания проводов.
16. Опишите технологию разделки кабеля и изолирование его концов.
17. Опишите технологию монтажа, соединения и оконцевания проводов и кабелей, кабельные муфты.
18. Опишите технологию выполнения разъемных соединений.
19. Опишите технологию монтажа кабельных муфт.
20. Опишите технологию прокладки проводов в лотках, трубах, коробах.
21. Опишите технологию прокладки проводов на тросах и струнах.
22. Опишите технологию прокладки силовых кабельных линий.
23. Опишите технологию монтажа светильников.
24. Опишите технологию монтажа электродвигателей.
25. Опишите технологию пуско-наладочных работ перед включением электропривода в работу.
26. Как проверить сопротивление изоляции обмоток статора электродвигателя?
27. Опишите технологию монтажа пускорегулирующей аппаратуры.
28. Опишите технологию монтажа средств автоматизации.
29. Опишите технологию монтажа воздушных и кабельных линий.
30. Как планируется прохождение воздушной линии?
31. Как осуществляется крепление траверс, кронштейнов и изоляторов?
32. Как осуществляется крепление проводов на опорах?
33. Опишите технологию прокладки кабельных линий.
34. Как осуществляется выбор трассы кабельной линии?
35. Как осуществляется монтаж комплектных трансформаторных подстанций?
36. Опишите виды подготовительных работ при монтаже трансформатора.
37. Как осуществляется разгерметизация и герметизация трансформатора?
38. Опишите технологию соединения контура заземления.
39. Как осуществляется электромонтаж очага заземления.
40. С помощью каких приборов проводится замер величины сопротивления заземляющего устройства?

Отчет о производственной практике

По итогам производственной практики студентом составляется письменный отчет.

Требования к оформлению отчета о практике приведены в разделе 5.

Итоговый контроль по итогам практики

Итоговой формой контроля знаний, умений и навыков по итогам производственной практики является дифференцированный зачет. Зачет по практике служит для оценки сформированности, общепрофессиональных и профессиональных компетенций по производственной практике и призван выявить уровень, прочность и систематичность полученных им теоретических и практических знаний, приобретения навыков самостоятельной работы, развития творческого мышления, умение синтезировать полученные знания и применять их в решении практических задач.

Завершающим этапом производственной практики является защита подготовленного студентом отчета в форме собеседования.

Вопросы предполагают контроль общих методических знаний и умений, способность студентов проиллюстрировать их примерами, индивидуальными материалами, составленными студентами в течение практики.

Вопросы для проведения зачета

1. Опишите технологию прокладки проводов на тросах и струнах.
2. Опишите технологию прокладки силовых кабельных линий.
3. Опишите технологию монтажа светильников.
4. Опишите технологию монтажа электродвигателей.
5. Опишите технологию пуско-наладочных работ перед включением электропривода в работу.
6. Как проверить сопротивление изоляции обмоток статора электродвигателя?
7. Опишите технологию монтажа пускорегулирующей аппаратуры.
8. Опишите технологию монтажа средств автоматизации.
9. Опишите технологию монтажа воздушных и кабельных линий.
10. Как планируется прохождение воздушной линии?
11. Как осуществляется крепление траверс, кронштейнов и изоляторов?

12. Как осуществляется крепление проводов на опорах?
13. Опишите технологию прокладки кабельных линий.
14. Как осуществляется выбор трассы кабельной линии?
15. Как осуществляется монтаж комплектных трансформаторных подстанций?
16. Опишите виды подготовительных работ при монтаже трансформатора.
17. Как осуществляется разгерметизация и герметизация трансформатора?
18. Опишите технологию соединения контура заземления.
19. Как осуществляется электромонтаж очага заземления.
20. С помощью каких приборов проводится замер величины сопротивления заземляющего устройства?
21. Техника безопасности при электромонтажных работах.
22. Техника безопасности при работе с электрооборудованием.
23. Оказание первой помощи пострадавшему от воздействия электротока.
24. Перечислите виды инструктажей на производстве.
25. Какие материалы, инструменты и приспособления применяются при проведении электрослесарных и электромонтажных работ?
26. Основные приемы работы с инструментом и приспособлениями.
27. Назовите элементы электрических плат.
28. Маркировка резисторов, стандарты, конструкции и способы их установки на платах.
29. Перечислите способы установки на платах конденсаторов и катушек.
30. Как выбрать и подготовить паяльник к работе?
31. Назовите припои и флюсы, применяемые при пайке.
32. Опишите технологии пайки алюминиевых проводов и кабелей.
33. Составление плана-схемы размещения внутренней электропроводки.
34. Опишите технологию соединения проводов в разветвительных коробках.
35. Опишите технологию наращивания и оконцевания проводов.
36. Опишите технологию разделки кабеля и изолирование его концов.
37. Опишите технологию монтажа, соединения и оконцевания проводов и кабелей, кабельные муфты.
38. Опишите технологию выполнения разъемных соединений.
39. Опишите технологию монтажа кабельных муфт.

40. Опишите технологию прокладки проводов в лотках, трубах, коробах.

2. ПРАКТИКА ПО ПОЛУЧЕНИЮ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ УМЕНИЙ И ОПЫТА ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Цель и задачи практики

Целью практики по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности является формирование компетенций в области освоения практических профессиональных навыков по эксплуатации различных видов электрического оборудования в условиях предприятий АПК.

Основными задачами практики по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности являются:

- приобретение навыков по эксплуатации энергетического и электротехнического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве;
- приобретение умений осуществления производственного контроля параметров технологических процессов, качества продукции и выполненных работ при эксплуатации энергетического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве;
- приобретение навыков планировать техническое обслуживание и ремонт энергетического и электротехнического оборудования;
- приобретение умений организовать материально-техническое обеспечение инженерных систем (энергетическое и электротехническое оборудование).

В результате выполнения программы практики по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности студент должен:

уметь:

- осуществлять производственный контроль параметров технологических процессов, качества продукции и выполненных работ при эксплуатации энергетического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве;
- организовать материально-техническое обеспечение инженерных систем (энергетическое и электротехническое оборудование).

владеть:

- навыками по эксплуатации энергетического и электротехнического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве;

- навыками планировать техническое обслуживание и ремонт энергетического и электротехнического оборудования.

Место прохождения практики

Практика по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности проводится на предприятиях АПК (колхозы, ООО, ЗАО, КФХ, арендные коллективы, ассоциации фермерских хозяйств, ведущих заготовку, хранение и переработку сельскохозяйственной продукции, промышленные комплексы и птицефабрики) в службах управления энергосистем, а также на электроснабжающих предприятиях, на предприятиях электрических сетей, на участках действующих или находящихся в стадии наладки подстанций. Производственная практика проводится в соответствии с учебным планом и графиком учебного процесса на учебный год по направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия», профиль подготовки «Электрооборудование и электротехнологии».

Этапы прохождения и содержание практики

Практика по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности состоит из следующих этапов, включая краткое содержание видов производственных работ, а также самостоятельную работу студентов:

1. Организационный этап. Организационное собрание по распределению по местам практики и ознакомления с целью и задачами практики. Вводный инструктаж по технике безопасности. Ознакомление с методическими материалами и формой отчета о практике под руководством руководителя практики от академии. Оформление на работу, вводный инструктаж по охране труда. Ознакомление с предприятием. Инструктаж на рабочем месте.

2. Производственная работа. Выполнение работ, связанных с оценкой состояния электроустановок и подготовки их к работе, с регулировкой и настройкой аппаратуры управления и защиты электрооборудования, с техническим обслуживанием и ремонтом электроустановок.

3. Выполнение индивидуальных заданий. Изучение производственно-хозяйственных показателей предприятия, ознакомление с организацией работы электротехнической службы, изучение производственной структуры предприятия, изучение организации и

контроля производственно-технического обслуживания электроустановок.

4. Заключительный этап. Оформление отчета о практике.

Темы индивидуальных заданий

В процессе прохождения производственной практики практиканту необходимо выполнить следующие индивидуальные задания:

1. Изучить производственно-хозяйственные показатели предприятия.

2. Ознакомиться с организацией работы электротехнической службы.

3. Изучить производственную структуру предприятия.

4. Перечислить производственные объекты в животноводстве, подсобные предприятия, коммунально-бытовые объекты, их краткую характеристику, территориальное размещение по отношению к центру питания электрической энергией.

5. Изучить организацию и контроль производственно-технического обслуживания электроустановок.

Номер вопроса определяется по таблице 1. Номер подпункта выбирается по порядковому номеру из списка группы.

Таблица 1

№ п/п	№ вопр.	№ п/п	№ вопр.	№ п/п	№ вопр.	№ п/п	№ вопр.	№ п/п	№ вопр.
1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
1	1, 2	6	2, 4	11	1, 2	16	2, 4	21	1, 2
2	1, 3	7	2, 5	12	1, 3	17	2, 5	22	1, 3
3	1, 4	8	3, 4	13	1, 4	18	3, 4	23	1, 4
4	1, 5	9	3, 5	14	1, 5	19	3, 5	24	1, 5
5	2, 3	10	4, 5	15	2, 3	20	4, 5	25	2, 3

Отчет о производственной практике

По итогам практики по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности студентом составляется письменный отчет.

Требования к оформлению отчета о практике приведены в разделе 5.

Итоговый контроль по итогам практике

Итоговой формой контроля знаний, умений и навыков по практике по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности является дифференцированный за-

чет. Зачет по практике служит для оценки сформированности общепрофессиональных и профессиональных компетенций по практике по получению профессиональных умений и опыта профессиональной
деятельности и призван выявить уровень, прочность и систематичность полученных им теоретических и практических знаний, приобретения навыков самостоятельной работы, развития творческого мышления, умение синтезировать полученные знания и применять их в решении практических задач.

Завершающим этапом практики является защита подготовленного студентом отчета в форме собеседования.

Вопросы предполагают контроль общих методических знаний и умений, способность студентов проиллюстрировать их примерами, индивидуальными материалами, составленными студентами в течение практики.

Вопросы для проведения дифференцированного зачета

1. Перечислите общие требования по безопасности при эксплуатации оборудования.
2. Механизмы и приспособления, применяемые при производстве ремонтных работ.
3. Назовите меры безопасности при эксплуатации воздушных линий.
4. Назовите меры безопасности при эксплуатации кабельных линий.
5. Назовите меры безопасности при эксплуатации трансформаторов и трансформаторных подстанций.
6. Назовите меры безопасности при эксплуатации электрических двигателей.
7. Назовите меры безопасности при эксплуатации внутренних проводок.
8. Назовите меры безопасности при эксплуатации защитно-коммутационных аппаратов.
9. Опишите структуру организации электротехнической службы хозяйства, предприятия.
10. Опишите функции инженера или группы эксплуатации электрооборудования.
11. Опишите порядок учета электрооборудования, находящегося в эксплуатации.

12. Назовите и опишите техническую документацию, оформляемую при эксплуатации электрооборудования.
13. Опишите порядок присоединения электроприемников к электрическим сетям энергосистемы.
14. Опишите порядок приема и ввода оборудования в эксплуатацию.
15. Опишите порядок организации производственной эксплуатации электрооборудования.
16. Управление эксплуатацией электрооборудования.
17. Приведите сроки службы оборудования.
18. Опишите порядок расследования и учета нарушений в работе электрооборудования.
19. Содержание и планирование работ по техническому обслуживанию электрооборудования.
20. Опишите порядок организации работ по техническому обслуживанию.
21. Финансирование работ по техническому обслуживанию.
22. Назовите минимальный состав бригады для эксплуатации ВЛЭП.
23. Опишите типовую номенклатуру ремонтных работ при текущем и капитальном ремонтах.
24. Опишите виды работ, выполняемых при периодическом осмотре, профилактических проверках воздушных линий.
25. Перечислите нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта.
26. Нормы расхода материалов и запасных частей на текущий и капитальный ремонт.
27. Опишите порядок эксплуатации устройств грозозащиты.
28. Опишите порядок измерения сопротивления заземления опор.
29. Эксплуатация ответвлений от воздушных линий и вводов в здание и сооружение.
30. Перечислите меры безопасности при эксплуатации ВЛЭП.
31. Порядок допуска к работе на кабельных линиях и особенности мер безопасности.
32. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем и капитальном ремонтах.
33. Перечислите виды работ, выполняемых при периодических осмотрах, профилактических проверках кабельных линий.
34. Назовите нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта.

35. Назовите нормы расхода материалов и запасных частей на текущий и капитальный ремонт
36. Защита металлических оболочек кабелей от коррозии.
37. Опишите технологию разделки кабелей, необходимые для этого инструменты.
38. Правила оформления допуска к работе на ТП и меры безопасности.
39. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем и капитальном ремонтах ВЛЭП.
40. Перечислите виды работ, выполняемых при периодических осмотрах, профилактических проверках воздушных линий.
41. Назовите нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта.
42. Назовите нормы расхода материалов и запасных частей на текущий и капитальный ремонт.
43. Как осуществляется контроль контактных соединений? Назовите приборы и термоиндикаторы для контроля за температурой нагрева.
44. Порядок эксплуатации изоляторов распределительных устройств.
45. Порядок эксплуатации и ремонта выключателей нагрузки, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей.
46. Как осуществляется эксплуатация выключателей и приводов к ним.
47. Как осуществляется эксплуатация измерительных трансформаторов тока и напряжения.
48. Как осуществляется эксплуатация трансформаторного масла.
49. Перечислите показатели, отражаемые в паспорте электродвигателя.
50. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем и капитальном ремонтах.
51. Перечислите виды работ, выполняемых при периодических осмотрах, профилактических проверках электродвигателей.
52. Назовите нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта.
53. Назовите нормы расхода материалов и запасных частей на текущий и капитальный ремонт
54. Основные повреждения электродвигателей при эксплуатации.
55. Назовите признаки определения неисправного двигателя.
56. Какие данные отражаются в технологической карте ремонтируемого двигателя?

57. Каковы признаки, по которым можно обнаружить обрыв стержней в короткозамкнутой обмотке ротора асинхронного двигателя?
58. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем и капитальном ремонтах внутренних проводок.
59. Виды работ, выполняемых при периодических осмотрах, профилактических проверках внутренних проводок.
60. Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта внутренних проводок.
61. Нормы расхода материалов и запасных частей на текущий и капитальный ремонт внутренних проводок.
62. Порядок проведения осмотров при эксплуатации внутренних проводок.
63. Перечислите габаритные ограничения на пересечениях электропроводок с различными трубопроводами и другими электропроводками.
64. Как осуществляется эксплуатация вводного устройства, этажных и квартирных электрощитков.
65. Как осуществляется эксплуатация устройств уравнивания потенциалов.
66. Как осуществляется эксплуатация электропроводок сельскохозяйственных помещений с признаками повышенной и особой электроопасности.
67. Перечислите способы проверки состояния изоляции внутренней проводки.
68. Как осуществляется эксплуатация защитного аппарата для внутренней проводки?
69. Назовите виды защитных аппаратов и их характеристики.
70. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем и капитальном ремонтах
71. Перечислите виды работ, выполняемых при периодических осмотрах, профилактических проверках защитно-коммутационных аппаратов.
72. Перечислите нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта.
73. Перечислите нормы расхода материалов и запасных частей на текущий и капитальный ремонт.
74. Перечислите неисправности защитных аппаратов.
75. Как осуществляется испытание защитных аппаратов перед вводом в эксплуатацию.

76. Назовите виды коммутационных аппаратов и их возможные неисправности.

3. НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ РАБОТА

Цель и задачи практики

Целью научно-исследовательской работы (НИР) обучающегося является формирование компетенции, необходимой для проведения научно-исследовательской работы как самостоятельно, так и в составе научного коллектива, основным результатом которой является написание и успешная защита выпускной квалификационной работы.

Задача практики:

- овладеть умением поиска, критического анализа и синтеза информации, применять системный подход для решения поставленных задач;
- овладеть умением определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальный способ их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений;
- получить умение решать типовые задачи профессиональной деятельности на основе знаний основных законов математических, естественнонаучных и общепрофессиональных дисциплин с применением информационно-коммуникационных технологий;
- овладение навыками реализовать современные технологии и обосновывать их применение в профессиональной деятельности;
- овладение навыками участия в проведении экспериментальных исследований в профессиональной деятельности;
- овладение навыками испытания электрооборудования и средств автоматизации по стандартным методикам.

В результате выполнения программы научно-исследовательской работы студент должен:

уметь:

- анализировать задачу, выделяя базовые составляющие, осуществлять декомпозицию задачи;

- находить и критически анализировать информацию необходимую для решения поставленной задачи;

- использовать основные законы естественнонаучных дисциплин для решения стандартных задач в соответствии с направленностью профессиональной деятельности;

- формулировать в рамках поставленной цели проекта совокупность взаимосвязанных задач, обеспечивающих ее достижение;

владеть:

- навыками обосновывать и реализовывать современные технологии в соответствии с направленностью профессиональной деятельности;

- навыками участия в экспериментальных исследованиях электрооборудования и средств автоматизации;

- навыками испытания электрооборудования и средств автоматизации по стандартным методикам.

Место прохождения практики

Практика проводится, как правило, на кафедре «Электрификация и автоматизация АПК» инженерного факультета, а также в сторонних организациях, предприятиях и учреждениях, на которых возможно проведение научно-исследовательской деятельности и сбор материалов, связанных с выполнением выпускной квалификационной работы.

Научно-исследовательская работа проводится в соответствии с учебным планом и графиком учебного процесса по направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия».

Этапы прохождения и содержание практики

Практика «Научно-исследовательская работа» состоит из следующих этапов, включая краткое содержание видов производственных работ, а также самостоятельную работу студентов:

1. Организационный этап. Организационное собрание по распределению по местам практики и ознакомления с целью и задачами практики. Вводный инструктаж по технике безопасности. Ознакомление с методическими материалами и структурой отчета по практике под руководством руководителя практики от академии. Ознакомление с организацией. Инструктаж на рабочем месте.

2. Производственная работа. Анализ литературы, патентов, нормативно-технической документации по тематике выпускной квалификационной работы, подтверждение актуальности выбранной темы. Выполнение индивидуального задания, сбор материалов для отчета и выполнения выпускной квалификационной работы.

3. Заключительный этап. Самостоятельная работа по оформлению отчёта.

Темы индивидуальных заданий

Тема индивидуального задания определяется руководителем практики в соответствии с направлением исследования.

Отчет о производственной практике

По итогам научно-исследовательской работы студентом составляется письменный отчет.

Основная часть отчета должен включать следующие разделы:

1. Анализ литературы по теме исследования.

2. Индивидуальное задание по теме исследования.

Требования к оформлению отчета по практике приведены в разделе 5.

Итоговый контроль по итогам практики

Итоговой формой контроля знаний, умений и навыков по научно-исследовательской работе является дифференцированный зачет. Зачет служит для оценки сформированности универсальных, общепрофессиональных и профессиональных компетенций по производственной практике и призван выявить уровень, прочность и систематичность полученных им теоретических и практических знаний, приобретения навыков самостоятельной работы, развития творческого мышления, умение синтезировать полученные знания и применять их в решении практических задач.

Завершающим этапом научно-исследовательской работы является защита подготовленного студентом отчета.

Вопросы предполагают контроль общих методических знаний и умений, способность студентов проиллюстрировать их примерами, индивидуальными материалами, составленными студентами в течение практики.

Вопросы для проведения зачета

1. Основные термины науки.
2. Дайте определение понятиям предмет и объект исследования.
3. Принципы формирования объекта и предмета исследования в научной работе.
4. Как определяются цели и задач научного исследования?
5. Что собой представляет методика исследования?
6. Что должно быть отражено в программе научного исследования?
7. Основные процедуры обоснования актуальности темы исследования.
8. Сущность научной проблемы и порядок ее определения.
9. Основные процедуры описания процесса исследования.
10. Что такое эксперимент, его виды?
11. Что понимается под документальными источниками информации?
12. Какие достоинства и недостатки имеют различные виды источников научной информации?
13. Что является информационной базой проведения научных исследований?
14. Что представляет собой основная часть научной работы?
15. Что представляет собой заключение научной работы?
16. Назвать методы статистической обработки результатов научных исследований?
17. Какие современные технологии, необходимо учитывать при решении основных задач по исследуемой проблеме?
18. Назвать критерии и способы определения эффективности проведенных научных исследований?

4. ПРЕДДИПЛОМНАЯ ПРАКТИКА

Цель и задачи практики

Целью преддипломной практики является подготовка студента к решению организационно-технологических задач по повышению эффективности энергетического и электротехнического оборудования, машин установок на производстве в соответствии с профилем «Электрооборудование и электротехнологии» и сбор фактического материала по теме выпускной квалификационной работы.

Основными задачами преддипломной практики являются:

- приобретение способности решать типовые задачи профессиональной деятельности на основе знаний основных законов математических, естественнонаучных и общепрофессиональных дисциплин с применением информационно-коммуникационных технологий;

- приобретение умений реализации современных технологий и обосновывать их применение в профессиональной деятельности;

- приобретение навыков выполнения работ по повышению эффективности энергетического и электротехнического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве;

- приобретение умений организации работ по повышению эффективности энергетического и электротехнического оборудования.

В результате выполнения программы преддипломной практики студент должен:

уметь:

обосновывать и реализовать современные технологии в профессиональной деятельностью;

- организовать работы по повышению эффективности энергетического и электротехнического оборудования.

владеть:

- навыками использования основных законов естественнонаучных и профессиональных дисциплин для решения стандартных задач;

- навыками выполнения работ по повышению эффективности энергетического и электротехнического оборудования, машин и установок в сельскохозяйственном производстве.

Место прохождения практики

Преддипломная практика проводится на предприятиях АПК (ООО, ЗАО, КФХ, арендные коллективы, ассоциации фермерских хозяйств, ведущих заготовку, хранение и переработку сельскохозяйственной продукции, промышленные комплексы и птицефабрики) в службах управления энергосистем, а также на электроснабжающих предприятиях, на предприятиях электрических сетей, на участках действующих или находящихся в стадии наладки подстанций. Производственная практика проводится в соответствии с учебным планом и графиком учебного процесса на учебный год по

направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия», профиль подготовки «Электрооборудование и электротехнологии».

Этапы прохождения и содержание практики

Преддипломная практика состоит из следующих этапов, включая краткое содержание видов производственных работ, а также самостоятельную работу студентов:

1. Организационный этап. Организационное собрание по распределению по местам практики и ознакомления с целью и задачами практики. Вводный инструктаж по технике безопасности. Ознакомление с методическими материалами и дневником-отчетом о практике под руководством руководителя практики от академии. Оформление на работу, вводный инструктаж по охране труда. Инструктаж на рабочем месте.

2. Основной этап. Ознакомление с предприятием. Изучение вопросов по повышению эффективного использования энергетического и электротехнического оборудования, машин и установок на производстве. Сбор и анализ материала по тематике выпускной квалификационной работы.

3. Заключительный этап. Оформление отчета о практике. Увольнение с предприятия. Защита отчета.

Темы индивидуальных заданий

Индивидуальные задания выдаются дипломным руководителем по тематике выпускной квалификационной работы или из приведенного перечня.

1. Ознакомиться с электрооборудованием системы электроснабжения предприятия (питающие линии, трансформаторные подстанции, распределительные, воздушные и кабельные линии и т.д.).

2. Оценить состояние электроприемников, или совокупность электрооборудования от ввода в помещение до рабочего органа или рабочей зоны технологического объекта (устройство присоединения, непосредственно электроприемник – преобразователь энергии, устройство передачи энергии от электроприемника к технологическому объекту).

3. Выяснить недостатки в работе технологического объекта, любой электрифицированной машины, установки, поточно-технологической линии и другой сельскохозяйственной техники.

4. Ознакомиться с работой службы эксплуатации, специалистов электротехнической службы (ЭТС) предприятия, которые контролируют использование и осуществляют обслуживание (ремонт), а также их ремонтно-обслуживающей базы.

5. Проанализировать экологическую обстановку на предприятии: состояние окружающей среды, помещений с нормальными, влажными, сырыми, особо сырыми условиями или химически активной средой.

Отчет о преддипломной практике

По итогам преддипломной практики студентом составляется письменный отчет.

Отчет о преддипломной практике включает характеристику предприятия и индивидуальное задание.

Требования к оформлению отчета о практике приведены в разделе 5.

Итоговый контроль по итогам практики

Итоговой формой контроля знаний, умений и навыков по преддипломной практике является дифференцированный зачет. Зачет по практике служит для оценки сформированности общепрофессиональных и профессиональных компетенций по преддипломной практике и призван выявить уровень, прочность и систематичность полученных им теоретических и практических знаний, приобретения навыков самостоятельной работы, развития творческого мышления, умение синтезировать полученные знания и применять их в решении практических задач.

Завершающим этапом преддипломной практики является защита подготовленного студентом отчета в форме собеседования.

Вопросы предполагают контроль общих методических знаний и умений, способность студентов проиллюстрировать их примерами, индивидуальными материалами, составленными студентами в течение практики.

Вопросы для проведения дифференцированного зачета

1. Сущность и значение планово-предупредительного ремонта электрооборудования. Периодичность плановых ремонтов.
2. Способы определения степени старения изоляции обмоток электрических машин и трансформаторов.

3. Схема технологического процесса ремонта асинхронных двигателей мощностью до 100 кВт и ее краткое описание.
4. Технология ремонта силовых трансформаторов.
5. Технология разборки электрических машин постоянного и переменного тока. Дефектация при разборке.
6. Способы пропитки и сушки обмоток электрических машин. Режимы пропитки и сушки, контроль процесса сушки.
7. Неисправность сердечников статора и ротора и способы их устранения.
8. Неисправности механической части электрических машин и способы их устранения.
9. Технология сборки электрических машин. Механизмы и приспособления, применяемые при сборке.
10. Статическая и динамическая балансировка роторов и якорей.
11. Технология разборки силовых трансформаторов.
12. Технология изготовления новых обмоток трансформатора.
13. Разборка выемной части силового трансформатора.
14. Восстановление межлистовой изоляции сердечника магнитопровода.
15. Ремонт обмоток трансформатора.
16. Порядок сборки выемной части трансформатора.
17. Ремонт обмоток короткозамкнутого ротора.
18. Неисправности пускозащитной аппаратуры (рубильников, автоматических выключателей, магнитных пускателей) и их устранение.
19. Предремонтные испытания электрических машин переменного тока (синхронных и асинхронных). Объем, методы и нормы.
20. Предремонтные испытания трансформаторов. Объем, методы и нормы.
21. Межоперационный контроль при ремонте электрических машин переменного тока (асинхронных и синхронных). Объем, методы и нормы.
22. Межоперационный контроль при ремонте трансформаторов. Объем, методы и нормы.
23. Сушка обмоток выемной части трансформатора. Методы сушки.
24. Неисправности и характеристики (показатели) электрических машин, определяемые опытом короткого замыкания.
25. Методика проведения опыта короткого замыкания.

26. Неисправности и характеристики (показатели) трансформаторов, определяемые опытом короткого замыкания. Методика проведения опыта короткого замыкания.
27. Неисправности электрических машин, определяемые опытом холостого хода. Способы их устранения.
28. Неисправности трансформаторов, определяемые опытом холостого хода. Методика их устранения.
29. Испытание электрической прочности изоляции электрических машин переменного тока. Нормы на эти испытания.
30. Методы выявления наличия и места виткового замыкания в обмотках электрических машин и сущность этих методов.
31. Опишите испытательный стенд для контрольных (послеремонтных) испытаний электрических машин. Опишите испытательный стенд для контрольных (послеремонтных) испытаний трансформаторов.
32. Послеремонтные испытания электрических машин переменного тока. Объем, методы и нормы.
33. Послеремонтные испытания трансформаторов. Объем, методы и нормы.
34. Послеремонтные испытания пускозащитной аппаратуры. Объем, методы и нормы.
35. Опишите оборудование и приспособления участка для разборки и сборки электрических машин и трансформаторов.
36. Опишите оборудование и приспособления для изготовления катушек (секций) обмотки электрических машин.
37. Опишите оборудование и приспособления для изготовления обмоток трансформаторов. Технология изоляции обмоточного провода.
38. Как определяется правильность маркировки выводных концов электрических машин и трансформаторов.
39. Как определяется группа соединения обмоток трансформатора.
40. Технический паспорт предприятия. Приведите основные показатели технического паспорта предприятия объекта практики.
41. Техническая документация энергетической службы. Приведите содержание основных форм журналов.
42. Расчет объема работ, числа электромонтеров и штата инженерно-технического персонала ЭТС.
43. Расчет производственной программы ЭТС предприятия в УЕЭ. Выполнение расчета для предприятия-объекта практики.

44. Составление графика планово-предупредительных работ по эксплуатационному обслуживанию электрооборудования. Приведите фрагмент графика.
45. Технические средства, применяемые при обслуживании и ремонте электрооборудования.
46. Ремонтно-обслуживающая база предприятия. Приведите план с размещением технологического оборудования ремонтной базы предприятия-объекта практики. Ее основные характеристики.
47. Анализ экономической эффективности деятельности электротехнической службы объекта практики.
48. Состав работ и объем межремонтных испытаний силовых трансформаторов при их техническом обслуживании.
49. Состав работ и объем испытаний силовых трансформаторов при их текущем ремонте.
50. Осмотр воздушных линий напряжением до 1000 В. Профилактические измерения и испытания.
51. Ремонт воздушных линий напряжением до 1000 В. Объем и нормы испытаний.
52. Эксплуатация распределительных устройств подстанций. объем и нормы испытаний.
53. Осмотры силовых кабельных линий. Профилактические испытания и измерения.
54. Определение мест повреждения на кабельных линиях. Защита кабельных линий от коррозии.
55. Ремонт кабельных линий. Объем и нормы испытаний.
56. Эксплуатация трансформаторного масла. Объем и нормы испытаний.
57. Техническое обслуживание электродвигателей и генераторов. Объем и нормы испытаний.
58. Текущий ремонт электродвигателей и генераторов. Объем и нормы испытаний.
59. Сушка изоляции обмоток электрических машин.
60. Особенности эксплуатации резервных дизельных электростанций и погружных электродвигателей.
61. Эксплуатация осветительных и облучательных установок. Профилактические проверки и измерения.
62. Эксплуатация электронагревательных установок. Объем и нормы испытаний.

63. Эксплуатация и ремонт пускозащитной аппаратуры. Виды повреждений, объем работ при ТО и ТР.
64. Испытание и наладка аппаратуры управления, защиты и устройств автоматики.
65. Эксплуатация внутренних электропроводок сельскохозяйственных объектов. Объем и нормы испытаний.
66. Эксплуатация устройств, обеспечивающих электробезопасность в сельских электроустановках.
67. Нормирование расхода электроэнергии для объектов с нетиповой технологией. Разработайте норму расхода электроэнергии для какого-либо технологического процесса.
68. Энергетические обследования (энергоаудит) предприятий. Составьте баланс расхода топливно-энергетических ресурсов предприятия-объекта практики.

5. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ОТЧЕТА О ПРАКТИКЕ

Отчет должен быть набран на компьютере, грамотно оформлен, сброшюрован в папку, подписан студентом, сдан для регистрации на кафедру «Электрификация и автоматизация АПК».

Требования к оформлению листов текстовой части. Текстовая часть отчета выполняется на листах формата А4 (210×297 мм) без рамки, соблюдением следующих размеров полей: левое – 30 мм, правое – 10 мм, верхнее – 20 мм, нижнее – 20 мм.

Страницы текста подлежат обязательной нумерации, которая проводится арабскими цифрами с соблюдением сквозной нумерации по всему тексту. Номер страницы проставляют по центру без точки в конце.

Первой страницей считается титульный лист, но номер страницы на нем не проставляется.

При выполнении текстовой части работы на компьютере тип шрифта: TimesNewRoman. Шрифт основного текста: обычный, размер 14 пт. Межстрочный интервал: полуторный.

Выполненный отчет о практике должен содержать:

- титульный лист (прил. А);
- задание (прил. Б);
- план (график) (прил. В);
- оглавление;

- введение;
- основные разделы отчета;
- выводы и предложения;
- список использованной литературы и источников;
- приложения.

Во введении следует обобщить собранные материалы и раскрыть основные вопросы и направления, которыми занимался студент при прохождении практики.

Основная часть должна содержать отчеты о практических заданиях теоретической части практики и отчет о выполнении индивидуального задания.

В выводах и предложениях кратко указывается выполненная студентом работа и представить предложения по оптимизации системы электроснабжения или технологических процессов производства.

Список использованной литературы следует указать все источники которые были использованы при прохождении практики и подготовке отчета.

В течение прохождения практики студент обязан вести дневник практики (прил. Г), который является частью отчета о практике и используется при его написании. Записи в дневнике должны быть ежедневными.

В дневнике необходимо отразить кратко виды работ, выполненные студентом на практике (сбор материала, проведения исследования и т.д.), а также встретившиеся в работе затруднения, их характер, какие меры были приняты для их устранения, отменить недостатки в теоретической подготовке.

Дневники периодически проверяются руководителем практики, в нем делаются отметки по его ведению, качеству выполняемой студентом работы.

В конце практики дневник должен быть подписан студентом и руководителем практики от академии.

Дневник прикладывается к отчету о практике.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Кузнецов, И.Н. Основы научных исследований : учеб. пособие / И.Н. Кузнецов. – М. : ИТК «Дашков и К», 2014 – 283 с.

2. Ли, Р.И. Основы научных исследований : учебное пособие / Р.И. Ли. – Липецк : Изд-во ЛГТУ, 2013. – 195 с.

3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М. : НЦ ЭНАС, 2006. – 304 с.

4. Правила устройства электроустановок. – М. : Омега-Л, 2007. – 268 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный аграрный университет»

Инженерный факультет
форма обучения
(очная, заочная)

Кафедра «Электрификация и автоматизация АПК»

ОТЧЕТ

о прохождении _____
(название производственной практики)

в условиях

_____
(наименование предприятия)

Выполнил:
Студент __ курса
Группы __ шифр:_____
Направления подготовки 35.03.06 «Агроинженерия»,
профиль «Электрооборудование и электротехнологии»

_____
(Фамилия, Имя, Отчество)

К защите допущен: _____/_____/
(подпись) инициалы, фамилия)

_____/_____/
_____/_____/

Оценка _____
_____/_____/
(цифрой и прописью) (подпись членов комиссии) (расшифровка подписи)

Кинель 20__

Приложение Б

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный аграрный университет»

Факультет_____
Кафедра_____
Специальность (направление)_____

ЗАДАНИЕ_____
На_____
вид практики

Обучающийся
_____
(фамилия, имя, отчество полностью, № группы)
Приказ от_____№_____
Наименование базовой организации_____

Срок прохождения практики с_____по_____
Содержание задания на практику (перечень подлежащих рассмотрению вопросов):_____
_____
_____
Индивидуальное задание_____
_____
_____
Дата выдачи задания_____

Руководитель практики_____/_____/
подпись И. О. Фамилия

Принял к исполнению_____/_____/

подпись И. О. Фамилия

«___»_____20__г.

Приложение В

План (график)

Прохождения практики _____
вид практики

№ п/п	Наименование этапов прохождения практики	Сроки выполнения

Обучающийся _____/_____/
Подпись И.О. Фамилия (обучающегося)

Руководитель практики от академии _____/_____/
Подпись И.О. Фамилия

Руководитель практики от предприятия_____/_____/
Подпись И.О. Фамилия

Приложение Г

Дневник

производственной технологической практики
студента _ курса _ группы
инженерного факультета _____формы обучения
направления подготовки 35.03.06 – Агроинженерия,
профиль – Электрооборудование и электротехнологии

_____
(Фамилия, Имя, Отчество)

Дата	Наименование выполняемой работы	Отметка о выполнении

Студент _____/_____/
(подпись) (И.О. Фамилия)

Руководитель практики _____/_____/
(подпись) (И.О. Фамилия)

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

1. Технологическая практика 4

2. Практика по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности 9

3. Научно-исследовательская работа 16

4. Преддипломная практика 19

5. Требования к оформлению отчета о практике 26

Рекомендуемая литературы и электронные ресурсы 28

Приложения 29

Учебное издание

Машков Сергей Владимирович
Сыркин Владимир Анатольевич
Тарасов Сергей Николаевич

Производственная практика

Методические указания

Отпечатано с готового оригинал-макета
Подписано в печать 20.06.2019. Формат 60×84 1/16
Усл. печ. л. 1,98; печ. л. 2,13.
Тираж 50. Заказ № 212.

Редакционно-издательский отдел ФГБОУ ВО Самарского ГАУ
446442, Самарская область, п.г.т. Усть-Кинельский, ул. Учебная, 2
Тел.: 8 939 754 04 86, доб. 608
E-mail: ssaariz@mail.ru.

Министерство сельского хозяйства
Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего образования
«Самарская государственная
сельскохозяйственная академия»

Кафедра «Электрификация
и автоматизация АПК»

А. А. Гашенко

Эксплуатация электрооборудования

**Методические указания
для выполнения лабораторных работ**

Часть 2

Кинель
РИЦ СГСХА
2016

УДК 631.371(075)
ББК 40.71
Г-24

Гашенко, А. А.
Г-24 Эксплуатация электрооборудования : методические указания для выполнения лабораторных работ. Ч. 2 / А. А. Гашенко. – Кинель : РИЦ СГСХА, 2014. – 41 с.

В методических указаниях приведены методики дефектации и послеремонтных испытаний трансформатора, электродвигателей постоянного и переменного тока.

Методические указания разработаны в соответствии с рабочей программой дисциплины «Эксплуатация электрооборудования» и предназначены для студентов, обучающихся по направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия».

© ФГБОУ ВО Самарская ГСХА, 2016
© Гашенко А. А., 2016

Предисловие

Методические указания разработаны в соответствии с рабочей программой дисциплины «Эксплуатация электрооборудования» и предназначены для студентов, обучающихся по направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия».

Целью данного цикла лабораторных работ является формирование у студентов компетенции для решения профессиональных задач эксплуатации электрооборудования на предприятиях АПК. В частности, способности использовать типовые технологии технического обслуживания изношенных деталей машин и электрооборудования.

Лабораторные работы предназначены для решения следующих задач:

- изучение принципов и способов построения эффективных систем технического обслуживания и ремонта электрооборудования и средств автоматики;
- умение пользоваться современными способами и средствами наладки и эксплуатации электрооборудования;
- выработка навыков контроля состояния электрооборудования.

При выполнении лабораторных работ студенты освоят методику дефектации и послеремонтных испытаний трансформатора, электродвигателей постоянного и переменного тока и т.д.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1. **ДЕФЕКТАЦИЯ ОДНОФАЗНОГО ТРАНСФОРМАТОРА**

Цель работы. Изучить возможные дефекты однофазного трансформатора и методы их обнаружения.

Программа работы. 1. Изучить возможные дефекты однофазного трансформатора и методы их обнаружения.

2. Проверить изоляцию обмоток.
3. Определить коэффициент трансформации.
4. Построить вольтамперную характеристику трансформатора.
5. Оформить отчет о работе, сделать выводы.

Целью предварительных испытаний (при дефектации) является выявление дефектов в трансформаторе или в отдельных узлах и установление объема ремонтных работ.

Характерные неисправности трансформаторов и возможные причины их возникновения приведены в таблице 1.

Несмотря на большое разнообразие типов и размеров трансформаторов для диагностики их состояния могут быть использованы одинаковые методы и приборы.

Таблица 1

Характерные неисправности трансформаторов и возможные причины их возникновения

Элемент трансформатора	Неисправность	Причина неисправности	Вид ремонта
1	2	3	4
Обмотки	Витковое замыкание	Естественное старение изоляции; систематические перегрузки трансформатора	Переизолировка обмоточного провода или намотка новой обмотки
	Замыкание на корпус (пробой), межфазное короткое замыкание	Старение изоляции; увлажнение масла или понижение его уровня	
		Внутренние и внешние перенапряжения; деформация обмоток вследствие прохождения больших токов короткого замыкания	

Окончание табл. 1

1	2	3	4
	Обрыв цепи	Обгорание отводов (выводных концов) обмотки из-за низкого качества соединения или электродинамических усилий при коротком замыкании	
Переключатели регулирования напряжения	Отсутствие контакта	Нарушение регулировки переключающего устройства	Замена
	Оплавление контактной поверхности	Термическое воздействие на контакт токов короткого замыкания	
Вводы	Электрический пробой (перекрытие) на корпус	Трещины в изоляторах ввода; понижение уровня масла в трансформаторе при одновременном загрязнении внутренней поверхности изоляторов	Замена
Магнитопровод	«Пожар стали»	Нарушение изоляции между отдельными листами стали или стяжными болтами; слабая прессовка стали магнитопровода; образование короткозамкнутого контура при выполнении заземления магнитопровода со стороны обмоток высокого напряжения и низкого напряжения	Частичный ремонт (выполняют при незначительных повреждениях активной стали или отдельных деталей магнитопровода); Ремонт с полной разборкой и перешихтовкой выполняют при тяжелом повреждении, таком как «пожар стали»
Бак и арматура	Течь масла из сварных швов, фланцев и крана	Нарушение целостности сварного шва, плотности соединений, плохой притёртости пробки пробкового крана, повреждение его прокладки в месте соединения с фланцем	Сварка бака; замена прокладок

1.1. Проверка изоляции обмоток

Наиболее уязвимые и часто повреждающиеся части трансформатора – его обмотки высокого напряжения (ВН) и реже низкого напряжения (НН). Повреждения чаще всего возникают вследствие снижения электрической прочности изоляции на каком-либо участке обмотки. Состояние изоляции обмоток проверяют относительно корпуса и относительно друг друга. Проверку выполняют при помощи мегомметра с рабочим напряжением 1000 В для низковольтных трансформаторов и 2500 В для высоковольтных. Минимально допустимое сопротивление изоляции 0,5 МОм. По изменению сопротивления изоляции в течение одной минуты определяют коэффициент абсорбции и сухость обмоток.

1.2. Определение коэффициента трансформации

Этот показатель определяют на холостом ходу. При испытании трансформаторов напряжение подают на высоковольтную обмотку и сравнивают с напряжением на низковольтной обмотке. Отличие фактического коэффициента трансформации от паспортного свидетельствует о неправильном соотношении витков или о наличии короткозамкнутых витков в обмотках. Следует также обратить внимание на положение переключателя коэффициента трансформации (если он имеется).

1.3. Построение вольтамперной характеристики трансформаторов

Для построения вольтамперной характеристики трансформатора определяют зависимость тока холостого хода от величины питающего напряжения (рис. 1).

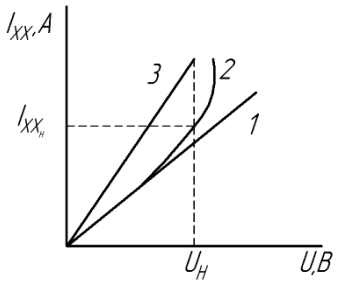


Рис. 1. Вольтамперная характеристика трансформатора

У исправных трансформаторов функция $I_{XX} = f(U_c)$ (рис. 1) – прямая линия, начинающая искривляться при подходе к номинальному значению напряжения. Отсутствие искривления при номинальном напряжении говорит о малой магнитной индукции в стали, которая может быть вызвана недостаточным питающим напряжением, прямая 1 (рис. 1). Прямая 3 (рис. 1) может свидетельствовать о неправильной перемотке трансформатора при капитальном ремонте (в сторону уменьшения витков первичной обмотки), или о наличии короткозамкнутых витков.

Порядок выполнения работы. 1. При выключенном стенде с помощью измерительных приборов (тестера и мегомметра) измерить сопротивление обмоток трансформатора и сопротивление изоляции этих обмоток. Полученные данные занести в таблицу 2. Сделать краткие выводы.

Таблица 2

Результаты измерения сопротивления обмоток и изоляции

Тип трансформатора	Сопротивление обмоток $R_{об}$, Ом		Сопротивление изоляции $R_{из}$, МОм		
	первичной	вторичной	первичная – корпус	вторичная – корпус	первичная – вторичная

2. Включить стенд. Установить с помощью рукоятки ЛАТРа на первичной обмотке трансформатора номинальное напряжение $U_{1н} = 220 B$. С помощью тестера измерить напряжение на вторичной обмотке трансформатора. Рассчитать коэффициент трансформации:

$$K = \frac{U_1}{U_2}, \qquad (1)$$

где U_1 – напряжение на первичной обмотке трансформатора, В;

U_2 – напряжение на вторичной обмотке трансформатора, В.

Полученный коэффициент трансформации сравнить с паспортным и сделать краткие выводы.

3. Для построения вольтамперной характеристики трансформатора необходимо собрать электрическую схему (рис. 2).

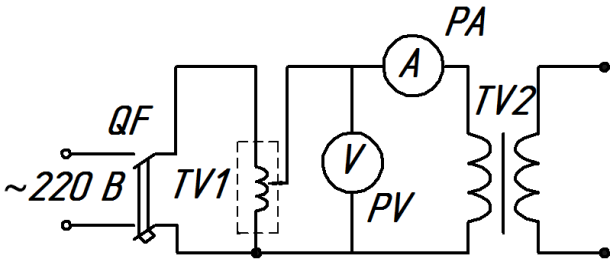


Рис. 2. Электрическая схема лабораторной установки
для построения вольтамперной характеристики трансформатора:
QF – автоматический выключатель; *TV1* – автотрансформатор;
TV2 – трансформатор; *PA* – амперметр; *PV* – вольтметр

Изменяя напряжение на первичной обмотке трансформатора с помощью рукоятки ЛАТРа, снять показания амперметра. Полученные данные занести в таблицу 3.

Таблица 3

Данные для построения вольтамперной характеристики трансформатора

Тип трансформатора	U_c, В	I_{XX}, А
	170	
	180	
	190	
	200	
	210	
	220	
	230	
	240	

Построить график зависимости $I_{XX} = f(U_c)$ и сделать краткие выводы.

4. Проанализировать полученные результаты и сделать вывод о состоянии трансформатора.

Контрольные вопросы

1. Какие неисправности бывают у трансформатора?
2. Как определить коэффициент трансформации?
3. Что можно определить по вольтамперной характеристике трансформатора?
4. Какая обмотка трансформатора наиболее уязвима и почему?
5. Какое минимально допустимое сопротивление изоляции должно быть у обмотки трансформатора. Как его измерить?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2. **ИСПЫТАНИЕ ОДНОФАЗНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПОСЛЕ РЕМОНТА**

Цель работы. Изучить методику испытания однофазного трансформатора после ремонта.

Программа работы. 1. Исследовать работу трансформатора в режиме холостого хода.

2. Исследовать работу трансформатора при коротком замыкании.
3. Оформить отчет о работе, сделать выводы.

После ремонта трансформаторы подвергаются двум видам испытаний: контрольным и типовым. Контрольным испытаниям подвергают каждый выпускаемый из ремонта трансформатор. Типовым испытаниям подвергают трансформаторы, при ремонте которых были внесены какие-либо изменения параметров: напряжение, тип обмотки, марка провода и т.п. Одним из видов контрольных и типовых испытаний является проверка работы трансформатора в режиме холостого хода и при коротком замыкании.

Опыт холостого хода проводят для определения тока и потерь мощности. Среднее арифметическое значение фазного холостого хода не должно отличаться от заводских значений более чем на +30%, а потери мощности – на +15%. Большие отклонения полученных величин свидетельствуют о несоответствии числа витков обмотки расчетному значению или о некачественной шихтовке магнитопровода, или о замыкании листов магнитопровода между собой, или же о витковом замыкании в обмотке.

Опыт короткого замыкания проводят для определения соответствия напряжения и потерь мощности заводским или расчетным. Напряжение короткого замыкания нормируется ГОСТом, оно выбито на паспортном щитке.

Допускается отклонение потерь мощности и напряжения короткого замыкания от заводских данных не более чем на 10%. Значительные отклонения между опытными и заводскими данными указывают на несоответствие сечения обмотки или ее размеров расчетным значениям или на плохие контакты в соединениях схемы обмоток.

Порядок выполнения работы. В работе исследуется однофазный сухой трансформатор многоцелевого назначения номинальной мощностью 0,16 кВА (ОСМ1-0,16УЗ). Электрическая схема лабораторной установки для испытания трансформатора после ремонта показана на рисунке 3.

1. Для исследования работы трансформатора в режиме холостого хода необходимо:

а) разомкнуть цепь вторичной обмотки (автоматический выключатель $QF2$ выключен);

б) включить стенд (автоматический выключатель $QF1$);

в) включить трансформатор, установить с помощью рукоятки ЛАТРа напряжение $U_c = 220\,B$;

г) с помощью тестера измерить напряжение в первичной обмотке трансформатора;

д) произвести замеры величин тока и мощности первичной обмотки трансформатора.

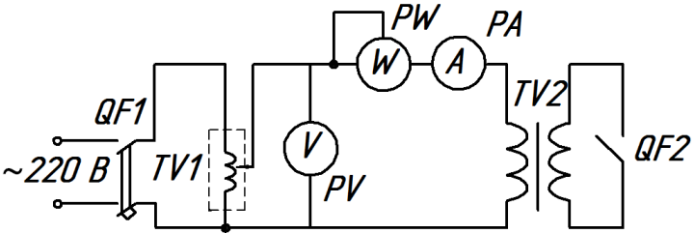


Рис. 3. Электрическая схема лабораторной установки для испытания трансформатора после ремонта:
QF1, *QF2* – автоматический выключатель; *TV1* – автотрансформатор; *TV2* – трансформатор; *PA1* – амперметр; *PW* – ваттметр; *PV1* – вольтметр

По показаниям приборов рассчитать:

а) полное сопротивление трансформатора в режиме холостого хода

$$Z_0 = \frac{U}{I}, \text{ Ом}, \qquad (2)$$

где U – напряжение в первичной обмотке трансформатора, В;

I – ток в первичной обмотке трансформатора, А;

б) активное сопротивление, обусловленное потерями в стали трансформатора

$$r_0 = \frac{P}{I^2}, \text{ Ом}, \qquad (3)$$

где P – активная мощность, в первичной обмотке трансформатора, Вт;

в) индуктивное сопротивление, в режиме холостого хода

$$x_0 = \sqrt{Z_0^2 - r_0^2}, \text{ Ом}, \qquad (4)$$

г) значение коэффициента мощности трансформатора в режиме холостого хода

$$\cos\varphi = \frac{P}{UI}. \qquad (5)$$

Все расчеты необходимо записать в таблицу 4.

Таблица 4

Результаты работы трансформатора в разных режимах

Режим холостого хода	Опытные данные			Расчетные данные			
	U, B	I, A	P, Bm	$Z_0, Ом$	$r_0, Ом$	$x_0, Ом$	$\cos\varphi$
Короткое замыкание	Опытные данные			Расчетные данные			
	U_K, B	I_K, A	P_K, Bm	$Z_K, Ом$	$r_K, Ом$	$x_K, Ом$	$\cos\varphi_K$

2. Для исследования работы трансформатора в режиме короткого замыкания необходимо:

а) включить стенд (автоматический выключатель $QF1$), включить трансформатор;

б) установить с помощью рукоятки ЛАТРа напряжение $U_c = 60\ B$;

в) замкнуть цепь вторичной обмотки (автоматический выключатель $QF2$ включен);

г) с помощью тестера измерить напряжение в первичной обмотке трансформатора;

д) произвести замеры величин тока и мощности первичной обмотки.

По показаниям приборов рассчитать:

а) полное сопротивление, трансформатора при коротком замыкании

$$Z_K = \frac{U_K}{I_K}, \text{ Ом}, \qquad (6)$$

где U_K – напряжение, в первичной обмотке трансформатора при коротком замыкании, В;

I_K – ток, в первичной обмотке трансформатора при коротком замыкании, А;

б) активное сопротивление, обусловленное потерями в меди трансформатора

$$r_K = \frac{P_K}{I_K^2}, \text{ Ом}, \qquad (7)$$

где P_K – активная мощность в первичной обмотке трансформатора при коротком замыкании, Вт;

в) индуктивное сопротивление, при коротком замыкании

$$x_K = \sqrt{Z_K^2 - r_K^2}, \text{ Ом}, \qquad (8)$$

г) значение коэффициента мощности при коротком замыкании

$$\cos\varphi_K = \frac{P_K}{U_K I_K}. \qquad (9)$$

Контрольные вопросы

1. Какие испытания проводят после ремонта трансформатора?
2. Какие параметры трансформатора подлежат проверке при выполнении послеремонтных испытаний?
3. В каких режимах работы следует выполнять послеремонтные испытания трансформатора?
4. Насколько допустимо отклонение потери мощности трансформатора в режиме холостого хода?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3. **ДЕФЕКТАЦИЯ ОБМОТОК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА**

Цель работы. Изучить возможные дефекты обмоток электродвигателей постоянного тока и методы их обнаружения.

Программа работы. 1. Изучить возможные дефекты электродвигателей постоянного тока.

2. Проверить якорь электродвигателя на межвитковое замыкание.
3. Проверить якорь электродвигателя на замыкание на корпус.
4. Оформить отчет о работе, сделать выводы.

Различные дефекты обмоток машин постоянного тока можно обнаружить при помощи контрольной машины или мегомметра, методами милливольтметра и симметрии, при помощи электромагнита. Метод милливольтметра является наиболее универсальным, так как с его помощью можно обнаружить наибольшее число повреждений по сравнению с другими методами.

3.1. Дефектация обмоток якоря

Обмотка якоря состоит из секций, имеющих один или несколько последовательно соединенных витков, и представляет собой замкнутый контур. Концы секций впаяны в коллекторные пластины. Если секции изготовлены из провода одинакового сечения, имеют одинаковое число витков, не имеют межвиткового замыкания и хорошо припаяны к коллекторным пластинам, то сопротивление всех секций будет одинаковым. Поэтому падения напряжения в секциях простых обмоток, измеренные милливольтметром, включенным между двумя соседними коллекторными пластинами, должны быть одинаковыми (рис. 4).

Если обмотка якоря петлевая, то измеряется падение напряжения в одной секции, если обмотка волновая – в двух секциях.

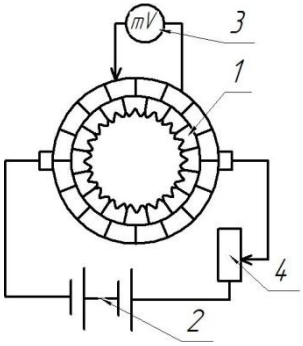


Рис. 4. Схема определения дефектов обмотки якоря методом падения напряжения:
1 – якорь электродвигателя; 2 – источник постоянного тока;
3 – милливольтметр; 4 – реостат

Ток в обмотке якоря подается по проводникам, которые при волновых обмотках накладывают на пластины коллектора на расстоянии друг от друга, равном примерно полюсному делению, а при петлевых обмотках прикладывают к диаметральным точкам. Проводники удерживаются бандажом, наложенным на коллектор. Питание к схеме подводится от источника тока с постоянным напряжением такой величины, чтобы стрелка милливольтметра отклонялась на 30-40% шкалы. Одинаковые показания милливольтметра на большинстве секций, принадлежащих одной параллельной ветви, указывают на исправность этих секций. Пониженное показание милливольтметра между двумя соседними коллекторными пластинами указывает на уменьшенное сопротивление в секции, что возможно:

а) при наличии виткового замыкания;

б) при уменьшенном числе витков в секции;

в) в случае увеличенного сечения провода, которым намотана секция.

Замыкание одного или двух витков в многовитковой секции не всегда может быть обнаружено методом милливольтметра. Для более точного определения нужно пользоваться электромагнитом, катушка которого питается переменным током. Подключить

питание к обмотке магнита, поворачивая якорь на небольшой угол, провести по окружности якоря тонкой стальной пластиной. Созданный электромагнитом переменный магнитный поток индуктирует ЭДС в секциях якоря. При наличии виткового замыкания в короткозамкнутых контурах под действием ЭДС потечет ток. Появление тока обнаруживается по притяжению стальной пластинки к пазу, в котором лежит неисправная секция.

Метод электромагнита нельзя применять для обмоток с уравнительными соединениями.

Витковое замыкание можно также обнаружить прибором типа СМ. Нулевое показание прибора между двумя соседними коллекторными пластинами может быть при коротком замыкании секции на себя или при замыкании между коллекторными пластинами. Чтобы уточнить место замыкания, необходимо отпаять концы секции от коллекторных пластин и проверить мегомметром наличие замыкания между проверяемыми пластинами. Нулевое показание прибора на двух соседних парах коллекторных пластин (2-3) и (3-4) указывает на отрыв концов секций от коллекторной пластины (рис. 5) или присоединение секции обоими концами к одной коллекторной пластине (рис. 6).

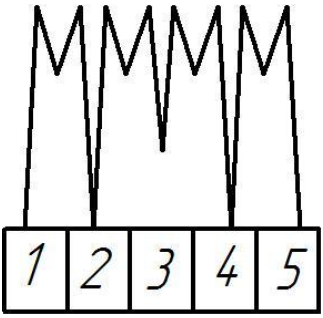


Рис. 5. Обрыв спаянных начала и конца секции

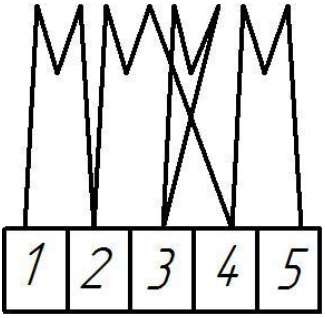


Рис. 6. Присоединение секции своим началом и концом к одной коллекторной пластине

Присоединение секции к одной коллекторной пластине можно обнаружить при помощи электромагнита. При отрыве концов секции от коллекторной пластины показание милливольтметра между пластинами 2 и 4 будет удвоено.

Большое число нулевых показаний милливольтметра подряд при петлевой обмотке и на половине коллекторных пластин при волновой обмотке указывает на замыкание между двумя секциями, лежащими в одном пазу, но в разных слоях обмотки.

При замыкании между слоями обмотки в лобовой части прибор тоже показывает нулевое или пониженное значение падения напряжения, причем, чем меньше секций замкнуто накоротко, тем дальше место замыкания от сердечника якоря.

Повышенное показание милливольтметра указывает на увеличение сопротивления в секции вследствие:

а) плохой впайки концов секции в коллекторные пластины;

б) увеличения числа витков в секции;

в) уменьшения сечения провода, которым намотана секция.

Пайка считается нормальной, если падения напряжения между соседними коллекторными пластинами (при исправной обмотке якоря) отличаются друг от друга не более чем на 10% для обычных машин и на 5% для ответственных машин.

При обрыве в простой петлевой обмотке показания прибора будут равны нулю во всей проверяемой ветви, за исключением двух коллекторных пластин, к которым присоединена поврежденная секция. Присоединенный к этим пластинам милливольтметр окажется под полным подведенным к якорю напряжением. Поэтому при появлении большого числа нулевых показаний во избежание повреждения прибора опыт нужно проводить осторожно.

При обрыве в волновой обмотке наибольшее показание прибора будет на нескольких парах пластин, находящихся на расстоянии коллекторного шага друг от друга (рис. 7).

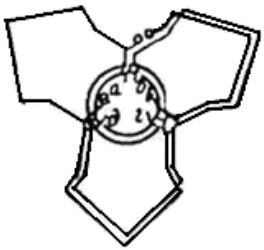


Рис. 7. Обрыв в волновой обмотке якоря

Замыкание секции на корпус можно определить контрольной лампой или мегомметром. Замкнутую на корпус секцию можно отыскать при помощи милливольтметра. При отсутствии замыкания падение напряжения между корпусом и коллекторной пластиной равно нулю. Если секция замкнулась на корпус, то с приближением щупа к поврежденной секции показания милливольтметра уменьшаются до минимума. При дальнейшем перемещении щупа в том же направлении показания прибора увеличиваются, но с противоположным знаком. При значительном удалении щупа от места повреждения прибор может оказаться под большим (опасным) напряжением, поэтому опыт необходимо проводить с осторожностью.

При наличии одного замыкания на корпус и проверке всей обмотки получается еще одно минимальное или нулевое показание прибора в другой параллельной ветви (ложное замыкание). Это объясняется тем, что при питании якоря по двум параллельным ветвям получаются две точки с одинаковым потенциалом относительно точки питания и относительно корпуса аналогично диагонали уравновешенного моста (рис. 8).

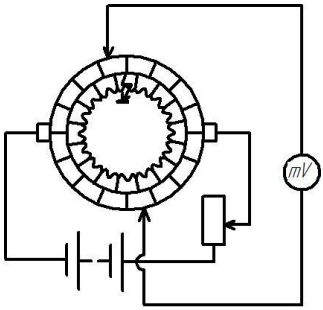


Рис. 8. Замыкание на корпус в петлевой обмотке

Для определения истинного места замыкания на корпус необходимо сместить точки питания якоря. При этом ложное замыкание переместится на другую коллекторную пластину. Удвоенное показание милливольтметра на двух парах пластин (1-2 и 8-4) (рис. 9) и нормальное показание с отклонением стрелки в обратную сторону на промежуточных пластинах (2-3) указывает на «двойной крест».

Простой крест» (рис. 10) не может быть обнаружен милливольтметром. В этом случае ток нужно подводить щупами поочередно на каждую пару коллекторных пластин и компасом или намагниченной иглой проверять полярность секции. Изменение полярности указывает на «простой крест».

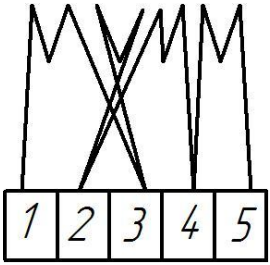


Рис. 9. Двойной крест

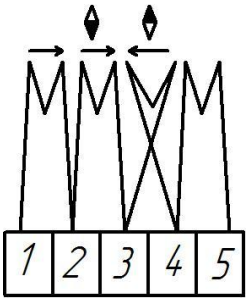


Рис. 10. Простой крест

При испытании якорей по способу милливольтметра или электромагнита внимательно нужно следить за тем, чтобы на коллекторе не было заусениц, олова, медной пыли, могущих вызвать замыкание между пластинами.

3.2. Дефектация обмоток возбуждения

Прочность крепления катушек к полюсам и полюсов к станине определяют при внешнем осмотре.

Цельность обмотки можно проверить лампочкой или мегомметром без разъединения катушек.

Состояние пайки проверяют методом симметрии падения напряжения на отдельных катушках. К обмотке подводят номинальное напряжение и вольтметром измеряют падение напряжения на каждой катушке. Повышенное падение напряжения указывает на ослабление пайки.

Для обнаружения замыкания на корпус пользуются двумя способами:

а) без разъединения схемы обмотки подают на шунтовую обмотку номинальное напряжение (на сериесную и обмотку дополнительных полюсов пониженное). Один конец вольтметра присоединяют к корпусу, а вторым касаются поочередно оголенных соединительных проводников между катушками. У замкнутой на

корпус катушки показание вольтметра с обеих сторон наименьшее;

б) разъединив обмотки, поочередно проверяют мегомметром или лампочкой каждую катушку.

Витковое замыкание в катушках обнаруживают методом симметрии:

а) замеряют активное сопротивление катушек методом «вольтметра-амперметра». При отсутствии виткового замыкания сопротивления катушек одной обмотки одинаковы;

б) по обмотке пропускают постоянный ток и замеряют падение напряжения на катушках. Уменьшение падения напряжения на какой-нибудь катушке по сравнению с другими указывает на витковое замыкание или уменьшение числа витков в этой катушке;

в) пропуская по обмотке переменный ток, можно обнаружить даже небольшое число короткозамкнутых витков в катушке. Для нее будут характерны заметное снижение напряжения и нагрев.

Правильное чередование полюсов можно проверить следующим образом:

а) если обмотки доступны и катушки выполнены наглядно или известно, что все катушки имеют одинаковое направление намотки и одинаковое расположение одноименных выводов, можно осмотром проследить направление тока в обмотке и по правилу буравчика определить полярность полюсов, задаваясь направлением тока;

б) способ магнитной стрелки заключается в том, что проверяемую обмотку подключают на постоянное напряжение. Магнитную стрелку или намагниченную иглу подвешивают на тонкой нити и подносят к внутренней поверхности каждого полюса.

При собранной машине магнитную стрелку подносят к головкам болтов, крепящих полюса к станине. Когда машина работает в режиме двигателя, полярность главных полюсов должна предшествовать полярности дополнительных полюсов по ходу вращения якоря (N, n, S, s), а в режиме генератора последовательность обратная.

Порядок выполнения работы. 1. Проверить состояние подшипников и коллекторно-щеточного механизма электродвигателя постоянного тока.

2. Используя мегомметр, проверить сопротивление изоляции обмоток, данные занести в таблицу 5.

Таблица 5

Проверка изоляции обмоток электродвигателя постоянного тока

Точки включения прибора	Якорь – Обмотка возбуждения	Якорь – Корпус	Обмотка возбуждения – Корпус
Величина сопротивления, МОм			

3. Используя мультиметр, определить сопротивление между каждой секцией якорной обмотки и сравнить их между собой. Данные записать в таблицу 6.

Таблица 6

Измерение сопротивления обмоток электродвигателя постоянного тока

Точки подключения прибора	Я1-Я2	Я2-Я3	Я3-Я4	…	Я24-Я1
Величина сопротивления, Ом					

4. Проанализировать полученные результаты и сделать выводы о состоянии электродвигателя постоянного тока.

Контрольные вопросы

1. Перечислите методы дефектации обмоток машин постоянного тока. Суть этих методов.
2. Как обнаружить витковое замыкание в обмотке якоря?
3. Как обнаружить обрыв в обмотке якоря?
4. Как проверить качество пайки схемы?
5. Как отыскать замкнутую на корпус секцию?
6. Перечислите основные неисправности обмоток главных и дополнительных полюсов.
7. Как проверить правильность чередования полюсов?
8. Как определить «двойной» и «простой» кресты в обмотке якоря?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4. **ИСПЫТАНИЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА ПОСЛЕ РЕМОНТА**

Цель работы. Изучить методику испытания электродвигателя постоянного тока после ремонта.

Программа работы. 1. Изучить методику испытания электродвигателей постоянного тока.

2. Проверить обмотку электродвигателя.

3. Проверить рабочие параметры электродвигателя.

4. Оформить отчет о работе, сделать выводы.

Электродвигатели постоянного тока с независимым и параллельным возбуждением широко применяют в промышленности, транспортных, крановых и других установках для привода механизмов, где требуется плавное регулирование частоты вращения в широком диапазоне. Одна и та же электрическая машина может работать как в режиме двигателя, так и в режиме генератора. Это свойство электрической машины называют обратимостью.

Обмотка якоря электродвигателя (выводы Я1 и Я2) имеет малое сопротивление, и если подать напряжение на нее без подключения обмотки возбуждения (выводы М1 и М2), то произойдет короткое замыкание. Прямой пуск двигателя вызывает резкий бросок тока и, следовательно, резкий рывок вала, что неблагоприятно воздействует на рабочие механизмы. Поэтому при пуске электродвигателей обычно применяют либо плавный пуск (в регулируемых приводах плавно увеличивается напряжение) либо ступенчатый (в цепи якоря с выдержками времени шунтируются добавочные резисторы).

В процессе эксплуатации электродвигателя постоянного тока его узлы изнашиваются и требуют периодического обслуживания и ремонта. Двигатели постоянного тока имеют коллектор, на котором происходит коммутация секций обмоток якоря под напряжением, что вызывает искрение при переходе щетки на соседнюю ламель. Работа в таких условиях вызывает быстрый износ щеток и поверхности ламелей коллектора. Поэтому периодически необходимо производить осмотр коллектора и проверку состояния щеток. Изношенные и поврежденные щетки необходимо немедленно заменять. Загрязнение коллектора угольным налетом от щеток может стать причиной роста тока потребления двигателем и, следовательно, способствовать скорейшему износу коллектора. Немаловажное значение имеет и состояние механических узлов двигателя: целостность подшипников, наличие и своевременная замена в них смазки, а также чистота и отсутствие окислов на зажимах выводов двигателя и подводимых к нему проводов.

Обязательна и проверка сопротивления изоляции двигателя во избежание поражения электрическим током обслуживающего персонала. Изоляция обмоток электрических машин и проводов относительно легко подвергается изменениям под влиянием температуры, влажности, загрязнения и т.д. Происходит старение изоляции, что отрицательно влияет на ее качество, электрическую

прочность. По этой причине контроль ее качества должен быть периодическим.

Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) измерение сопротивления изоляции силовых и осветительных электроустановок, работающих при номинальном напряжении 127-660 В, производят мегомметром с напряжением 1000 В. Допустимые нормы сопротивления изоляции для электрических машин, проводов и кабелей указывают в технических условиях или ГОСТах. Для электрических машин напряжением до 1000 В сопротивление изоляции обмоток должно составлять не менее 0,5 МОм. Сопротивление изоляции обмоток измеряют между отдельными обмотками, а также между каждой обмоткой и корпусом электрической машины.

Если в обмотках или механической части двигателя появились дефекты, то его направляют в ремонт. В процессе ремонта или транспортировки могут возникнуть дефекты изоляции, обрывы проводов, нарушение числа и правильности укладки проводов, нарушение правильности чередования секций и др., вследствие этого после ремонта двигатель обязательно подвергают послеремонтным испытаниям.

Порядок выполнения работы. В данной работе исследуется электродвигатель постоянного тока с параллельным возбуждением СЛ-369.

1. При выключенном стенде с помощью измерительных приборов производится измерение сопротивлений обмоток якоря и возбуждения (с помощью мультиметра) и сопротивления изоляции этих обмоток (с помощью мегомметра). Результаты занести в таблицу 7.

Таблица 7

Результаты измерения сопротивлений

Сопротивление обмоток, $R_{об}$, Ом		Сопротивление изоляции, $R_{из}$, МОм	
Возбуждения	Якоря	Возбуждения – Корпус	Якорь – Корпус

2. Для проверки рабочих параметров двигателя собирается электрическая схема согласно рисунку 11.

3. Проверка электродвигателя постоянного тока после ремонта осуществляется в следующем порядке:

а) вывести регулятор ЛАТРа в положение, соответствующее минимальному выходному напряжению, убедиться, что остальные аппараты, не используемые в работе, не попадут под напряжение при включении стенда (установить все переключатели и тумблеры в положение «Отключено»);

б) включить тумблер «Сеть» и убедиться в наличии напряжения во всех трех фазах сети.

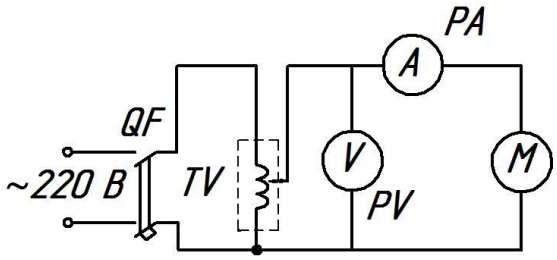


Рис. 11. Электрическая схема для исследования электродвигателя постоянного тока после ремонта:
QF – автоматический выключатель; *TV* – автотрансформатор;
PA1 – амперметр; *PV* – вольтметр; *M* – электродвигатель постоянного тока

г) плавно увеличить выходное напряжение регулируемого источника постоянного напряжения с помощью ЛАТРа, установить заданное напряжение питания по вольтметру V2 (следует помнить о многопредельности прибора). Измерить по тахометру частоту вращения якоря электродвигателя постоянного тока. Данные записать в таблицу 8 и сравнить их с паспортными данными электродвигателя.

Таблица 8

Результаты испытания электродвигателя постоянного тока

Напряжение питания, В	Частота вращения якоря, об/мин	
	экспериментальная	паспортная
40		
60		
80		

4. Полученные экспериментальные и паспортные данные электродвигателя необходимо сравнить и сделать выводы.

Контрольные вопросы

1. Как осуществляют пуск электродвигателя постоянного тока?
2. Основные неисправности электродвигателя постоянного тока.
3. Какое минимальное сопротивление изоляции обмоток электродвигателя постоянного тока?
4. Что может стать причиной роста тока потребления двигателем постоянного тока?
5. Что необходимо сделать с электродвигателем, если в его обмотках или механической части появились дефекты?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5. **ДЕФЕКТАЦИЯ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ**

Цель работы. Изучить возможные дефекты асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором и методы их обнаружения.

Программа работы. 1. Изучить возможные дефекты асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором.

2. Провести дефектацию электродвигателя.

3. Оформить отчет о работе, сделать выводы.

5.1. Методы дефектации двигателя

Дефектацию электрических машин перед ремонтом проводят для определения характера и объема ремонта. Принятую в ремонт машину тщательно осматривают и ставят на ней ремонтный номер, под которым она проходит весь цикл ремонта. Затем проводят испытания, позволяющие определить степень разборки машины для уточнения объема ремонтных работ. Все неисправности механических частей и обмотки записывают в специальную ведомость, которая служит основанием для выдачи нарядов на выполнение ремонтных работ, определения объема и стоимости ремонта. После окончания ремонта по ведомости дефектов уточняют объем послеремонтных испытаний. При дефектации асинхронного электродвигателя в собранном виде выполняют перечисленные ниже операции.

1. Осматривают электродвигатель, руководствуясь следующими соображениями:

а) станина и подшипниковые щиты считаются негодными, если они имеют трещины в посадочных местах. Трещины можно

заваривать только в том случае, если это не вызовет деформации посадочных мест;

б) клеммная коробка должна быть прочно прикреплена к станине, клеммные болты – хорошо закреплены и замаркированы.

2. Проверяют целостность обмотки, пользуясь контрольной лампой или мегомметром.

3. Измеряют сопротивление изоляции между фазами и относительно корпуса. Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 0,5 МОм.

4. Если это возможно, машину включают на холостом ходу и проверяют работу подшипников (шум, нагрев), вентилятора, измеряют токи по фазам. Асимметрия фазных токов не должна превышать ±5%.

При дефектации разобранной машины выполняют следующие операции:

1. Проверяют состояние отдельных узлов и деталей. Крепежные детали заменяют, если они искривлены, имеют испорченную резьбу, головки болтов смяты и т. д. Подшипниковые щиты рассчитаны на плотную посадку в станину, посадка крышки подшипника в щит ходовая или широкоходовая; зазор между крышкой подшипника и валом должен быть 0,3-0,7 мм. Посадка подшипника на вал напряженная подшипниковая.

2. Измеряют воздушный зазор между статором и ротором. При этом ротор укладывают в статор и при помощи щупа измеряют зазор между поверхностью ротора и расточкой статора в верхней части с одной и с другой стороны машины. Воздушный зазор равен половине измеренного расстояния. Измерение повторяют при повороте ротора на 180°. Полученный результат сравнивают с допустимым значением.

3. Подшипники качения заменяют, если обнаружены ощутимый люфт, нагар, шелушение беговых дорожек, трещины в обоймах. Перед проверкой подшипники тщательно промывают. Номер подшипника, вышедшего из строя, записывают в ведомость дефектов.

4. Подшипники скольжения считают годными, если нет трещин во втулке и вкладыше.

5. Осматривают вал, обращая внимание на состояние посадочных поверхностей, шпоночной канавки, отсутствие искривлений. Вал считается годным, если в нем нет трещин, шейки его

имеют строго цилиндрическую поверхность, конусность и овальность шеек подшипников скольжения не превышают 0,05 мм. На посадочных поверхностях вала под подшипником качения допускаются небольшие вмятины общей площадью не более 4%, а на осадочной поверхности под шкив или муфту – не более 10%. Прогиб допускается до 0,1 мм на метр его длины, но не более 0,2 мм по всей длине вала. Трещины вала заваривают, если глубина поперечных трещин превышает 10-15% диаметра вала, а продольных – 10% общей длины вала.

6. Проверяют плотность посадки вентилятора на вал и его состояние. Вентилятор считается годным, если лопасти его прочно закреплены и он плотно посажен на валу. Биение вентилятора в осевом и радиальном направлениях не должно превышать 0,3% от наружного диаметра вентилятора.

7. Осматривают пакет активной стали статора. Пакет стали не должен иметь смещения, вмятин, ослабления, прессовки листов железа, распушившихся зубцов, прогара.

8. Короткозамкнутый ротор должен быть плотно посажен на вал и не иметь трещин и разрывов в стержнях и коротко замыкающих кольцах.

5.2. Контроль состояния обмоток двигателя

Для проверки можно использовать метод электромагнита (с амперметром, со стальной пластиной или железными опилками). Ротор следует уложить на электромагнит (или наоборот), к обмотке которого подведено переменное напряжение, как это показано на рисунке 12.

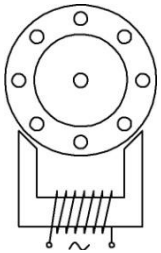


Рис. 12. Схема определения обрыва стержней ротора при помощи электромагнита

При проверке целостности стержней способом электромагнита со стальной пластиной ее следует накладывать на каждый паз.

Если пластина не притягивается к пазу, значит, в этом пазу обрыв стержня. Износ колец фазового ротора не должен превышать 50% первоначальной толщины. Наименьшая допустимая толщина колец в радиальном направлении не должна быть менее 5 мм. Замыкание контактных колец на корпус или между собой можно определить контрольной лампой или мегомметром.

9. Определяют дефекты обмотки статора. Замыкание обмотки статора на корпус и между фазами можно определить при помощи контрольной лампы или мегомметра. Не разрывая соединений между катушками, но очистив их от изоляции, можно определить места повреждения методом падения напряжения. На поврежденную фазу при этом нужно подать напряжение 6-9 В постоянного тока. Милливольтметром измерить падения напряжения между каждым концом катушечной группы и корпусом, а также между катушечными группами разных фаз. Падение напряжения в месте повреждения будет минимальным. Плохой контакт в схеме обмотки статора, можно определить измерением сопротивления отдельных фаз постоянному току методом вольтметра – амперметра. Измеренные сопротивления должны отличаться друг от друга не более чем на 5%. Витковое замыкание в обмотке можно определить методом электромагнита. Стальная пластинка будет притягиваться к зубцам под пазом, в котором лежит сторона неисправной катушки. Пластина будет также притягиваться над пазом, лежащим на расстоянии шага от паза с неисправной катушкой (рис. 13). Витковые замыкания в обмотке статора можно также определять при помощи специальных приборов типа ЕЛ и ПДО.

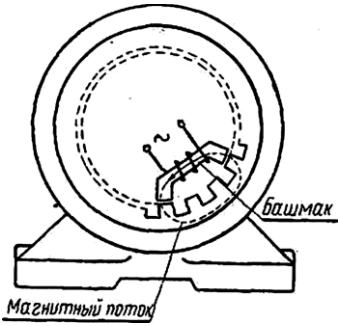


Рис. 13. Схема определения виткового замыкания обмотки статора при помощи электромагнита

Дефектацию обмоток фазовых роторов проводят аналогично.

10. Для проведения ремонта обмоток необходимо записать обмоточные данные: тип обмотки, число пазов статора, число полюсов, технические параметры (скорость, частота вращения), число катушек, число пазов на полюс и фазу, шаг обмотки, число витков в катушке, диаметр и марку обмоточного провода, размер вылета лобовых частей, конструкцию пазовой и междуфазной изоляции. Нарисовать схему обмотки.

11. Если есть необходимость изготовить какую-либо деталь вновь, нужно вычертить эскиз по имеющимся образцам и приложить его к ведомости дефектов.

Порядок выполнения работы. 1. Осмотреть электродвигатель и записать его паспортные данные.

2. Провести дефектацию электродвигателя до разборки.

3. Разобрать электродвигатель.

4. Провести дефектацию двигателя после разборки.

5. Составить ремонтную ведомость электродвигателя (табл. 9).

Таблица 9

Ремонтная ведомость электродвигателя

Наименование данных	Результаты
Паспортные данные электродвигателя	
Обнаруженные неисправности:	
корпуса	
обмотки	
магнитопровода	
ротора	
Заключение	

6. Проанализировать полученные результаты дефектации, составить перечень компонентов, подлежащих ремонту, и предложить методы их ремонта.

7. Проанализировать полученные результаты и сделать вывод.

Контрольные вопросы

1. Каково назначение ведомости дефектов?
2. Какие неисправности выявляются в двигателе до разборки и после нее?
3. Как провести дефектацию короткозамкнутого ротора?
4. Как можно определить витковое замыкание в обмотке статора?
5. Как измеряют воздушный зазор между статором и ротором?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6. **ИСПЫТАНИЕ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ПОСЛЕ РЕМОНТА**

Цель работы. Изучить методику и выполнить послеремонтные испытания асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором.

Программа работы. 1. Изучить методику испытания асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором после ремонта.

2. Проверить обмотку электродвигателя.

3. Проверить рабочие параметры электродвигателя.

4. Оформить отчет о работе, сделать выводы.

В промышленности асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором получили наибольшее распространение. Их преимущества состоят в простоте изготовления и эксплуатации, а также большей, чем у двигателей постоянного тока надежности за счет отсутствия коллектора, а так же низкой стоимости.

Двигатель состоит из статора – неподвижной части и ротора – вращающейся части. Статор представляет собой полый цилиндр, набранный из стальных пластин, имеющих вид кольца и изолированных друг от друга. Они образуют неподвижную часть магнитопровода. Пластины стягиваются болтами. Выполнение магнитопровода из отдельных пластин уменьшает потери мощности в стали, вызываемые вихревыми токами. Стальной сердечник магнитопровода статора закрепляется в стальном или алюминиевом корпусе, охватывающем его со всех сторон. С торцов сердечник магнитопровода закрывается крышками, в которых имеются места для установки подшипников. В пазы на внутренней стороне магнитопровода закладывается обмотка статора, которая у трехфазных двигателей состоит из трех по числу фаз обмоток, смещенных по окружности статора друг относительно друга на 120 градусов. Начала и концы фаз выводят наружу в клеммную коробку. По схеме соединения обмоток статора двигатели выпускаются в исполнении «звезда» (Y) и «звезда/треугольник» (Y/Δ). Схема (Y/Δ) позволяет использовать двигатель в сетях с различными напряжениями либо применять в схемах ступенчатого пуска с переключением схемы соединения обмоток. При этом отпадает необходимость в использовании реакторов. На паспортной пластинке, закрепленной на корпусе двигателя, указывают два номинальных линейных

напряжения, различающиеся в 1,73 раза. Если номинальное линейное напряжение сети равно большему напряжению в паспорте, то обмотку статора включают в «звезду», если меньшему – в «треугольник».

Ротор асинхронного двигателя также набирают из стальных штампованных листов в форме диска. Насаженные на вал, они образуют ротор, имеющий форму цилиндра. По окружности диска размещены пазы, в которые закладываются обмотки. Короткозамкнутая обмотка образуется неизолированными алюминиевыми стержнями, помещенными в пазы ротора. По торцам стержни соединяются кольцами. Получается обмотка, не имеющая никаких выводов.

Простота конструкции и отсутствие скользящего электрического контакта, как у двигателей постоянного тока, значительно упрощает обслуживание и ремонт асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором. Внимания требуют лишь осмотр состояния клемм подключения двигателя (из-за окислов контакт ухудшается и может приводить к нагреву клеммы и даже расплавлению изоляции питающих проводов, что в свою очередь может вызвать замыкание на корпус двигателя), и состояние подшипников (при длительной эксплуатации необходима замена смазки), а также обязательное измерение сопротивления изоляции между фазами (для двигателей со схемой «звезда/треугольник») и фазой и корпусом. Изоляция обмоток электрических машин и проводов относительно легко подвергается изменениям под влиянием температуры, влажности, загрязнения и т.д. Происходит старение изоляции, что отрицательно влияет на ее качество, электрическую прочность. По этой причине контроль ее качества должен быть периодическим.

Согласно ПУЭ измерение сопротивления изоляции силовых и осветительных электроустановок, работающих при номинальном напряжении 127-660 В, производят мегомметром с напряжением 1000 В. Допустимые нормы сопротивления изоляции для электрических машин, проводов и кабелей указывают в технических условиях или ГОСТах. Для электрических машин напряжением до 1000 В сопротивление изоляции обмоток должно составлять не менее 0,5 МОм. Двигатели, имеющие пониженное сопротивление изоляции подвергают сушке.

Проверка соответствия параметров двигателя после ремонта проводится в режиме холостого хода и под нагрузкой.

Порядок выполнения работы. В данной работе исследуется асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором АИР56А4УЗ, электрическая схема его подключения приведена на рисунке 14.

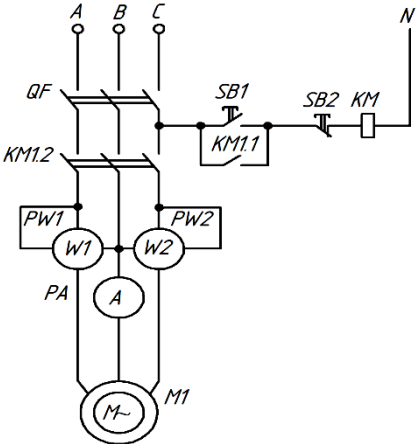


Рис. 14. Электрическая схема подключения
испытуемого электродвигателя:
QF – автоматический выключатель; *KM* – магнитный пускатель;
SB – кнопочный пост; *PW* – ваттметры; *PA* – амперметр;
M1 – асинхронный электродвигатель

1. При выключенном стенде с помощью измерительных приборов производятся измерения сопротивлений обмоток статора электродвигателя (тестером) и сопротивлений изоляции (измеряется мегомметром). Результаты измерений занести в таблицу 10.

Таблица 10

Результаты измерения сопротивления обмоток статора
и сопротивлений изоляции обмотки
асинхронного электродвигателя

Сопротивление обмоток, $R_{об}$, Ом			Сопротивление изоляции, $R_{из}$, МОм		
А-В	В-С	А-С	А-К	В-К	С-К

2. Для проверки параметров работы электродвигателя под нагрузкой составляется электрическая схема управления двигателем согласно рисунку 14.

3. Проверка асинхронного электродвигателя после ремонта осуществляется в следующем порядке:

а) подать в схему напряжение (поочередно включить тумблер «Сеть», затем включить автоматический выключатель QF1). При этом проверить наличие напряжения на всех трех фазах по индикаторам;

б) запустить электродвигатель включением магнитного пускателя КМ1, нажатием зеленый кнопки кнопочного поста SB1;

в) замерить параметры двигателя (ток, напряжение, мощность и частоту вращения ротора). Зафиксировать полученные данные в таблицу 11;

Таблица 11

Результаты послеремонтных испытаний электродвигателя

Паспортные данные					Данные эксперимента				
$U, Â$	I, A	P, Bm	$n, мин^{-1}$	$\cos\varphi$	U, B	I, A	P, Bm	$n, мин^{-1}$	$\cos\varphi$

г) остановить электродвигатель отключением магнитного пускателя (нажатием красной кнопки поста SB1). Обесточить цепь питания двигателя и весь стенд.

4. Сравнить данные, полученные экспериментально, с паспортными данными двигателя, между ними должно быть соответствие.

5. Проанализировать полученные результаты и сделать вывод.

Контрольные вопросы

1. В чем преимущества асинхронных электродвигателей?
2. Поясните конструкцию статора.
3. Поясните конструкцию ротора.
4. Какие опыты проводят при проверке асинхронного электродвигателя после ремонта?
5. Перечислите параметры, которые контролируются при послеремонтных испытаниях электродвигателя.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7. **ДЕФЕКТАЦИЯ И РЕМОНТ МАГНИТНОГО ПУСКАТЕЛЯ**

Цель работы. Приобрести навыки выполнения дефектации и ремонта магнитных пускателей. Освоить способы ремонта и методику послеремонтных испытаний магнитных пускателей.

Программа работы. 1. Изучить методику дефектации магнитного пускателя.

2. Провести дефектацию магнитного пускателя.

3. Оформить отчет о работе, сделать выводы.

7.1. Виды и задачи ремонта

Задачей текущего ремонта является обеспечение бесперебойной работы электрооборудования и предупреждение его преждевременного изнашивания. Текущий ремонт предусматривает разборку электрооборудования для осмотра всех его элементов, замену изношенных деталей, настройку защитных устройств, смазку, проведение послеремонтных испытаний. Такой ремонт проводится, как правило, в ремонтном цехе или в специализированной мастерской. Текущий ремонт электрооборудования выполняют без нарушения режимов производственных процессов. Текущий ремонт электропривода включает ремонт электродвигателя, соединительной муфты и пускозащитной аппаратуры (автомат, магнитный пускатель).

В пусковой и регулирующей аппаратуре чаще всего встречаются следующие виды повреждений: чрезмерный нагрев катушек пускателей, контакторов и автоматов, межвитковые замыкания и замыкания на корпус катушек, чрезмерный нагрев контактов, большой их износ, неудовлетворительная изоляция, механические неполадки. Перегрев катушек переменного тока происходит вследствие заклинивания якоря электромагнита в его разомкнутом положении и низкого напряжения питания катушек.

Межвитковые замыкания происходят из-за плохой намотки катушки. Особенно это сказывается, если витки, прилегающие к фланцам каркаса катушки, соскальзывают в нижние слои, вследствие чего возникают относительно большие разности напряжений, повреждающие межвитковую изоляцию.

Замыкание на корпус происходит от неплотной посадки бескаркасной катушки на стальном сердечнике. Возникающие в магнитной системе вибрации приводят к перетиранию изоляции

катушки и ее отводов. На нагрев контактов влияют токовая нагрузка, давление на них, размеры и раствор контактов, а также условия охлаждения и окисления их поверхности, механические дефекты в контактной системе.

7.2. Текущий ремонт магнитного пускателя

Текущий ремонт магнитного пускателя включает: разборку, определение неисправностей, ремонт втягивающей катушки, ремонт контактов, ремонт магнитопровода, ремонт контура, испытание и регулировку после ремонта. Разборка магнитного пускателя ведется до состояния, при котором обеспечивается дефектовка всех его деталей.

Ремонт втягивающей катушки состоит в устранении повреждений внешнего слоя изоляции, виткового замыкания, обрыва провода обмотки, обрыва выводных проводов.

При повреждении у катушки внешнего слоя изоляции ее осторожно снимают и наматывают два-три слоя прозрачной триацетатной пленки или лакоткани. Затем катушку пропитывают лаком и сушат в сушильном шкафу при температуре 100-105°С в течении 4-5 ч. При витковых замыканиях и обрывах снимают изоляцию катушки и отматывают витки обмотки до обнаружения дефекта. Затем в месте дефекта припаивают новый провод и наматывают необходимое количество витков.

После намотки проверяют сопротивление обмотки катушки постоянному току. Сопротивление не должно отличаться от паспортных или табличных значений более чем на ±10%. Далее катушку пропитывают в лаке и сушат.

При обрыве выводных проводов катушки их зачищают на длине 8-10 мм и припаивают к клеммам. Пайка должна обеспечивать надежное контактное соединение. Если каркас катушки имеет трещины, то на поверхность повреждения наносят слои клея и дают ему высохнуть на воздухе в течение 5-10 мин, затем наносят второй слой клея и просушивают его на воздухе в течение 5-10 мин. После застывания клея, склеиваемые части каркаса стягивают хлопчатобумажной лентой и помешают в сушильный шкаф на 1,5-2 ч для сушки при температуре 100-110°С. После сушки каркас охлаждают на воздухе и снимают стягивающую ленту.

Ремонт контактов. Если на поверхности контактов имеются следы подгорания или нагара, то их счищают хлопчатобумажной

салфеткой, смоченной в уайт-спирите или авиационном бензине. Брызги металла на поверхности контактов зачищают надфилем. Поврежденные контакты заменяют новыми.

Ремонт магнитопровода состоит в устранении неисправностей разъемного соединения. При наличии на поверхности соприкосновения якоря и сердечника следов коррозии поверхность зачищают шлифовальной шкуркой. После очистки щупом толщиной 0,05 мм проверяют площадь соприкосновения сердечника и якоря, прижав рукой якорь к сердечнику. Поверхность соприкосновения должна составлять не менее 70% от общей площади в сечении. Если воздушные зазоры между якорем и сердечником неравномерны, то напильником снимают средний керн. Величина зазора должна находиться в пределах 0,2-0,25 мм у пускателей серий ПМЕ и ПЗ и 0,2-0,4 мм у пускателей серий ПА и ПАЕ. При наклепе поверхности соприкосновения сердечника и якоря ее шлифуют на станке до удаления следов наклепа. Затем проверяют зазор между средними кернами, а также площадь соприкосновения крайних кернов. Зазор должен находиться в указанных выше пределах, а площадь соприкосновения должна составлять не менее 70% сечения кернов.

Поврежденный короткозамкнутый виток в пускателях серий ПМЕ и ПЗ заменяют новым, а у серии ПА сердечники с таким дефектом выбраковывают.

7.3. Испытание и регулировка после ремонта

1. Сопротивление изоляции измеряют мегомметром на 500 В между входом и выходом каждой фазы (каждого полюса блок контакта) при разомкнутых контактах, между соседними полюсами при замкнутых контактах, между кожухом и всеми токоведущими частями. Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм при температуре 20°С.

2. Напряжение срабатывания определяют путем подачи на катушку пускателя напряжения, равного 85% от номинального. При этом пускатель должен включиться без остановки или заметной задержки подвижной системы.

3. Напряжение отпускания определяют путем подачи на зажимы катушки номинального напряжения, а затем плавного его снижения и измерения величины напряжения в момент отпускания якоря, оно должно быть не менее 70% от номинального.

4. Раствор главных контактов определяют по расстоянию между контактами в отключенном положении пускателя (рис. 15, а).

5. Провал определяют при включении пускателя по величине хода подвижной системы от начала соприкосновения контактов до положения, соответствующего их полному отключению (рис. 15, б).

6. Начальное и конечное нажатие контактов определяют динамометром (рис.15, в). При измерении начального нажатия между контактами и упором прокладывают полосу тонкой папиросной бумаги. Постепенно оттягивая подвижный контакт специальной подвеской, прикрепленной к крюку динамометра, отсчитывают показания динамометра в момент освобождения бумаги.

Для определения усилия конечного нажатия контактов катушку магнитного пускателя включают на номинальное напряжение. Между контактами прокладывают полоску тонкой папиросной бумаги. Постепенно оттягивая подвижный контакт специальной подвеской, закрепленной на крюке динамометра, отсчитывают показания динамометра в момент освобождения полоски бумаги.

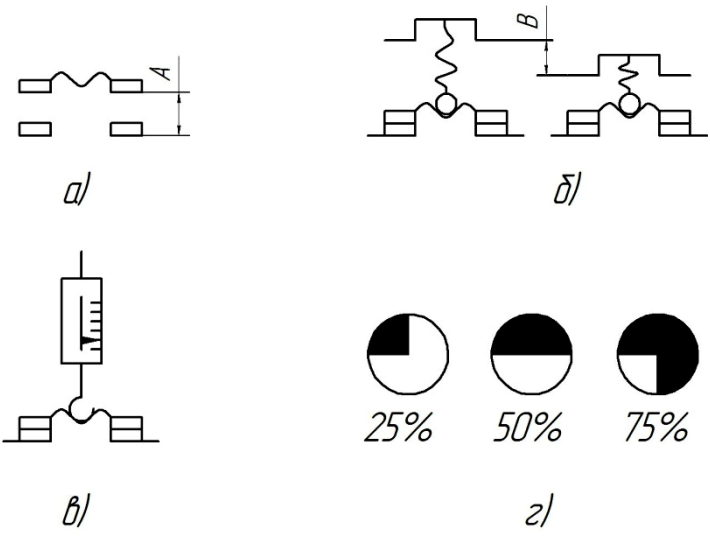


Рис. 15. Определение контролируемых параметров контактной системы:
а) раствор; б) провал; в) усилие нажатие; г) площадь соприкосновения

Порядок выполнения работы. 1. Определить площадь соприкосновения контактов магнитного пускателя (рис. 15, г).

2. Проверить электрические соединения и маркировку всех выводов аппарата.

3. Проверить состояние механической части магнитопровода.

4. Проверить легкость хода подвижных частей и отсутствие заеданий.

5. Отрегулировать одновременность касания силовых контактов и своевременность касания блокирующих контактов.

6. Проверить исправность короткозамкнутых витков магнитной системы.

7. Определить степень прилегания плоскостей якоря и сердечника.

8. Измерить сопротивление изоляции аппарата относительно корпуса.

9. Измерить напряжения и токи втягивания якоря и его отпускания (рис. 16).

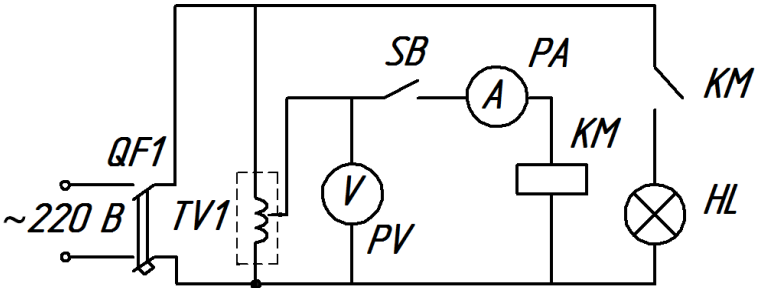


Рис. 16. Электрическая схема для определения напряжений втягивания и отпускания магнитного пускателя:
QF1 – рубильник; *TV1* – автотрансформатор; *PA* – амперметр; *PV* – вольтметр; *SB* – выключатель; *KM* – магнитный пускатель; *HL* – лампа

Полученные данные записать в ведомость ремонта магнитного пускателя (табл. 12).

10. Проанализировать полученные результаты и дать заключение о необходимости ремонта отдельных элементов пускателя.

Таблица 12

Ведомость ремонта магнитного пускателя

Наименование данных	Результаты
Обнаружение неисправности:	
корпуса	
катушки	
магнитопровода	
контактной системы	
Результаты испытаний:	
напряжение втягивания, В	
напряжение отпускания, В	
Параметры контактной системы:	
раствор, мм	
площадь соприкосновения, %	
Заключение	

10. Проанализировать полученные результаты и дать заключение о необходимости ремонта отдельных элементов пускателя.

Контрольные вопросы

1. Причины выхода из строя магнитной катушки.
2. Какие операции включает текущий ремонт магнитного пускателя?
3. Испытание и регулировка пускателя после текущего ремонта.

Рекомендуемая литература

1. Варварин, В. К. Выбор и наладка электрооборудования : справочное пособие / В. К. Варварин. – 2-е изд. – М. : Форум, 2012. – 240 с.

2. Лихачев, Л. В. Справочник обмотчика асинхронных электродвигателей / Л. В. Лихачев. – М. : Солон-пресс, 2008. – 240 с.

3. Сибикин, Ю. Д. Охрана труда и электробезопасность : учебное пособие / Ю. Д. Сибикин. – М. : ИП РадиоСофт, 2007. – 408 с.

4. Ящур, А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник / А. И. Ящур. – М. : НЦ ЭНАС, 2008. – 504 с.

Оглавление

Предисловие …… 3
Лабораторная работа №1. Дефектация однофазного трансформатора…… 4
Лабораторная работа №2. Испытание однофазного трансформатора после ремонта…….. 9
Лабораторная работа №3. Дефектация обмоток электродвигателя постоянного тока…… 13
Лабораторная работа №4. Испытание электродвигателя постоянного тока после ремонта…… 20
Лабораторная работа №5. Дефектация асинхронного электродвигателя ……..... 24
Лабораторная работа №6. Испытание асинхронного электродвигателя после ремонта..…… 29
Лабораторная работа №7. Дефектация и ремонт магнитного пускателя…….. 33
Рекомендуемая литература……. 39

Учебное издание

Гашенко Алексей Александрович

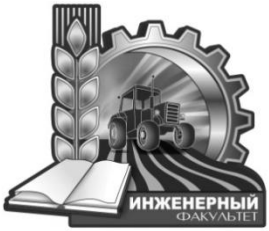
Эксплуатация электрооборудования

Методические указания
для выполнения лабораторных работ

Часть 2

Отпечатано с готового оригинал-макета
Подписано в печать 30.03.2016. Формат 60×84 1/16
Усл. печ. л. 2,38, печ. л. 2,56.
Тираж 30. Заказ №142.

Редакционно-издательский центр ФГБОУ ВО Самарской ГСХА
446442, Самарская область, п.г.т. Усть-Кинельский, ул. Учебная 2
Тел.: (84663) 46-2-47
Факс 46-6-70
E-mail: ssaariz@mail.ru



Министерство сельского хозяйства
Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего образования
«Самарская государственная
сельскохозяйственная академия»

Кафедра «Электрификация и автоматизация АПК»

Т. С. Гриднева

АВТОМАТИКА

Методические указания для выполнения практических работ и расчетно-графической работы

Кинель
РИО СГСХА
2017

УДК 631.171
ББК 32.965(07)
Г-83

Гриднева, Т. С.
Г-83 Автоматика : методические указания для выполнения практических работ и расчетно-графической работы / Т. С. Гриднева. – Кинель РИО СГСХА, 2017. – 88 с.

В методических указаниях представлены материалы, необходимые для проведения практических работ, рекомендации по выбору исходных данных и выполнению расчетно-графической работы при изучении дисциплины «Автоматика».

Учебное издание предназначено для студентов, обучающихся по направлению обучения 35.03.06 «Агроинженерия». Издание может быть полезно инженерно-техническим работникам различных отраслей производства.

© Гриднева Т. С., 2017
© ФГБОУ ВО Самарская ГСХА, 2017

ПРЕДИСЛОВИЕ

Методические указания составлены на основании рабочей программы по дисциплине «Автоматика».

В методических указаниях приведены принципы построения и чтения структурных, функционально-технологических и принципиальных электрических схем автоматики; функциональных и структурных схем автоматических систем управления и определения их передаточных функций. Рассмотрены примеры определения передаточных функций и устойчивости автоматических систем управления по алгебраическим и частотным критериям. Приводятся пояснения по выбору исходных данных и оформлению задач, содержащихся в расчетно-графической работе.

Методические указания предназначены для студентов, обучающихся по направлению обучения 35.03.06 «Агроинженерия».

Представленный в учебном издании материал способствует формированию следующих профессиональных компетенций:

- готовность к участию в проектировании технических средств и технологических процессов производства, систем электрификации и автоматизации сельскохозяйственных объектов;

- способность использовать современные методы монтажа, наладки машин и установок, поддержания режимов работы электрифицированных и автоматизированных технологических процессов, непосредственно связанных с биологическими объектами.

Практическая работа № 1

СТРУКТУРНЫЕ И ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ АВТОМАТИКИ

Цель работы: научиться читать структурные и функционально-технологические схемы автоматики.

Виды и типы схем автоматики

Монтаж, наладка и эксплуатация средств и систем автоматики ведутся в соответствии с проектами автоматизации, схемами и чертежами. Эту работу выполняют соответствующие проектные организации.

Приборы и средства автоматизации в автоматических системах управления соединяются между собой и объектом автоматизации по определенным схемам. Под схемой принято понимать чертеж, на котором условными обозначениями показаны основные части системы и соединения между ними. Прочитать схему – это значит почерпнуть из нее сведения, необходимые для выполнения определенной работы.

В зависимости от используемых приборов и их взаимосвязи схемы различаются по ***видам и типам***.

По виду энергии схемы подразделяются на *электрические, пневматические, гидравлические и комбинированные.*

По типам схемы автоматизации подразделяются на *структурные, функционально-технологические, принципиальные, монтажные, соединений и подключений.*

Схемы автоматизации, как правило, выполняются без соблюдения масштаба.

Рассмотрим основные правила построения и чтения структурных и функционально-технологических схем.

Структурная схема систем автоматизации

Структурная схема отражает структуру системы управления и взаимосвязи между пунктами контроля и управления объектом и отдельными должностными лицами.

На рисунке 1 в качестве примера представлена структурная схема управления свинокомплексом.

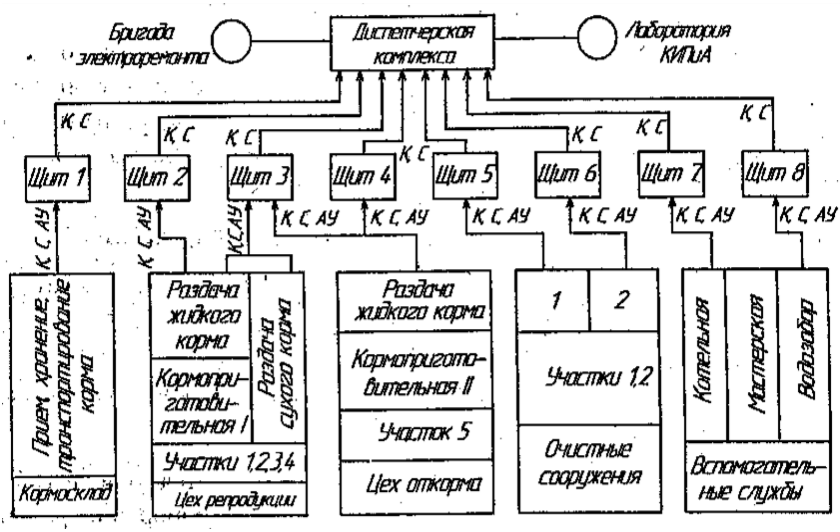


Рис 1. Структурная схема системы управления свинокомплексом

Схемы выполняются на одном чертеже, где условными обозначениями (снизу вверх) показаны: цеха объекта с делением на участки, агрегаты или группы оборудования с указанием оперативных постов и организации их обслуживания; оперативные и диспетчерские щиты и пульты, входящие в систему управления объекта и размещенные в специальных помещениях – щитовых (щит 1-8); линии связи с буквенными обозначениями вида оперативной связи и стрелками, которые указывают направление поступления информации, опроса, выдачи команд, распоряжений и т.д.

Для видов оперативной связи между объектами на схемах используются буквенные обозначения:

К – контроль; *С* – сигнализация; *АУ* – автоматическое управление; *ДУ* – дистанционное управление; *МУ* – местное управление; *ПГС* – производственная громкоговорящая связь.

Функционально-технологические схемы автоматизации

Функционально-технологическая схема является основным техническим документом, определяющим структуру и характер систем автоматизации технологических процессов, а также оснащение их приборами и средствами автоматизации.

Она представляет совмещенную схему технологического процесса с упрощенным изображением агрегатов, подлежащих

автоматизации, и функциональных элементов автоматики, изображенных условными обозначениями по действующим стандартам и линиями связи между ними.

Технологический объект представляют схематическим (упрощенным) изображением основного и вспомогательного технологического оборудования вместе со встроенными в него запорными и регулирующими органами на пути прохождения энергии, сырья и других материалов, определяемых особенностями используемой технологии (рис. 2).

Из функционально-технологической схемы можно определить:

- параметры технологического процесса, подлежащие автоматическому регулированию и контролю;
- наличие защиты, аварийной сигнализации и блокировок;
- технические средства, с помощью которых выполняется контроль, сигнализация и управление процессом.

Функционально-технологические схемы изображаются условными обозначениями по ГОСТ 21.404-85. Условные обозначения приборов и средств автоматизации включают в себя графическое, буквенное и цифровое обозначения.

Для всех измерительных преобразователей (датчиков), а также приборов, устанавливаемых по месту, принято единое графическое обозначение в виде окружности (или овала, если буквенные обозначения в них имеют большую длину). То же обозначение, но разделенное горизонтальной чертой на две равные половины соответствует приборам, устанавливаемым на щите или пульте (табл.1).

В отличие от обозначения приборов, все без исключения исполнительные механизмы обозначают квадратиком или кружком с отрезком линии связи. Небольшой размер обозначения объясняется тем, что в него не требуется вписывать буквенное обозначение.

В верхней части графического условного обозначения в виде круга или овала вписывают буквенное условное обозначение, которое определяет назначение, выполняемые функции, характеристики работы (рис. 3).

Все буквенные обозначения построены на буквах латинского алфавита.

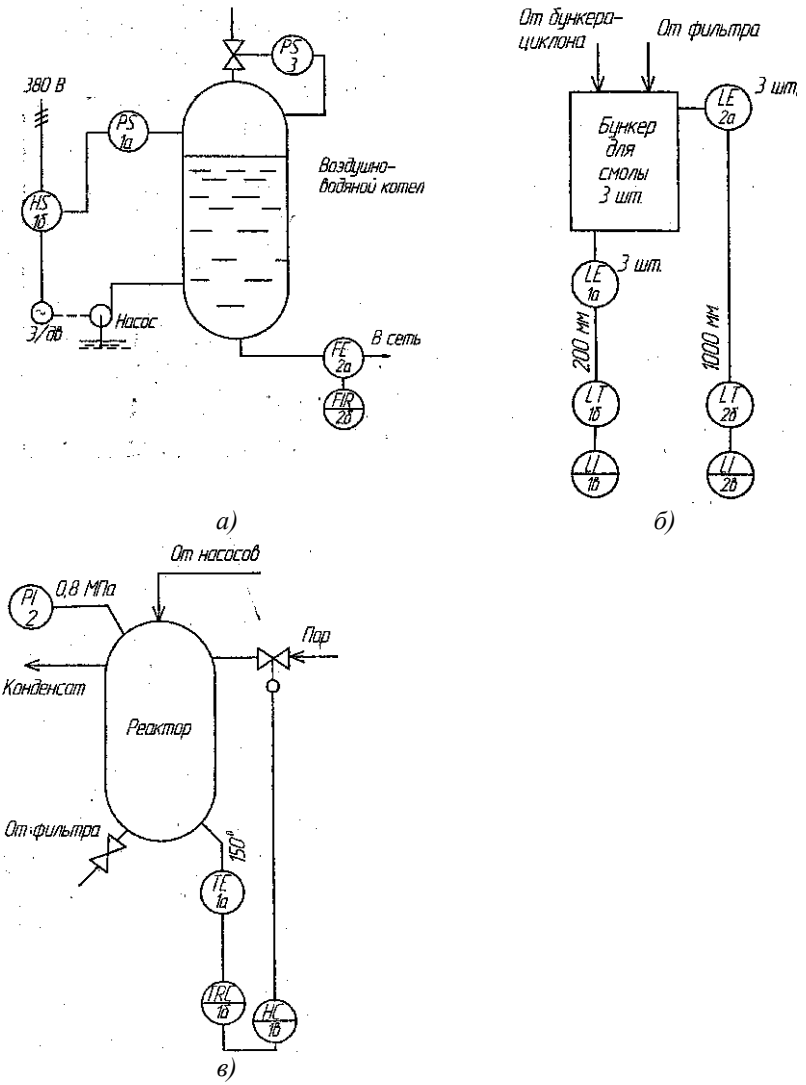
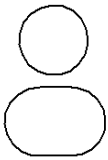
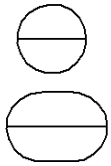


Рис. 2. Примеры обозначения функционально-технологических схем

Таблица 1

Графические условные обозначения приборов и средств автоматизации по ГОСТ 21.404-85

Наименование	Обозначение
Первичный измерительный преобразователь (датчик); прибор, устанавливаемый по месту; на технологическом трубопроводе, аппарате, стене, полу, колонне, металлоконструкции: а) базовое обозначение б) допускаемое обозначение	
Прибор, устанавливаемый на щите, пульте: а) базовое обозначение б) допускаемое обозначение	
Исполнительный механизм	
Регулирующий орган	

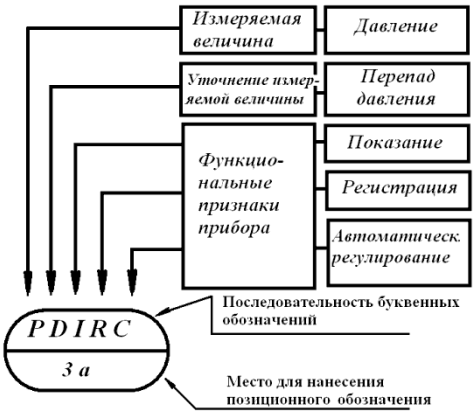


Рис. 3. Пример условного обозначения прибора

Буквенное обозначение может состоять в минимальном случае из двух букв, а в максимальном – из пяти букв.

Условные обозначения строят на основании общего принципа построения буквенных обозначений, когда место расположения буквы определяет ее значение. Поэтому вся необходимая информация о приборе или средстве автоматизации уложилась в объем латинского алфавита и математических знаков.

Первая буква в обозначении каждого входящего в схему прибора или устройства (кроме устройств ручного управления) определяет вид измеряемой (регулируемой, контролируемой) величины.

В таблице 2 приведены основные значения первой буквы в условном обозначении.

Таблица 2

Основные буквенные условные обозначения измеряемых величин по ГОСТ 21.404-85

Буквенное обозначение	Величина
A	Сигнализация
B	Автоматическое регулирование
C	Автоматическое управление
D	Плотность
E	Любая электрическая величина
F	Расход
G	Размер, положение, перемещение
H	Ручное воздействие
K	Время, временная программа
L	Уровень
M	Влажность
P	Давление, вакуум
Q	Качество, состав, концентрация
R	Радиоактивность
S	Скорость, частота
T	Температура
U	Несколько разнородных измеряемых величин
V	Вязкость
W	Масса

Последующая (вторая) буква означает уточнение измеряемой величины и применяется **только при необходимости**. Она может иметь только следующие значения: *D* – разность, перепад; *F* – соотношение, доля, дробь; *J* – автоматическое переключение, обегание; *Q* – интегрирование, суммирование по времени.

Стандарт не допускает применения одной и той же резервной буквы в одной и той же документации для обозначения разных величин, понятий.

Третья (или вторая) буква означает функции, выполняемые прибором. Для их обозначения служат семь букв, приведенных в таблице 3.

Следующие буквы обозначают дополнительные функции прибора, в качестве которых (при необходимости) могут применяться все буквы таблицы 3.

Таблица 3

Функции, выполняемые приборами

Буквенное обозначение	Функция
A	Сигнализация
C	Регулирование, управление
E	Датчик, чувствительный элемент
I	Показание, измерение
K	Станция управления
R	Регистрация
S	Включение, отключение, переключение
T	Дистанционная передача
Y	Преобразование, вычислительные функции

Так, если прибор применен только для включения (отключения) оборудования, его обозначают ***LS;*** для сигнализации (местной, дистанционной) – ***LA;*** для включения (отключения) и сигнализации – ***LSA;*** для регулирования уровня – ***LC***.

Сигнализацию обозначают буквой *A*. Это обозначение применяют независимо от того, вынесена сигнальная аппаратура (арматура) на какой-либо щит или пульт или встроена в сам прибор.

Контактное устройство прибора, выполняющее коммутационные операции (включение, отключение, блокировку и т. п.), обозначают буквой ***S***.

Если контактное устройство наряду с *коммутационными* выполняет и *сигнальные функции*, то для его обозначения используют буквы ***S*** и ***A.***

Пусковые *электрические устройства*: контакторы, магнитные пускатели и реле обозначаются как ***NS***.

Некоторые примеры буквенного обозначения различных приборов:

TE – первичный измерительный преобразователь (датчик) температуры;

PI – прибор для измерения давления (манометр);

LC – регулятор уровня;

TRC – прибор для измерения температуры регистрирующий и регулирующий (самопишущий регулятор температуры).

При построении буквенных обозначений указываются не все функциональные признаки прибора, а лишь те, что используются в данной схеме. Например, если у показывающего и самопищущего манометра в данной схеме используется только показание, его обозначают ***PI***, а не ***PIR***.

Подвод линий связи к прибору изображают в любой точке графического обозначения (сверху, снизу, сбоку). При необходимости указания направления подачи сигнала на линиях наносят стрелки.

В *поле под чертой указывают* ***позиционное обозначение*** данного прибора в конкретной схеме, показывающее порядковый номер функциональной группы схемы и номер прибора или средства автоматизации в данной функциональной группе. Например: *3а* – третья группа, первый прибор; *2б* – вторая группа, второй прибор.

Предельные значения измеряемых величин, по которым осуществляется включение, отключение, блокировка, сигнализация, допускается конкретизировать, указывая около графического обозначения значения этих величин.

Для однотипных технологических объектов, имеющих, например, общие щиты, пульты, на схеме показывают технологическое оборудование и коммуникации только одного из них, а приборы и средства автоматизации – для всех приборов.

Однотипные приборы и средства автоматизации, имеющие одинаковые параметры, показываются один раз, и около них проставляется общее количество.

При чтении условного обозначения комплекта средств автоматизации, состоящего из нескольких единичных обозначений, связанных друг с другом, необходимо помнить, что во всех единичных обозначениях устройств, входящих в комплект, *первая буква обозначения указывает измеряемый комплектом параметр* (температура, давление, уровень и т.п.).

Задание 1

Описать функциональное назначение приборов и средств автоматизации по группам (рис. 2, *а*).

Задание 2

Описать функциональное назначение приборов и средств автоматизации по группам (рис. 2, *б*).

Задание 3

Описать функциональное назначение приборов и средств автоматизации по группам (рис. 2, *в*).

Контрольные вопросы

1. Какие виды и типы схем могут быть использованы при описании автоматизированных процессов?
2. Что отражает структурная схема?
3. Что изображают на функционально-технологических схемах?
4. Приведите графические условные обозначения приборов и средств автоматизации.
5. Как расшифровать буквенное обозначение на функционально-технологических схемах?

Практическая работа № 2

ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ

Цель работы: научиться читать принципиальные электрические схемы систем автоматики и автоматизации.

Основным назначением принципиальных схем является отражение с достаточной полнотой и наглядностью взаимной связи отдельных приборов, средств автоматизации и вспомогательной аппаратуры, входящих в состав функциональных узлов систем автоматизации, с учетом последовательности их работы и принципа действия. Эти схемы служат для изучения принципа действия системы автоматизации, они необходимы при производстве наладочных работ и в эксплуатации.

Наибольшее распространение в практике автоматизации технологических процессов получили электрические приборы и средства автоматизации, в связи с чем, наиболее часто используются принципиальные электрические схемы. Рассмотрим основные правила выполнения принципиальных электрических схем.

Элементы и устройства изображаются на схеме условными графическими обозначениями, установленными стандартами ЕСКД.

Обозначения общего применения

Род тока указывается значками на рисунке 4: 4, *а* – постоянный; 4, *б* – переменный. При обозначении переменного тока допускается указывать число фаз, частоту и напряжение, например 3,50 Hz, 380В.

Линии электрической связи, провода, кабели, шины и линии групповой связи изображаются сплошной линией. Если необходимо, допускается изображать линии групповой связи утолщенными линиями, а шины – двойными линиями. Графическое слияние линий электрической связи в линию групповой связи показывается согласно рисунку 4, *в* или рисунку 4, *г*. Группа из нескольких линий, имеющих одно общее функциональное назначение, показана на рисунке 4, *д*. Число косых черточек показывает количество проводников.

Линии с ответвлением показываются согласно рисункам 4, *е; 4, ж*. Точка здесь означает электрический контакт.

Экранирование показывается штриховой линией. Если необходимо указать характер, экранирования: электрическое или магнитное, проставляют соответствующую букву *Е* или *М*. Совокупность элементов, составляющих устройство или функциональную группу, выделяют штрихпунктирной линией. Заземление обозначается согласно рисунку 4, *з*, а электрическое соединение с корпусом прибора – рисунку 4, *е*.

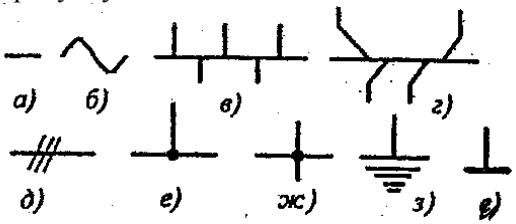


Рис. 4. Условные обозначения общего применения

Обозначение электрических машин

Установлено три способа построения условных графических обозначений электрических машин: упрощённый однолинейный, упрощенный многолинейный (форма 1) и развернутый (форма 2).

В упрощенных однолинейных обозначениях обмотки статора (ротора) изображаются одной линией, их выводы также изображаются одной линией, но с указанием на ней наклонными штрихами количества проводов. Общее обозначение электрической машины – это окружность, внутри которой допускается указывать вид машины (генератор *Г*, двигатель *М*, дизель-генератор *ДГ* и т.д.), род тока, число фаз и вид соединения обмоток. На рисунке 5 приведены примеры подобного изображения.

В упрощенных многолинейных обозначениях обмотки статора (ротора) изображаются в виде двух концентрических окружностей, но показываются все их выводы (рис. 5, *г*).

В развернутых обозначениях обмотку статора изображают в виде цепочек полуокружностей, а обмотку ротора – в виде окружности (или наоборот). Взаимное расположение обмоток в виде цепочки полуокружностей показывают с учетом сдвига фаз, например на 120 эл. градусов (рис. 5, *д*), или без него (рис. 5, *е*).

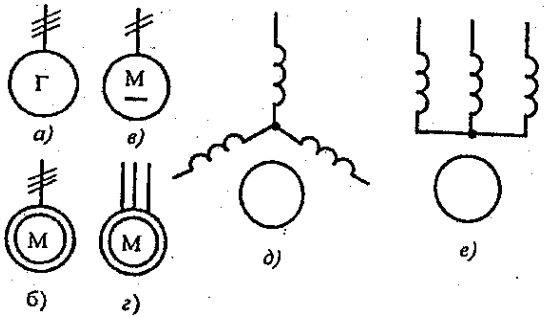


Рис. 5. Примеры упрощенного изображения электрических машин: а – трехфазный синхронный генератор; б – трехфазный асинхронный короткозамкнутый двигатель; в – двигатель постоянного тока; г – трехфазный асинхронный короткозамкнутый двигатель; д и е – развернутое изображение трехфазного асинхронного электродвигателя

При изображении обмоток электрических машин в виде цепочек полуокружностей принято двумя полуокружностями показывать обмотки добавочных полюсов, тремя – обмотки статора машин переменного тока и обмотки последовательного возбуждения машин постоянного тока, четырьмя – обмотки параллельного и независимого возбуждения машин постоянного тока.

Обозначения трансформаторов и автотрансформаторов

Для трансформаторов и автотрансформаторов, как и для электрических машин, установлены те же три способа построения условных графических изображений (рис. 6).

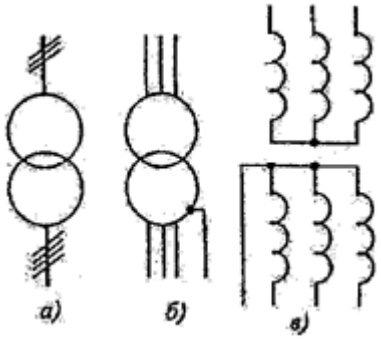


Рис. 6. Графические изображения трансформаторов: а – упрощенное однолинейное; б – упрощенное многолинейное; в – развернутое

Изображение коммутационных устройств и контактных соединений

Коммутационные устройства принято изображать в исходном положении, под которым понимается их состояние без какого-либо воздействия.

В общем виде замыкающий контакт (нормально разомкнутый) обозначается согласно рисунку 7, *а*. Размыкающий контакт (нормально замкнутый) – согласно рисунку 7, *б*, или, по старым ГОСТам (рис. 7, *в*).

В зависимости от характера работы и конструктивных особенностей разработано множество вариантов стандартных обозначений коммутационных устройств и их элементов, которые показаны на рисунке 7.

Переключающие контакты показаны на рисунках 7, *г* и 7, *д*. Замыкающие контакты для коммутации силовой цепи приведены на рисунке 7, *в*, а контакты с дугогасительными устройствами – на рисунке 7, *ж*.

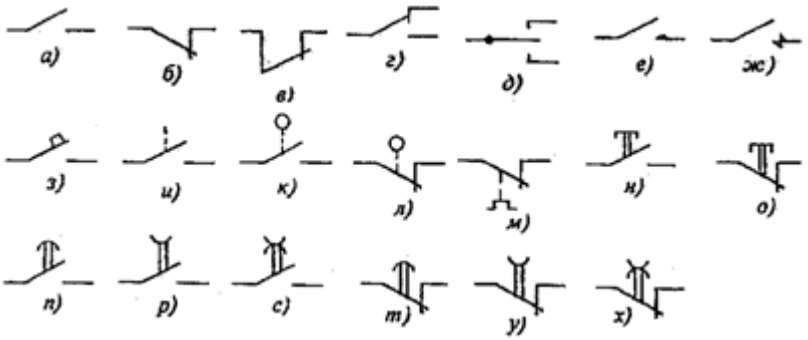


Рис. 7. Условные обозначения коммутационных устройств

Контакты выключателя с автоматическим возвратом при перегрузке или других нарушениях (автоматические выключатели) обозначаются согласно рисунку 7, *з*. Если необходимо, то рядом с обозначением автоматического выключателя можно проставлять знаки, указывающие величину, при изменении которой происходит отключение: максимальный $I>$ и минимальный $I<$ токи; максимальное $U>$ и минимальное $U<$ напряжение; максимальную температуру $T°$ и т.д.

Контакт с механической связью показывается согласно рисунку 7, *и*. Контакты путевых выключателей приведены на рисунках 7, *к* и 7, *л*. Контакт теплового реле показан на рисунке 7, *м*.

Кнопки (контакты, замыкаемые или размыкаемые ручным воздействием) приведены на рисунках 7, *н* и 7, *о*.

Замедление времени срабатывания контактов показывается половиной окружности, дуга которой доказывает, при каком движении контакта происходит замедление срабатывания. Рисунок 7, *п* показывает замедление при замыкании, рисунок 7, *р* – замедление при отпускании, рисунок 7, *с* – замедление при размыкании и замыкании одновременно. Аналогично показываются замедления срабатывания и для размыкающихся контактов (рисунки 7, *т*; 7, *у* и 7, *х*).

Обозначения многопозиционных переключателей

Общее обозначение однополюсного многопозиционного переключателя (например, на шесть позиций) приведено на рисунке 8, *а*.

Многополюсные многопозиционные переключатели могут изображаться двумя вариантами. В первом случае (рис. 8, *б*) пунктирные линии показывают положения переключателя (например, три). Точки под соответствующей линией, изображающей электрическую цепь, показывают, что в данном положении переключателя эта цепь замкнута. Отсутствие точки предполагает, что данная цепь разомкнута.

При использовании второго варианта (рис. 8, *в*), переключатель изображается в виде прямоугольника, входы которого нумеруются. Точка, как и в предыдущем случае, показывает наличие электрического контакта между входами в этом положении.

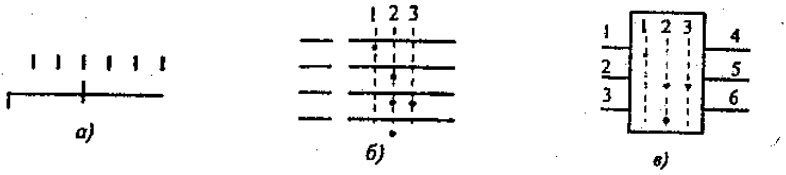


Рис. 8. Условные изображения переключателей

На рисунке 9 показаны условные обозначения электрических соединений, а на рисунке 10 – обозначения воспринимающих

частей электромеханических устройств (реле, пускателей, контакторов) и устройств защиты электроустановок.

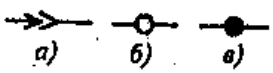


Рис. 9. Условные изображения соединений:
а – разъемное; б – разборное; в – неразборное.

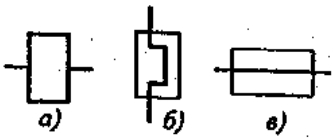


Рис. 10. Условные изображения:
а – катушка реле и контактора;
б – воспринимающая часть теплового реле; в – плавкий предохранитель

Изображение приборов и средств автоматизации

Прибор измерительный показывающий изображен на рисунке 11, *а*, регистрирующий – на рисунке 11, *б*.

а) б)

Рис. 11. Условные изображения измерительных приборов

На рисунке 12 показаны условные обозначения первичных преобразователей (датчиков): тензорезистор (рис. 12, *а*); терморезистор (рис. 12, *б*); термопара (рис. 12, *в)*; фоторезистор (рис. 12, *г*); фотодиод (рис. 12, *д*).

а) б) в) г) д)

Рис. 12. Условные изображения первичных преобразователей (датчиков)

На рисунке 13 показаны условные обозначения сигнализирующих устройств: прибор звуковой сигнализации (рис. 13, *а*); сигнальная лампа накаливания (рис. 13, *б*); светодиодная (рис. 13, *в)*; оптопара (рис. 13, *г*).

а) б) в) г)

Рис. 13. Условные изображения сигнализирующих устройств

Буквенно-цифровые обозначения

Согласно ГОСТ 2.710 рядом с условными изображениями (сверху или справа) проставляют условные буквенно-цифровые обозначения. Графическое обозначение элементов электрических принципиальных схем дополняют буквенно-цифровыми обозначениями, раскрывающими функциональное назначение каждого элемента и указывающими его место расположения.

Они состоят из прописных букв латинского алфавита и арабских цифр. Их записывают в одну строку без пробелов, допускается части обозначений разделять точкой или двоеточием, (в составном обозначении).

Для обозначения функций элемента применяется однобуквенный или двухбуквенный коды, приведенные в таблице 4.

Цифры служат для обозначения номера элемента данного вида, например: *КМ2* – катушка второго на схеме магнитного пускателя; *QF3* – третий на схеме автоматический выключатель и т.д.

Допускается добавлять через двоеточие условный номер элемента, расположенного в другой цепи, например: третий контакт второго магнитного пускателя *КМ2:3* и т.д.

Таблица 4

Буквенные коды элементов электрических схем

Однобуквенный код	Группа видов элементов	Примеры видов элементов	Двухбуквенный код
1	2	3	4
A	Устройство (общее обозначение)		
B	Преобразователи неэлектрических величин в электрические (кроме генераторов и источников питания	Тепловой датчик	BK
		Фотоэлемент	BL
		Микрофон	BM
		Датчик давления	BP
		Датчик частоты вращения	BR
		Датчик линейной скорости	BV
C	Конденсаторы		

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
D	Сборки интегральные, микросхемы	Схема интегральная аналоговая	DA
		Схема интегральная цифровая	DD
		Логический элемент	DL
		Устройство хранения информации	DS
		Устройство задержки	DT
E	Элементы разные	Нагревательный элемент	EA
		Лампа осветительная	EL
F	Разрядники, предохранители, устройства защиты	Дискретный элемент защиты по току мгновенного действия	FA
		Предохранитель плавкий	FU
G	Генераторы, источники питания		
H	Устройства индикаторные и сигнальные	Прибор звуковой сигнализации	HA
		Индикатор символьный	HG
		Прибор световой индикации	HL
K	Реле, контакторы, пускатели	Реле токовое	KA
		Реле тепловое	KK
		Контактор, магнитный пусктель	KM
		Реле напряжения	KV
		Реле времени	KT
L	Катушки индуктивности, дроссели		
M	Электродвигатели		
P	Приборы, измерительное оборудование	Амперметр	PA
		Счетчик импульсов	PC
		Частотомер	PF
		Счетчик активной энергии	PI
		Омметр	PP
		Регистрирующий прибор	PS
		Часы, измеритель времени	PT
		Вольтметр	PV
		Ваттметр	PW
Q	Выключатели и разъединители в силовых цепях	Выключатель автоматический	QF
		Короткозамыкатель	QK
		Разъединитель	QS
R	Резисторы	Терморезистор	RK
		Потенциометр	RP

Окончание таблицы 4

1	2	3	4
S	Устройства коммутационные в цепях управления, сигнализации и измерительных	Выключатели и переключатели	SA
		Выключатель кнопочный	SB
		Выключатель автоматический	SF
		Выключатели, срабатывающие	
		от различных воздействий:	
		- от уровня	SL
		-от давления	SP
		- от положения (путевой)	SO
		- от частоты вращения	SR
		- от температуры	SK
T	Трансформаторы, автотрансформаторы	Трансформатор тока	TA
		Трансформатор напряжения	TV
V	Приборы электровакуумные и полупроводниковые	Диод, стабилитрон	VD
		Транзистор	VT
		Тиристор	VS
X	Соединения контактов	Токосъемник, контакт скользящий	XA
		Штырь	XP
		Гнездо	XS
		Соединение разборное	XT
Y	Устройства механические с электромагнитным приводом	Электромагнитный тормоз	YB
		Электромагнит	YA

Задание

Разобрать пример принципиальной электрической схемы системы автоматического управления, заданной преподавателем. Расшифровать все условные обозначения на данной схеме.

Контрольные вопросы

1. Как обозначают электрические машины на принципиальных электрических схемах?
2. Как обозначают коммутационные устройства на принципиальных электрических схемах?
3. Обозначение многопозиционных переключателей на принципиальных электрических схемах.
4. Изображение приборов и средств автоматизации.
5. Буквенно-цифровые обозначения элементов и устройств на принципиальных электрических схема.

Практическая работа № 3

СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЙ И ПОДКЛЮЧЕНИЙ, ЩИТЫ И ПУЛЬТЫ АВТОМАТИКИ

Цель работы: ознакомиться с правилами составления схем соединений и подключений, а также изучение общих сведений о щитах и пультах автоматики.

Схемы соединений

Схема соединений определяет конструктивное выполнение электрических соединений элементов в изделии. На схеме изображают все устройства и элементы, входящие в состав изделия, их входные и выходные элементы (соединители, платы, зажимы и т. п.) и соединения между ними (провода, жгуты и кабели), а также соединения между ними.

Схемами соединений (монтажными) пользуются при выполнении монтажных и наладочных работ на объектах и в процессе эксплуатации. Они необходимы при разработке других проектных документов, в первую очередь, чертежей, определяющих прокладку и способы крепления проводов, жгутов, кабелей или трубопроводов.

Расположение графических обозначений устройств и элементов на схеме должно примерно соответствовать действительному размещению элементов и устройств. Расположение входных и выходных элементов внутри устройства должно соответствовать их действительному расположению в нем.

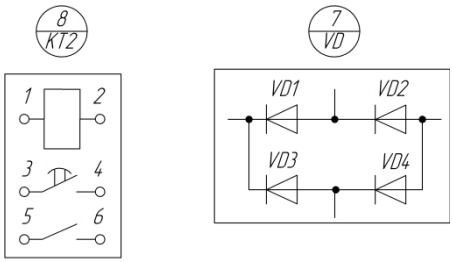
Общие правила выполнения схем соединений.

- схемы соединений разрабатывают на один щит, пульт, станцию управления;
- все типы аппаратов, приборов и арматуры, предусмотренные принципиальной электрической схемой, должны быть полностью отражены на схеме соединений;
- позиционное обозначение приборов и средств автоматизации, а также маркировку участков цепей, принятые на принципиальной электрической схеме, необходимо сохранить на схеме соединений.

Применяют три способа составления схем соединений: ***графический, адресный*** и ***табличный***.

Для ***графического*** и ***адресного*** способов составления схем следует:

- приборы и аппараты изображать упрощенно без соблюдения масштаба в виде прямоугольников, над которыми помещают окружность, разделенную горизонтальной чертой; над чертой вписывают цифры, указывающие порядковый номер изделия, под чертой – позиционное обозначение этого изделия;
- при необходимости показывать внутреннюю схему аппаратов, например, реле, выпрямительных блоков и др. (рис. 14);
- выводные зажимы устройств условно изображать окружностями, внутри которых указывать их заводскую маркировку; если заводская маркировка отсутствует, то маркируют условно арабскими цифрами, что оговаривается в поясняющей надписи; для одинаковых нескольких устройств, расположенных на одном чертеже, внутреннюю схему показывают один раз;
- приборы и средства автоматизации располагать на нескольких элементах конструкции щита или пульта (крышке, задней панели, дверце), при этом необходимо выполнить развертку этих конструкций в одну плоскость, соблюдая взаимное размещение приборов и средств автоматизации.



а) б)

Рис. 14. Примеры выполнения схем соединений:
а) – изображения реле выдержки времени; б) – выпрямительного диодного блока

Графический способ (рис. 15) заключается в том, что на чертеже условными линиями показывают всю соединительную проводку как одиночную, так и объединяемую в жгуты между элементами аппаратов. Маркировка на схеме соединений должна

соответствовать маркировке на принципиальной электрической схеме, для которой она разработана. Допускается также указывать наименование, тип, основные параметры элементов и устройств. Этот способ применяют для щитов и пультов управления с простой коммутацией, относительно мало насыщенных аппаратурой.

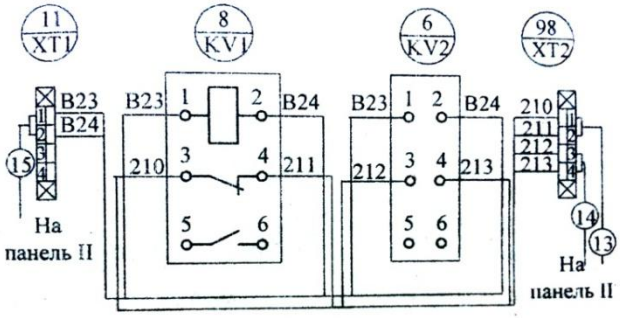


Рис. 15. Фрагмент схемы соединений графическим способом

Адресный способ состоит в том, что не изображают линии связи между отдельными элементами аппаратов, установленных на щите или пульте. Вместо этого места присоединения провода на каждом аппарате или элементе проставляют цифровой или буквенно-цифровой адрес того аппарата или элемента, с которым он должен быть электрически связан (позиционное обозначение в соответствии с принципиальной электрической схемой или порядковый номер изделия). Такое начертание схемы не загромождает чертеж линиями связи и легко читается. Адресный способ выполнения схем соединения является основным и наиболее распространенным при оформлении проектной документации. Фрагмент такой схемы приведен на рисунке 16.

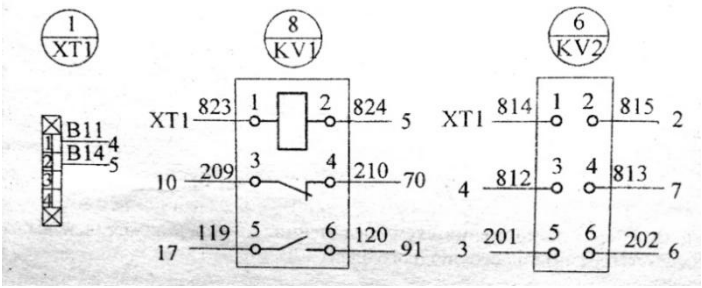


Рис. 16. Фрагмент схемы соединений адресным способом

Для табличного способа составляют монтажную таблицу, где указывают номера каждой электрической цепи. В свою очередь, для каждой цепи последовательно перечисляют условные буквенно-цифровые обозначения всех приборов, аппаратов и их контактов, к которым эти цепи присоединены (табл. 5). Так, для цепи 7 запись означает, что зажим 6 прибора КМ1 соединяется с зажимом 4 прибора КМ2, который в свою очередь должен быть соединен с зажимом 3 устройства КТ4.

Таблица 5

Фрагмент таблицы соединений

Номер цепи	Соединения
7	$\frac{KM1}{6} - \frac{KM2}{4} - \frac{KT4}{3}$
8	$\frac{KM4}{2} - \frac{XT1}{293}$
9	$\frac{XT1}{328} - \frac{HL1}{41} - \frac{KH2}{12} - \frac{XT2}{307}$

Схемы подключений

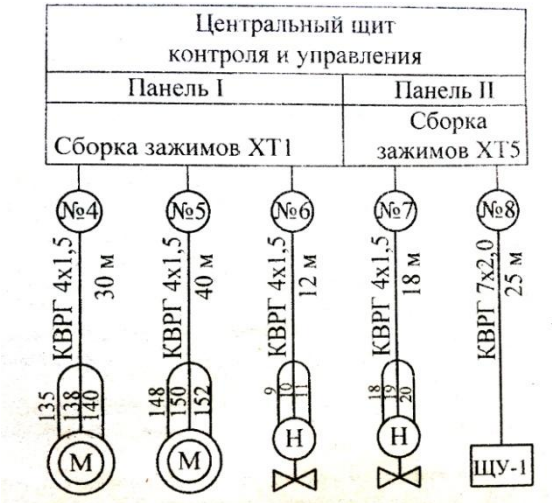
Схемы подключений (рис. 17) показывают внешнее подключение аппаратов, установок, щитов, пультов и т.д. они выполняются на основании функционально-технологических, принципиальных схем автоматизации, принципиальных схем питания, спецификации приборов и оборудования, а также чертежей производственных помещений с расположением технологического оборудования и трубопроводов.

Схемы подключений используются при монтаже проводок, при помощи которых установку, прибор, аппарат подключают к источникам электропитания, щитам, пультам и т.д.

Применяют два варианта составления схем подключений: ***графический*** и ***табличный***. Наибольшее распространение имеет графический вариант.

При выполнении схем подключений при помощи условных ***графических*** обозначений показывают: отборные устройства и первичные преобразователи; щиты, пульты и местные пульты управления, контроля, сигнализации и измерения; внещитовые приборы и средства автоматизации; соединительные и протяжные коробки, свободные коробки концов термопар; электропроводки и

кабели, проложенные вне щитов; узлы присоединения электропроводок к приборам, аппаратам, коробкам; запорную арматуру и элементы соединений и ответвлений; коммутационные зажимы, расположенные вне щитов; защитное заземление.



Наименование подключаемого оборудования	Привод вентилятора	Привод вентилятора	Исполнительный механизм	Исполнительный механизм	Щит управления
Тип	4А…	4А…	МЭО	МЭО	ЩШМ

Рис. 17. Фрагмент схемы подключения

Шкафы, пульты, отдельные приборы и аппараты условно изображаются в виде прямоугольников или окружностей, внутри которых помещают соответствующие надписи.

Связи одного назначения на схемах подключений показывают сплошной линией и лишь в местах присоединения к приборам, исполнительным механизмам и другим аппаратам провода разделяют, чтобы провести их маркировку.

На линиях связи, обозначающих провода или кабели, указывают номер проводки (подключения), марку, сечение и длину проводов и кабелей. Если проводка выполнена в трубе, то необходимо

также привести характеристику трубы. Провода, жгуты и кабели изображают на чертежах линиями толщиной 0,5…1,4 мм. Схемы подключений выполняют без соблюдения масштаба.

Табличный вариант выполнения схемы подключения приведен в таблице 6. Таблицы выполняют отдельно для каждой секции или панели щита управления.

Таблица 6

Таблица подключений. Секция 1

Кабели, провода		Направление проводок								
		Откуда				Номер жилы	Куда			
Номер	Марка	Позиция	Тип прибора	Сборка зажимов	Номер зажима		Номер зажима	Сборка зажимов	Позиция	Тип прибора
4	ВВГ 4х1,5	М2	4А…	ХТ1	1 2 3	138 140 142	1 2 3	ХТ2	А2	СК-32

Щиты и пульты автоматики

Щиты и пульты систем автоматизации предназначены для размещения на них средств контроля и управления технологическим процессом, контрольно-измерительных приборов, аппаратуры управления, автоматического регулирования, защиты, блокировки, линий связи между ними и т.п.

Щиты и пульты устанавливаются в производственных и специальных щитовых помещениях: операторских, диспетчерских, аппаратных и т.д.

Щит – комплектное устройство состоит из одной или нескольких панелей с установленной на них аппаратурой, электрическими и трубными проводками, подготовленных к подключению внешних цепей и приборов которые смонтированы на объекте.

По назначению щиты подразделяют на: местные и центральные.

Местные щиты предназначены для измерения и регулирования одного или нескольких параметров. Такие щиты устанавливают вблизи от места измерения, например: контроль температуры с помощью манометрических термометров.

Центральные щиты предназначаются для установки приборов контроля и аппаратуры управления группой агрегатов, одним или несколькими цехами. Центральные щиты располагают в отдельных помещениях, и они могут, удалены от мест контроля и управления на расстояние несколько сот метров.

По конструкции щиты подразделяют на две основные группы: ***шкафные закрытого*** типа и ***панельные.***

Шкафный щит с расположенной в ней аппаратурой, электрической и трубной проводками предназначены для защиты приборов от возможных повреждений. Выпускают шкафные щиты с правой или левой дверью, с задней дверью, открытые с двух сторон и предназначены в основном для установки местных приборов.

Панельные щиты устанавливают в отдельных помещениях (операторские диспетчерские). Каркас панельных щитов может быть одиночным или блочным. Конструктивно панельные щиты выполнены в виде панелей с каркасом. Одиночный щит рассчитан на установку одной панели, блочный представляет собой несущую конструкцию, на которой могут быть установлены две и более панели, а также панелей линейных схем технологического процесса. Высота щитов, как правило, 2200 мм, ширина панелей в зависимости от монтируемых в ней приборов может быть 600, 800, 1000 и 1200 мм.

По месту установки щиты бывают ***внутренней установки*** (не утепленные) и ***наружные*** – утепленные, обогреваемые.

Щиты внутренней установки устанавливаются в отапливаемых помещениях.

Щиты наружной установки устанавливаются в неотапливаемых помещениях или же на улице при температуре до –50°С. Щит наружной установки представляет собой металлический шкаф на ножках с внутренней тепловой изоляцией из пенопласта, также в шкафу устанавливается змеевик, которому подводится теплоноситель (горячая вода или пар).

Вид передней и внутренней панелей щита для управления и контроля приточной вентиляцией приведен на рисунке 18.

Рис. 18. Щит для управления и контроля приточной вентиляцией

Пультом называется корпус, имеющий форму стола, с наклонной плоскостью. Пульты выполняют приставками к щитам или отдельно стоящие. На пультах устанавливают кнопки управления, контактные ключи, арматуру сигнальных ламп.

В проектах систем автоматизации объектов сельскохозяйственного производства нет необходимости в разработке документации на щиты и пульты управления, т.к. ее полный комплект имеется на заводах-изготовителях. Если возникает необходимость применения индивидуальных устройств, то приводят чертежи их внешнего вида с расположением приборов и аппаратов, а также схемы подключения.

В таблице 7 приведены примеры обозначения щитов и пультов автоматики.

Таблица 7

Обозначения щитов и пультов автоматики

Наименование	Условное обозначение
1	2
Щит шкафной: с задней дверью с задней дверью, открытой с двух сторон с задней дверью, открытой с двух сторон с задней дверью, открытой с левой стороны двухсекционный	 ЩШ-3Д ЩШ-3Д-02 ЩШ-3Д-ОП ЩШ-3Д-ОЛ ЩШ-2
Панельный щит для диспетчерских пунктов: с каркасом с каркасом, закрытым с правой стороны с каркасом, закрытым с левой стороны с каркасом двухсекционным	 ЩПК ЩПК-3П ЩПК-3Л ЩПК-2

Окончание таблицы 7

1	2
Вспомогательные элементы для щитов диспетчерских и операторских пунктов:	
панель	ПнВ
панель с дверью	ПнВД
угловая вставка	ВУ
Пульт:	
закрытый	П
правый	П-П
левый	П-Л
средний	П-С

Контрольные вопросы

1. Назовите общие правила выполнения схем соединений.
2. В чем заключается графический, адресный и табличный способы составления схем соединений?
3. Что показывают схемы подключений?
4. Как выполняется графический вариант составления схем подключений?
5. Как выполняется табличный вариант составления схем подключений?
6. Что называется щитом, пультом?
7. Приведите классификацию щитов автоматики.

Практическая работа № 4

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ АЛГЕБРЫ ЛОГИКИ

Цель работы: ознакомиться с логическими функциями и схемами, с помощью которых они осуществляются.

Автоматизация многих технологических процессов осуществляется на основе решения задач логического характера, и с этой целью применяются ***логические функции***. Многие процессы предполагают подачу исполнительному механизму команд типа «открыть – закрыть», «включить – отключить» и т.д. Они передаются сигналами, которые могут принимать только два уровня значений. Независимо от физической сути сигнала эти уровни обозначают цифрами "*0*" и "*1*". Такие сигналы называются ***логическими переменными***, или ***двоичными***.

Необходимость в формировании команд, передаваемых двоичными сигналами, возникает при изменении последовательности выполнения технологических операций, при остановке агрегатов в случае обнаружения нарушений их работоспособности вследствие поломки или отсутствия сырья, для защиты от неправильного или несанкционированного включения технологического оборудования и т.д.

На вход логических элементов подаются сигналы от электрических датчиков, стандартизованные по уровням тока и напряжения, а к выходу подключаются электромагнитные реле или магнитные пускатели и другие исполнительные элементы.

При обозначении логических функций сигнал на входе обозначают *x*, сигнал на выходе – *y*. При составлении таблицы состояния сигналов при различных сочетаниях сигналов на входе *0* соответствует отсутствию сигнала на соответствующем входе или выходе, *1* соответствует наличию сигнала.

Логические элементы осуществляют три основные логические операции: ***не, или, и***, а также их комбинации (табл. 8).

Операция ***НЕ (отрицание).*** $y = \bar{x}$.

Означает, что сигнал *y* на выходе логического элемента имеется только при отсутствии сигнала на входе *x* (и наоборот).

Операция ***ИЛИ (сложение).*** $y = x_1 + x_2$.

Означает, что сигнал *y* на выходе логического элемента появляется тогда, когда имеется сигнал хотя бы на одном их входов x_1 или x_2.

Операция ***И* (*умножение*).** $y = x_1 \cdot x_2$.

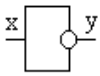
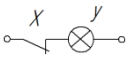
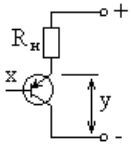
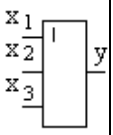
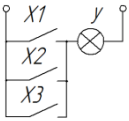
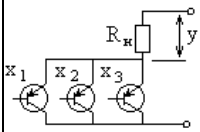
Означает, что сигнал *y* на выходе логического элемента появляется только тогда, когда одновременно есть сигналы на входе x_1 и x_2.

Сложные логические операции (***И-НЕ, ИЛИ-И, И-ИЛИ*** и др.) выполняются на основе простейших.

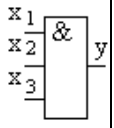
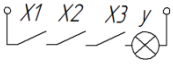
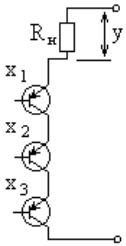
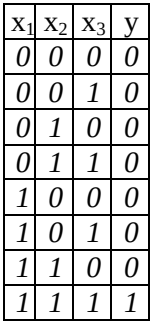
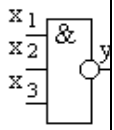
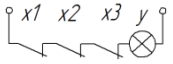
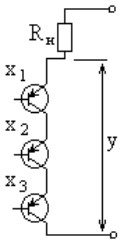
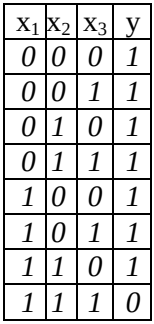
При составлении релейных эквивалентов следует помнить, что: параллельное соединение контактов соответствует логическому сложению, последовательное – логическому умножению; черта над буквенным индексом означает отрицание, в этом случае используется размыкающий контакт.

Таблица 8

Основные логические операции и их комбинации

Операции	Алгебраическая формула	Условное обозначение	Релейный эквивалент	Бесконтактный эквивалент	Таблица состояния сигналов
1	2	3	4	5	6
Не (отрицание)	$y = \bar{x}$				x | y *0* | *1* *1* | *0*
Или (сложение)	$y = x_1 + x_2 + x_3$				x_1 | x_2 | x_3 | y *0* | *0* | *0* | *0* *0* | *0* | *1* | *1* *0* | *1* | *0* | *1* *0* | *1* | *1* | *1* *1* | *0* | *0* | *1* *1* | *0* | *1* | *1* *1* | *1* | *0* | *1* *1* | *1* | *1* | *1*

Окончание таблицы 8

И (умножение)	$y = x_1 \cdot x_2 \cdot x_3$				
И-Не	$y = \overline{x_1 \cdot x_2 \cdot x_3}$				

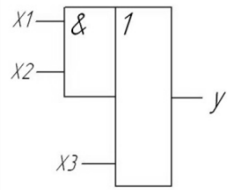
x_1	x_2	x_3	y
0	0	0	0
0	0	1	0
0	1	0	0
0	1	1	0
1	0	0	0
1	0	1	0
1	1	0	0
1	1	1	1

x_1	x_2	x_3	y
0	0	0	1
0	0	1	1
0	1	0	1
0	1	1	1
1	0	0	1
1	0	1	1
1	1	0	1
1	1	1	0

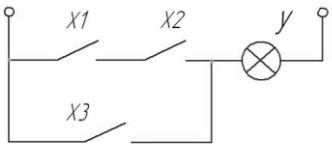
Пример 4.1

По алгебраической формуле составить условное обозначение и релейный эквивалент $y = x_1 \cdot x_2 + x_3$

Условное обозначение:



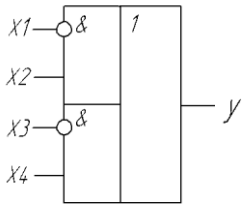
Релейный эквивалент:



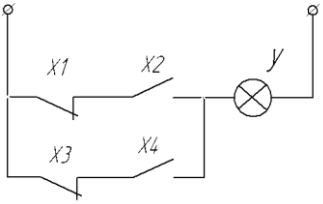
Пример 4.2

По алгебраической формуле составить условное обозначение и релейный эквивалент: $y = \overline{x_1} \cdot x_2 + \overline{x_3} \cdot x_4$

Условное обозначение:



Релейный эквивалент:



Задание 1

По алгебраической формуле составить условное обозначение, релейный эквивалент и таблицу состояния сигналов:

1. $y = x_1 + x_2 + \overline{x_3}$.
2. $y = x_1 + x_2 \cdot x_3$
3. $y = \overline{x_1} + x_2 \cdot x_3$
4. $y = x_1 + \overline{x_2} \cdot x_3$
5. $y = x_1 + x_2 \cdot \overline{x_3}$
6. $y = \overline{x_1 \cdot x_2} + x_3$
7. $y = x_1 \cdot \overline{x_2} + x_3$
8. $y = x_1 + \overline{x_2 \cdot x_3}$
9. $y = \overline{x_1 + x_2 + x_3}$
10. $y = \overline{x_1 + x_2} + x_3$

Задание 2

По алгебраической формуле составить условное обозначение и релейный эквивалент:

11. $y = \overline{x_1 \cdot x_2} + x_3 \cdot x_4$.
12. $y = \overline{x_1 \cdot x_2} + \overline{x_3} \cdot x_4$.

13. $y = x_1 + x_2 + \overline{x_3} \cdot x_4$.

14. $y = x_1 + x_2 \cdot \overline{x_3} + x_4$.

15. $y = x_1 + \overline{x_2 \cdot x_3 \cdot x_4}$.

16. $y = x_1 \cdot x_2 \cdot x_3 + \overline{x_4}$.

17. $y = x_1 + \overline{x_2 \cdot x_3} + x_4$.

18. $y = x_1 \cdot x_2 + \overline{x_3} + x_4$.

19. $y = \overline{x_1} + x_2 \cdot x_3 + \overline{x_4}$.

20. $y = \overline{x_1 \cdot x_2} \cdot x_3 + x_4$.

Контрольные вопросы

1. Какие сигналы называются логическими переменными?
2. Приведите алгебраическую формулу, условное обозначение, релейные эквиваленты операции *НЕ* (отрицание).
3. Приведите алгебраическую формулу, условное обозначение, релейные эквиваленты операции *И* (умножение).
4. Приведите алгебраическую формулу, условное обозначение, релейные эквиваленты операции *ИЛИ* (сложение).
5. Какие комбинации логических операций осуществляют логические элементы? Приведите их алгебраическую формулу, условное обозначение, релейный эквивалент.

Практическая работа № 5

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ И СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Цель работы. Ознакомиться с правилами построения функциональных и структурных схем автоматических систем управления.

Функциональные схемы САУ

Функциональные схемы систем автоматического управления (САУ) отражают взаимодействие устройств, блоков, узлов и отдельных элементов в процессе их работы в совокупности с системой управления. Каждый из элементов, получая входное воздействие в виде определенной энергии от предыдущего элемента, преобразует ее и передает последующему (выходная величина).

Функциональная схема состоит из объекта управления *ОУ* (рис. 19), воспринимающего органа (датчика) *ВО,* сравнивающего органа *СО* и исполнительного органа *ИО.* Отдельные узлы изображают прямоугольниками, а сравнивающий орган принято обозначать кружком с секторами, существующие связи между ними стрелками, соответствующими направлению прохождения сигнала.

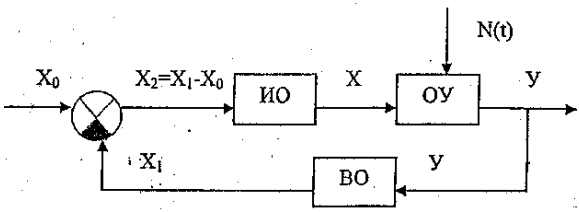


Рис. 19. Пример функциональной схемы

Объект управления находится под влиянием возмущающего воздействия *N(t), У* – это управляемый (контролируемый) параметр, X_0 – заданное значение управляемого параметра.

Воспринимающий орган *ВО* замеряет управляемый параметр и преобразует его в сигнал, удобный для сопоставления его с заданным значением X_0 и подает его на сравнивающий орган *СО*. С выхода *СО* сигнал X_2, равный разности X_1 и X_0, поступает на исполнительный орган *ИО,* который преобразует его в сигнал *Х*. На *ОУ* поступает управляющее воздействие *Х*, противоположное по знаку отклонению управляемого параметра *У* от заданного значения.

Структурные схемы САУ

Структурные схемы показывают взаимосвязь составных частей САУ и характеризуют их динамические свойства. На схеме изображают математическую модель процесса регулирования.

Математическая зависимость выходной величины от входной для каждого звена структурной схемы даётся в виде передаточной функции *W(p)*, которая представляет собой записанное в операторной форме дифференциальное уравнение данного звена. Структурные схемы составляются на основе принципиальных или функциональных схем автоматики.

Принципиальные, функциональные и структурные схемы рассмотрим на примере автоматической системы управления температурой теплоносителя в шахтной зерносушилке.

Автоматическая система управления температурой теплоносителя в шахтной зерносушилке

Объектом управления в данной САУ (рис. 20) является шахта с распределительными коробами, по которой сверху вниз движется зерно, а снизу вверх – теплоноситель.

Температура теплоносителя θ определяется соотношением потоков горячего воздуха $Q_г$, поступающего от топки, и холодного воздуха из атмосферы $Q_х$. Оно зависит от положения заслонки *2*.

Температура теплоносителя θ (выходная величина всей САУ) фиксируется датчиком температуры $R_д$ *1*, являющимся терморезистором, включенным в одно из плеч измерительного моста *5*. Необходимая температура (задающее воздействие) задается ползунком резистора $R_З$.

Если температура теплоносителя равна заданной, т.е. $R_д = R_З$, то мост находится в уравновешенном состоянии, и при наличии

питающего напряжения U_0 напряжение на выходе моста отсутствует.

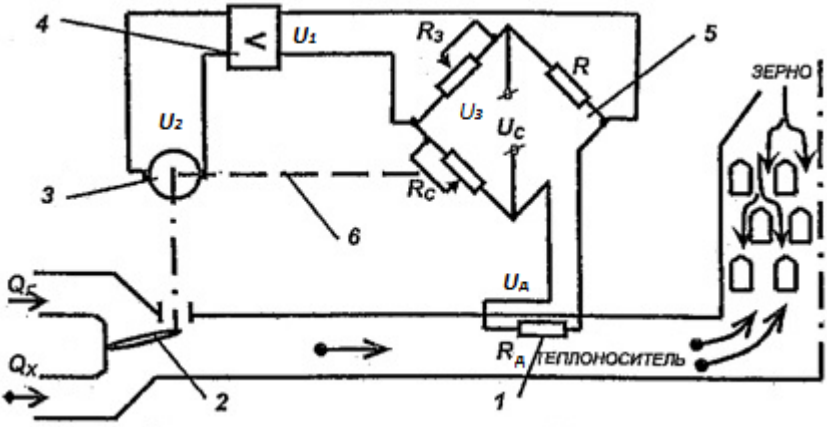


Рис. 20. Принципиальная схема автоматической системы управления температурой теплоносителя зерносушилки:
1 – датчик температуры (терморезистор); 2 – заслонка; 3 – электродвигатель; 4 – усилитель; 5 – измерительный мост; 6 – тяга обратной связи

Когда температура теплоносителя под действием внешних факторов отклонится от заданной, например, в меньшую сторону, то на выходе моста появится сигнал разбаланса U_1, зависящий от напряжения $U_д$, пропорционального температуре θ и сопротивлению $R_д$, и $U_з$, задающего резистора $R_з$. Сигнал разбаланса мостовой схемы усиливается усилителем *4*, выходное напряжение которого U_2 управляет реверсивным двигателем *3*. Вал двигателя через редуктор соединен с заслонкой *2*, вследствие чего она начнет перемещаться, уменьшая поток холодного воздуха и увеличивая поток горячего.

За счет соответствующего изменения угла поворота заслонки и компенсируется отрицательное влияние внешних возмущений f (изменение температуры, влажности атмосферного воздуха и др.), действующих на объект регулирования.

Вследствие удаленности заслонки от терморезистора и его инерционности в системе возникают нежелательные периодические колебания температуры, т.к. заслонка остановится не в момент достижения ею требуемого положения, а с запозданием.

Для устранения колебаний используется жесткая обратная связь *6* – это резистор R_c переменного сопротивления, ползунок которого жестко связан с заслонкой. Равновесие наступает несколько раньше, чем заслонка займет конечное положение, а именно, когда приращение $R_д$ от изменения температуры и ΔR_c станут равны.

Затем температура и положение заслонки постепенно достигают установившихся значений, отличающихся от исходных на допустимую величину.

Функциональная схема рассмотренной выше САУ содержит элементы (звенья) (рис. 21) и отражает их взаимодействие в процессе работы.

Объектом управления в данной САУ является шахта с зерном.

Управляемая величина – температура θ в шахте, зависит от ***возмущающего воздействия*** f – температуры окружающей среды $\theta_н$. Величину θ можно регулировать, изменяя ***управляющее воздействие*** – соотношение потоков $Q_Г/Q_Х$.

Данная схема содержит звенья:

ОУ – объект управления (зерносушилка);

ВО – воспринимающий орган (датчик температуры);

УО – усиливающий орган (усилитель напряжения);

ИО – исполнительный орган (электродвигатель);

РО – регулирующий орган (заслонка);

ОС – обратная связь (тяга обратной связи);

СО – сравнивающий орган (измерительный мост).

Сравнивающий орган обозначается окружностью с секторами.

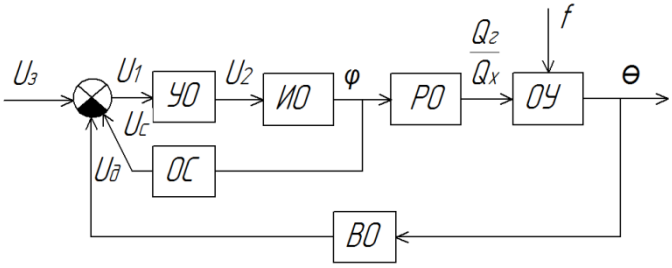


Рис. 21. Функциональная схема автоматической системы управления температурой теплоносителя зерносушилки

Структурная схема показывает взаимосвязь звеньев данной САУ, которые представляются их передаточными функциями (рис. 22).

Каждое звено САУ преобразует входную величину в выходную по определенному, характерному для данного звена, закону.

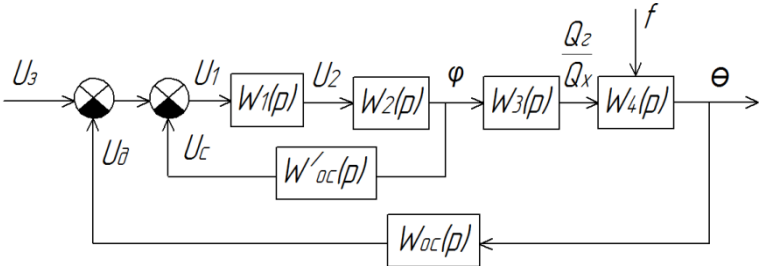


Рис. 22. Структурная схема автоматической системы управления температурой теплоносителя зерносушилки

Динамические свойства элементов САУ описываются следующей системой уравнений:

- сушильная камера:

$$T_C \frac{d\theta}{dt} + \theta = k_C \varphi;$$

- датчик температуры:

$$T_д \frac{dR_д}{dt} + R_д = k_д \theta;$$

- сравнивающий орган:

$$U_1 = U_з - U_д - U_с;$$

- усилитель:

$$U_2 = k_y U_1;$$

-электродвигатель:

$$T_м T_я \frac{d^3\varphi}{dt^3} + T_м \frac{d^2\varphi}{dt^2} + \frac{d\varphi}{dt} = k_э U_2(p),$$

где $T_с, T_д, T_м, T_я$ – постоянные времени, с;

$k_с$, k_f, $k_д$, k_y, $k_э$ – коэффициенты передачи.

Передаточная функция, согласно ее определению, представляет собой отношение операторного определения выходной вели-

чины *y(p)* к операторному определению входной величины *x(p)* при нулевых начальных условиях.

Передаточные функции элементов данной системы:

Сушильной камеры:

$$T_C \frac{d\theta}{dt} + \theta = k_C \varphi + k_f f.$$

$$\mathrm{p} = \frac{d}{dt}.$$

$$T_C p\theta(p) + \theta(p) = k_C \varphi(p) + k_f f(p).$$

$$\theta(p)(T_C p + 1) = k_C \varphi(p) + k_f f(p).$$

$$W_{1\varphi}(p) = \frac{\theta(p)}{\varphi(p)} = \frac{k_C}{T_C p + 1}.$$

$$W_{1f}(p) = \frac{\theta(p)}{f(p)} = \frac{k_f}{T_C p + 1}.$$

Датчика:

$$T_{\text{д}} \frac{dR_{\text{д}}}{dt} + R_{\text{д}} = k_{\text{д}} \theta.$$

$$\mathrm{p} = \frac{d}{dt}.$$

$$T_{\text{д}} p R_{\text{д}}(p) + R_{\text{д}}(p) = k_{\text{д}} \theta(p).$$

$$R_{\text{д}}(p)(T_{\text{д}} p + 1) = k_{\text{д}} \theta(p).$$

$$W(p) = \frac{R_{\text{д}}(p)}{\theta(p)} = \frac{k_{\text{д}}}{T_{\text{д}} p + 1}.$$

Сравнивающего органа:

$$U_1 = U_{\text{з}} - U_{\text{д}} - U_{\text{с}}.$$

Усилителя:

$$U_2 = k_y U_1.$$

$$W(p) = \frac{U_1(p)}{U_2(p)} = k_y.$$

Электродвигателя:

$$T_м T_я \frac{d^3\varphi}{dt^3} + T_м \frac{d^2\varphi}{dt^2} + \frac{d\varphi}{dt} = k_э U_2(p).$$

$$p = \frac{d}{dt}.$$

$$T_м T_я p^3 \varphi(p) + T_м p^2 \varphi(p) + p\varphi(p) = k_э U_2(p).$$

$$\varphi(p)(T_м T_я p^3 + T_м p^2 + p) = k_э U_2(p).$$

$$W(p) = \frac{\varphi(p)}{U_2(p)} = \frac{k_э}{T_м T_я p^3 + T_м p^2 + p}.$$

Задание

1. Рассмотреть пример автоматической системы управления, ее функциональную и структурную схемы.
2. Ознакомиться с входящими в систему элементами и их передаточными функциями.

Контрольные вопросы

1. Что отражают функциональные схемы систем автоматического управления?
2. Что такое объект управления?
3. Что такое задающее воздействие?
4. Какие воздействия относятся к возмущающим?
5. Что является управляемой величиной в САУ?
6. Что такое управляющее воздействие?
7. Какие звенья содержат функциональные схемы?

Практическая работа № 6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕДАТОЧНОЙ ФУНКЦИИ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Цель работы: научиться определять передаточную функцию системы автоматического управления.

Способы соединения звеньев САУ

Зная передаточные функции отдельных элементов (звеньев) САУ, можно определить общую передаточную функцию все системы. Это необходимо для дальнейшего определения устойчивости системы.

Существуют следующие способы соединения звеньев САУ: последовательное, параллельное, встречно-параллельное (с обратной связью).

1) Последовательное соединение – соединение двух или нескольких звеньев, при котором выходная величина предыдущего звена является входной величиной для последующего (рис. 23).

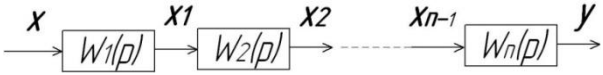


Рис. 23. Последовательное соединение звеньев САУ

При последовательном соединении звеньев САУ общая передаточная функция равна произведению передаточных функций отдельных звеньев:

$$W(p)=\prod_{i=1}^{n} W_i(p). \qquad (6.1)$$

2) Параллельное соединение – соединение двух или нескольких звеньев, при котором входная величина всех звеньев одна и та же, а их выходные величины складываются (рис. 24).

При параллельном соединении звеньев САУ передаточная функция системы равна сумме передаточных функций отдельных звеньев:

$$W(p)=\sum_{i=1}^{n} W_i(p)\ . \qquad (6.2)$$

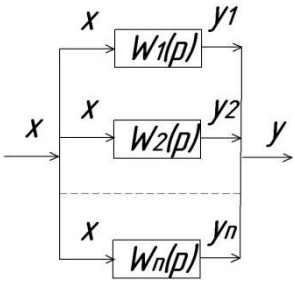


Рис. 24. Параллельное соединение звеньев

3) Встречно-параллельное соединение (соединение с обратной связью) – соединение двух звеньев, при котором выходная величина одного звена подается обратно на его вход через другое звено (обратную связь) (рис. 25).

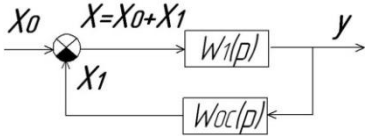


Рис. 25. Встречно-параллельное соединение звеньев

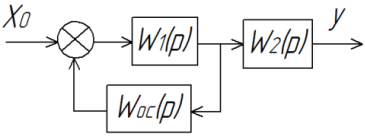
Передаточная функция при встречно-параллельном соединении равна отношению передаточной функции прямой цепи к передаточной функции всей системы в разомкнутом состоянии, увеличенной на единицу при отрицательной обратной связи и уменьшенной от единицы при положительной:

$$W(p) = \frac{W_1(p)}{1 \pm W_1(p) \cdot W_{OC}(p)} \ . \qquad (6.3)$$

Под разомкнутым состоянием подразумевается размыкание контура около сравнивающего органа.

Пример 6.1

Определить передаточную функцию САУ, имеющей следующую структурную схему:



Даны дифференциальные уравнения входящих в нее звеньев:

1-е звено: $\frac{d^2y}{dt^2} + y = 2x;$

2-е звено: $\frac{dy}{dt} - y = 3x;$

обратная связь: $y=10x$, положительная.

Определим передаточные функции звеньев.

1-е звено: $$\frac{d^2y}{dt^2} + y = 2x;$$

$$p = \frac{d}{dt};$$

$$p^2y + y = 2x;$$

$$y(p^2 + 1) = 2x;$$

$$W_1(p) = \frac{y(p)}{x(p)} = \frac{2}{p^2 + 1}.$$

2-е звено: $$\frac{dy}{dt} - y = 3x;$$

$$py - y = 3x;$$

$$y(p - 1) = 3x;$$

$$W_2(p) = \frac{y(p)}{x(p)} = \frac{3}{\text{p} - 1}.$$

Обратная связь: $$y=10x;$$

$$W_{\text{oc}}(p) = \frac{y(p)}{x(p)} = 10.$$

В данной схеме имеется встречно-параллельное соединение (в него входят звенья W_1 и W_{oc} и последовательное W_2. Т.к. обратная связь положительная, то, согласно выражениям (6.1) и (6.3), общая передаточная функция всей системы будет равна:

$$W(p) = \frac{W_1(p)}{1 - W_{\text{oc}}(p) \cdot W_1(p)} \cdot W_2(p). \qquad (6.4)$$

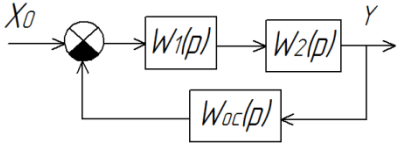
Подставляем в выражение (6.4) исходные данные, преобразуем его:

$$W(p) = \frac{\frac{2}{p^2 + 1}}{1 - 10 \cdot \frac{2}{p^2 + 1}} \cdot \frac{3}{\text{p} - 1} = \frac{\frac{2}{p^2 + 1} \cdot \frac{3}{\text{p} - 1}}{1 - 10 \cdot \frac{2}{p^2 + 1}} =$$

$$= \frac{\frac{6}{(p^2+1)\cdot(\mathrm{p}-1)}}{\frac{(p^2+1)-20}{p^2+1}} = \frac{6}{[(p^2+1)-20]\cdot(\mathrm{p}-1)} = \frac{6}{p^3-19p-p^2+19}.$$

Пример 6.2

Определить передаточную функцию САУ, имеющей следующую структурную схему:



Даны дифференциальные уравнения входящих в нее звеньев:

1-е звено: $3\frac{d^2y}{dt^2} - \frac{dy}{dt} + y = 2x;$

2-е звено: $\frac{d^2y}{dt^2} = 4x;$

обратная связь: $\frac{dy}{dt}+y=2x,$ отрицательная.

Определим передаточные функции звеньев:

$$W_1(p) = \frac{2}{3p^2-\mathrm{p}+1};\ W_2(p) = \frac{4}{\mathrm{p}^2};\ W_{\mathrm{oc}}(p) = \frac{2}{\mathrm{p}+1}.$$

В данной схеме – встречно-параллельное соединение. Т.к. обратная связь отрицательная (нижний сектор заштрихован), то, согласно выражению (6.3) общая передаточная функция всей системы будет равна:

$$W(p) = \frac{W_1(p)\cdot W_2(p)}{1 + W_{\mathrm{oc}}(p)\cdot W_1(p)\cdot W_2(p)}. \qquad (6.5)$$

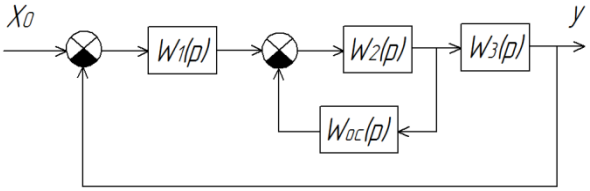
$$W(p) = \frac{\frac{2}{3p^2-p+1}\cdot\frac{4}{p^2}}{1+\frac{2}{p+1}\cdot\frac{2}{3p^2-p+1}\cdot\frac{4}{p^2}} = \frac{\frac{8}{(3p^2-p+1)\cdot p^2}}{\frac{(p+1)\cdot(3p^2-p+1)\cdot p^2+16}{(p+1)\cdot(3p^2-p+1)\cdot p^2}} =$$

$$= \frac{8}{(3p^2-p+1)\cdot p^2}\cdot\frac{(p+1)\cdot(3p^2-p+1)\cdot p^2}{(p+1)\cdot(3p^2-p+1)\cdot p^2+16} =$$

$$= \frac{8(p+1)}{(p+1)\cdot(3p^2-p+1)\cdot p^2+16} = \frac{8p+8}{3p^5+2p^4+p^2+16}.$$

Пример 6.3

Определить передаточную функцию САУ, имеющей следующую структурную схему:



Даны дифференциальные уравнения входящих в нее звеньев:

1-е звено: $3\frac{d^2y}{dt^2}+8\frac{dy}{dt}+y=3x$;

2-е звено: $10\frac{dy}{dt}+y=2x$;

3-е звено: $3y=9x$;

обратная связь:$5\frac{d^2y}{dt^2}+10\frac{dy}{dt}+y=10x$.

В данной схеме две обратные связи: местная $W_{\text{ос}}(\text{p})$, она отрицательная и главная – единичная, т.е. равна единице, она отрицательная.

Определим передаточные функции звеньев:

$$W_1(p)=\frac{3}{3p^2+8\text{p}+1};\ W_2(p)=\frac{2}{10p+1};\ W_3(p)=3,\ W_{\text{oc}}(p)=\frac{10}{5p^2+10\text{p}+1}.$$

Сначала определим передаточную функцию фрагмента схемы, охваченного местной обратной связью:

$$W'(p)=\frac{W_2(p)}{1+W_2(p)\cdot W_{\text{oc}}(p)}. \qquad (6.6)$$

$$W'(p)=\frac{\frac{2}{10p+1}}{1+\frac{2}{10p+1}\cdot\frac{10}{5p^2+10p+1}}=\frac{\frac{2}{10p+1}}{\frac{(10p+1)\cdot(5p^2+10p+1)+20}{(10p+1)\cdot(5p^2+10p+1)}}=$$

$$= \frac{2 \cdot (5p^2 + 10p + 1)}{(10p + 1) \cdot (5p^2 + 10p + 1) + 20} = \frac{10p^2 + 20p + 2}{50p^3 + 105p^2 + 20p + 21}.$$

Общая передаточная функция всей системы будет равна:

$$W(p) = \frac{W_1(p) \cdot W^/(p) \cdot W_3(p)}{1 + W_1(p) \cdot W^/(p) \cdot W_3(p)}. \quad (6.7)$$

$$W(p) = \frac{\frac{3}{3p^2 + 8p + 1} \cdot \frac{10p^2 + 20p + 2}{50p^3 + 105p^2 + 20p + 21} \cdot 3}{1 + \frac{3}{3p^2 + 8p + 1} \cdot \frac{10p^2 + 20p + 2}{50p^3 + 105p^2 + 20p + 21} \cdot 3} =$$

$$\frac{\frac{3 \cdot (10p^2 + 20p + 2) \cdot 3}{(3p^2 + 8p + 1) \cdot (50p^3 + 105p^2 + 20p + 21)}}{\frac{(3p^2 + 8p + 1) \cdot (50p^3 + 105p^2 + 20p + 21) + 3 \cdot (10p^2 + 20p + 2) \cdot 3}{(3p^2 + 8p + 1) \cdot (50p^3 + 105p^2 + 20p + 21)}}$$

$$= \frac{3 \cdot (10p^2 + 20p + 2) \cdot 3}{(3p^2 + 8p + 1) \cdot (50p^3 + 105p^2 + 20p + 21) + 3 \cdot (10p^2 + 20p + 2) \cdot 3} =$$

$$\frac{90p^2 + 180p + 18}{150p^5 + 715p^4 + 950p^3 + 418p^2 + 368p + 39}.$$

Задание

Рассмотреть примеры на определение передаточных функций, выданные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какие способы соединения звеньев САУ вам известны?
2. Как определить передаточную функцию звена САУ по дифференциальному уравнению?
3. Как определить общую передаточную функцию при последовательном соединении звеньев САУ?
4. Как определить общую передаточную функцию при параллельном соединении звеньев САУ?
5. Как определить общую передаточную функцию при встречно-параллельном соединении?

Практическая работа № 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Цель работы: научиться определять устойчивость систем автоматического управления по алгебраическим и частотным критериям.

Под ***устойчивостью*** системы автоматического управления понимается способность системы после снятия возмущающего воздействия приходить в прежнее или новое состояние равновесия за счёт внутренних сил.

Устойчивость системы – необходимое условие ее работоспособности.

Для математического определения условий устойчивости систем используют критерии устойчивости – методы анализа линейных дифференциальных уравнений, описывающих систему. Такое уравнение называют ***характеристическим***:

$$G(p) = a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \ \ldots + a_{n-1} p + a_n = 0, \qquad (7.1)$$

где n – степень характеристического уравнения.

Характеристическое уравнение представляет собой знаменатель передаточной функции системы, приравненный к нулю.

Критерии различают ***алгебраические*** и ***частотные.***

К алгебраическим критериям устойчивости относят критерии Рауса и Гурвица.

Критерий устойчивости Рауса

Критерий Рауса представляет собой последовательность математических операций, осуществляемых при решении задачи.

Критерий устойчивости Рауса: *система устойчива, если все коэффициенты первого столбца таблицы Рауса положительны (т.е. если $a_0>0$, то $a_1>0$, $b_0>0$, $b_1>0$ и т.д.). Если какой-то коэффициент первого столбца равен нулю, то система находится на границе устойчивости.*

Для этого сначала составляют таблицу Рауса из коэффициентов исходного характеристического уравнения.

Для этого выписывают строку с четными, а затем под ней – строку с нечетными индексами коэффициентов характеристического уравнения (всего в таблице будет n+1 строк):

a_0	a_2	a_4	.	.
a_1	a_3	a_5	.	.
b_0	b_2	b_4	.	.
b_1	b_3	b_5	.	.
c_0	c_2	c_4	.	.
.	.	.	.	.

Остальные коэффициенты в нижестоящих строках выражают через коэффициенты вышестоящих строк по правилам Рауса через коэффициенты вышестоящих строк:

$$b_0 = \frac{a_1a_2 - a_0a_3}{a_1};\ b_2 = \frac{a_1a_4 - a_0a_5}{a_1};\ b_4 = \frac{a_1a_6 - a_0a_7}{a_1};$$

$$b_1 = \frac{b_0a_3 - a_1b_2}{b_0};\ b_3 = \frac{b_0a_5 - a_1b_4}{b_0};\ b_5 = \frac{b_0a_7 - a_1b_6}{b_0};\ \text{и т.д.} \qquad (7.2)$$

Если коэффициенты в уравнении отсутствуют, то для расчетов их принимают равными нулю.

Пример 7.1

Определить по критерию Рауса устойчивость системы (пример 6.3).

Возьмем знаменатель определенной передаточной функции, приравняем к нулю, это будет характеристическое уравнение для данной системы:

$$G(p) = 150p^5 + 715p^4 + 950p^3 + 418p^2 + 368p + 39 = 0.$$

Для удобства дальнейших расчетов разделим все коэффициенты уравнения на одно и то же число – 39, округлим результаты:

$$G(p) = 3{,}8p^5 + 18{,}3p^4 + 24{,}4p^3 + 10{,}7p^2 + 9{,}4p + 1 = 0.$$

Составляем таблицу Рауса (в ней будет 6 строк):

a_0	a_2	a_4		*3,8*	*24,4*	*9,4*
a_1	a_3	a_5		*18,3*	*10,7*	*1*
b_0	b_2	b_4	=	*22,2*	*9,2*	*0*
b_1	b_3	b_5		*3,1*	*1*	*0*
c_0	c_2	c_4		*2*	*0*	*0*
c_1	c_3	c_5		*1*	*0*	*0*

Коэффициенты определим по формулам (7.2):

$$b_0 = \frac{a_1 a_2 - a_0 a_3}{a_1} = \frac{18{,}3 \cdot 24{,}4 - 3{,}8 \cdot 10{,}7}{18{,}3} = 22{,}2;$$

$$b_2 = \frac{a_1 a_4 - a_0 a_5}{a_1} = \frac{18{,}3 \cdot 9{,}4 - 3{,}8 \cdot 1}{18{,}3} = 9{,}2;$$

$$b_4 = \frac{a_1 a_6 - a_0 a_7}{a_1} = 0;$$

$$b_1 = \frac{b_0 a_3 - a_1 b_2}{b_0} = \frac{22{,}2 \cdot 10{,}7 - 18{,}3 \cdot 9{,}2}{22{,}2} = 3{,}1;$$

$$b_3 = \frac{b_0 a_5 - a_1 b_4}{b_0} = \frac{22{,}2 \cdot 1 - 18{,}3 \cdot 0}{22{,}2} = 1;$$

$$b_5 = \frac{b_0 a_7 - a_1 b_6}{b_0} = 0;$$

$$c_0 = \frac{b_1 b_2 - b_0 b_3}{b_1} = \frac{3{,}1 \cdot 9{,}2 - 22{,}2 \cdot 1}{3{,}1} = 2;$$

$$c_2 \frac{b_1 b_4 - b_0 b_5}{b_1} = 0;$$

$$c_4 = \frac{b_1 b_6 - b_0 b_7}{b_1} = 0;$$

$$c_1 = \frac{c_0 b_3 - b_1 c_2}{c_0} = \frac{2 \cdot 1 - 3{,}1 \cdot 0}{2} = 1;$$

$$c_3 = \frac{c_0 b_5 - b_1 c_4}{c_0} = 0;$$

$$c_5 = \frac{c_0 b_7 - b_1 c_6}{c_0} = 0.$$

Вывод: данная система устойчива, т.к. все коэффициенты первого столбца таблицы Рауса положительные.

Критерий Гурвица

Критерий Гурвица, подобно критерию Рауса, основан на определенной записи коэффициентов характеристического уравнения в виде определителей и формулирует условие устойчивости в зависимости от знаков некоторых определителей.

Определитель Гурвица записывается следующим образом. Все коэффициенты от a_1 до a_n располагают по главной диагонали в

порядке возрастания индексов. Вверх от главной диагонали в столбцах записывают коэффициенты характеристического уравнения с последовательно возрастающими, а вниз – с убывающими индексами. На месте коэффициентов, индексы которых больше, чем *n* и меньше, чем ноль, проставляют нули:

$$\Delta_n = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & \dots & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & \dots & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & \dots & 0 \\ . & . & . & \dots & 0 \\ 0 & . & . & \dots & a_n \end{vmatrix}$$

Критерий устойчивости Гурвица: система устойчива тогда и только тогда, когда все диагональные миноры определителя Δ_n больше нуля: $\Delta_1=a_1>0$;

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix} > 0;$$

$$\Delta_3 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 \\ a_0 & a_2 & a_4 \\ 0 & a_1 & a_3 \end{vmatrix} > 0;$$

…

$\Delta_{n-1}>0$.

В зависимости от степени характеристического уравнения системы в практических расчетах достаточно определить:

- в уравнении третьего порядка $G(p)=a_0p^3+a_1p^2+a_2p+a_3$:

$$\Delta_2 = a_1a_2 - a_0a_3 > 0. \qquad (7.3)$$

- в уравнении четвертого порядка $G(p)=a_0p^4+a_1p^3+a_2p^2+a_3p+a_4$

$$\Delta_3 = a_3(a_1a_2 - a_0a_3) - a_4a_1^2 > 0. \qquad (7.4)$$

- в уравнении пятого порядка $G(p)=a_0p^5+a_1p^4+a_2p^3+a_3p^2+a_4p+a_5$:

$$\Delta_2 = a_1a_2 - a_0a_3 > 0;$$

$$\Delta_4 = (a_1a_2 - a_0a_3)(a_3a_4 - a_2a_5) - (a_1a_4 - a_0a_5)^2 > 0. \qquad (7.5)$$

- в уравнении шестого порядка
$G(p)=a_0p^6+a_1p^5+a_2p^4+a_3p^3+a_4p^2+a_5p+a_6$:

$$\Delta_3 = a_3(a_1a_2 - a_0a_3) - a_1(a_1a_4 - a_0a_5) > 0;$$

$$\Delta_5 = (a_1a_2 - a_0a_3)[a_5(a_3a_4 - a_2a_5) - a_6(2a_1a_5 - a_3^2)] + \quad (7.6)$$
$$+(a_1a_4 - a_0a_5)[a_1a_3a_6 - a_5(a_1a_4 - a_0a_5)] - a_1^3a_6^3 > 0.$$

Пример 7.2

Определить по критерию Гурвица устойчивость системы (пример 6.3).

$$G(p) = 3{,}8p^5 + 18{,}3p^4 + 24{,}4p^3 + 10{,}7p^2 + 9{,}4p + 1 = 0.$$

Запишем определитель Гурвица:

$$\Delta_5 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & 0 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & 0 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 & 0 \\ 0 & 0 & a_1 & a_3 & a_5 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 18{,}3 & 10{,}7 & 1 & 0 & 0 \\ 3{,}8 & 24{,}4 & 9{,}4 & 0 & 0 \\ 0 & 18{,}3 & 10{,}7 & 1 & 0 \\ 0 & 3{,}8 & 24{,}4 & 9{,}4 & 0 \\ 0 & 0 & 18{,}3 & 10{,}7 & 1 \end{vmatrix}$$

Так как уравнение пятой степени, то вычислим определители Δ_2 и Δ_4:

$$\Delta_2 = a_1a_2 - a_0a_3.$$

$$\Delta_2 = 18{,}3 \cdot 24{,}4 - 3{,}8 \cdot 10{,}7 = 405{,}8 > 0.$$

$$\Delta_4 = (a_1a_2 - a_0a_3)(a_3a_4 - a_2a_5) - (a_1a_4 - a_0a_5)^2 > 0.$$

$$\Delta_4 = (18{,}3 \cdot 24{,}4 - 3{,}8 \cdot 10{,}7)(10{,}7 \cdot 9{,}4 - 24{,}4 \cdot 1) - (18{,}3 \cdot 9{,}4 - 3{,}8 \cdot 1)^2 = 2615{,}8 > 0.$$

Вывод: система устойчива, т.к. определители $\Delta_2 > 0$ и $\Delta_4 > 0$.

Критерий устойчивости Михайлова

Критерий Михайлова относится к частотным критериям, преимущество которых состоит в наглядности.

Пусть *G(p)=0* есть характеристическое уравнение исследуемой системы любого порядка.

После подстановки $p = j\omega$ и отделения вещественной части $R(\omega)$ от мнимой $j\,I(\omega)$ полином можно привести к виду:

$$G(j\omega) = R(\omega) + j\,I(\omega), \qquad (7.7)$$

где $G(j\omega)$ – вектор, амплитуда и фаза которого являются функциями частоты ω;

$R(\omega)$ – вещественная часть уравнения;

$j\,I(\omega)$ – мнимая часть уравнения.

j – мнимая величина, $j = \sqrt{-1}$.

В вещественную часть записывают значения p, имеющие четные степени, в мнимую – нечетные.

Т.к. $j = \sqrt{-1}$, то $j^2 = -1$, $j^3 = -j$, $j^4 = 1$; $j^5 = j$, $j^6 = -1$, то, заменяя степенные значения j, можно получить вещественную часть $R(\omega)$ и мнимую $I(\omega)$, свободные от j.

Далее, принимая любые значения ω от нуля до ∞, получают соответствующие значения $R(\omega)$ и $jI(\omega)$. Полученные значения записывают в виде таблицы (табл. 9).

Таблица 9

Зависимость R и I от ω

ω	0	. . .	∞
$R(\omega)$			
$I(\omega)$			

Далее по полученным значениям строят ***годограф Михайлова***, описываемый концом вектора $G(j\omega)$ (рис. 2.1).

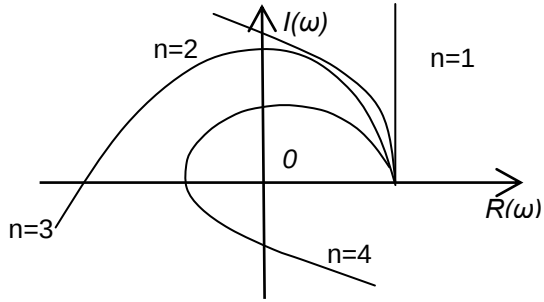


Рис. 26. Годограф Михайлова
для различных степеней n *характеристического уравнения*

Условие устойчивости Михайлова:

для устойчивости системы необходимо, чтобы при изменении угловой частоты ω от 0 до ∞ ***годограф*** *начинался на вещественной положительной полуоси и, вращаясь только против*

часовой стрелки, не обращаясь в ноль, проходил, повернувшись на угол nπ/2, последовательно число квадрантов, равное степени n характеристического уравнения.

Пример 7.3

Определить по критерию Михайлова устойчивость системы (пример 6.3).

$$G(p) = 3{,}8p^5 + 18{,}3p^4 + 24{,}4p^3 + 10{,}7p^2 + 9{,}4p + 1 = 0.$$

Заменим p на $j\omega$:

$G(p)=3{,}8(j\omega)^5+18{,}3(j\omega)^4+24{,}4\,(j\omega)^3+10{,}7(j\omega)^2+9{,}4j\omega+1=0.$

Отделяем вещественную часть уравнения от мнимой:

вещественная часть – $R(\omega)=18{,}3(j\omega)^4+10{,}7(j\omega)^2+1,$

мнимая часть – $jI(\omega)=3{,}8(j\omega)^5+24{,}4(j\omega)^3+9{,}4j\omega.$

Т.к. мнимая величина $j=\sqrt{-1}$, то $j^2=-1;\ j^3=-j;\ j^4=1;\ j^5=j,$

поэтому: $R(\omega)=18{,}3\omega^4-10{,}7\omega^2+1,$

$jI(\omega)=3{,}8j\omega^5-24{,}4j\omega^3+9{,}4j\omega,$ или $I(\omega)=3{,}8\omega^5-24{,}4\omega^3+9{,}4\omega.$

Задаваясь различными значениями ω от 0 до ∞, находим соответствующие значения $R(\omega)$ и $I(\omega)$ (табл. 10).

Таблица 10

Зависимость R и I от ω

ω	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,5	2	2,5	3	∞
$R(\omega)$	1	0,6	0,5	1,66	1,65	8,6	69,5	251	648	1387	+∞
$I(\omega)$	0	1,68	2,23	0,66	-3,72	-11,2	-39,39	-54,8	13,34	292	+∞

Строим годограф Михайлова.

Вывод: система устойчива, т.к. годограф начинается на вещественной положительной полуоси, вращается только против часовой стрелки, не обращается в ноль и проходит последовательно 5 квадрантов.

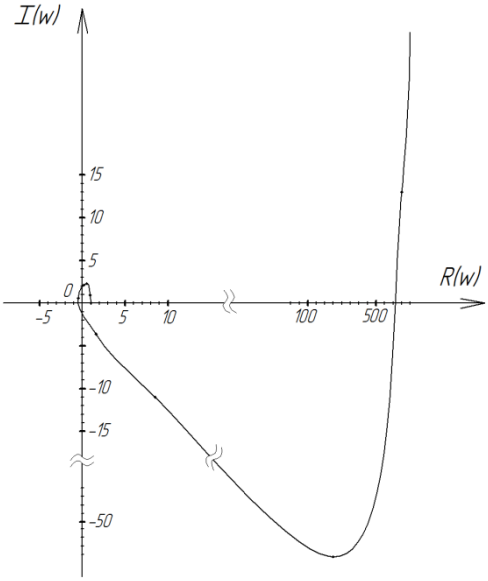


Рис. 27. Годограф Михайлова

Задание

Рассмотреть примеры на определение устойчивости по критериям Рауса, Гурвица и Михайлова, выданные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое устойчивость системы автоматического управления?
2. Как формулируется критерий устойчивости Рауса?
3. Как составить таблицу Рауса?
4. Как формулируется критерий устойчивости Гурвица?
5. Как составляется определитель Гурвица?
6. Как формулируется критерий устойчивости Михайлова?
7. Как построить годограф Михайлова?

Практическая работа № 8

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ МИКРОКЛИМАТОМ

Цель работы: ознакомиться с примерами реализации систем управления микроклиматом в овощехранилище.

Активное вентилирование позволяет поддерживать в хранилищах оптимальный температурно-влажностный режим. Обеспечивается удаление с поверхности овощей влаги и продуктов дыхания, ведущих к развитию болезнетворных бактерий.

Воздух в массу хранимого продукта подают при помощи приточных вентиляционных систем, оборудованных центробежными или осевыми вентиляторами. Для снижения температуры хранимого продукта наружный воздух нагнетается вентилятором через приточную шахту по вентиляционному каналу в массу продукта. При недопустимо низких и высоких температурах наружного воздуха вентилятор прогоняет через продукт внутренний (рециркуляционный) воздух, приточная камера в это время закрыта клапаном.

Рассмотрим процессы управления микроклиматом овощехранилищ при хранении картофеля.

Технологический процесс хранения картофеля можно разделить на три основных периода: *лечебный*, *охлаждения* и *хранения*.

В лечебный период с целью быстрого заживления механических повреждений картофеля необходимо поддерживать в межклубневом пространстве насыпи температуру на уровне 14...18°С и высокую относительную влажность воздуха (более 90%) с минимальным воздухообменом.

При температуре картофеля выше 18°С должна включаться активная вентиляция и подавать воздух температурой на 3...4°С ниже температуры массы хранимого продукта.

Если в закром хранилища заложен больной картофель (пораженный фитофторой, нематодой и т.п.), то лечебный период проводится при температуре 8...10°С с последующим охлаждением до 1...2°С. При закладке мокрого картофеля его немедленно подсушивают усиленной активной вентиляцией при относительной влажности воздуха не выше 80%.

В период охлаждения, который наступает после двухнедельного лечебного периода, температуру хранимого картофеля постепенно снижают до 2...4°С. Для этого клубни картофеля вентилируют наружным воздухом или смесью его с внутренним воздухом в те периоды суток, когда температура наружного воздуха не менее чем на 4...5°С ниже температуры насыпи картофеля. Охлаждают клубни медленно: на 0,5...0,6°С в сутки при максимальной влажности воздуха до 100%. Период охлаждения длится 20...25 суток.

Период хранения – это основной период. Он начинается, когда температура картофеля в насыпи достигает 3...4°С. Вентиляционные установки включаются при повышении температуры в насыпи до 4 °С и более. Зимой продукт активно вентилируют смесью наружного и внутреннего воздуха, а при больших морозах – только рециркуляционным воздухом. В остальные времена года насыпь вентилируют наружным воздухом, который забирают в наиболее холодное время суток, или воздухом, охлажденным в специальных холодильных установках.

Справиться с такими задачами могут полуавтоматические системы, которые поддерживают заданные параметры температуры, влажности, времени проведения вентилирования, нагревания, охлаждения и прочее.

Пример системы управления микроклиматом в хранилищах картофеля и других овощных культур вместимостью 100-2000 т представлен на рисунке 28 (схема хранилища), структурная схема системы приведена на рисунке 29.

Основу управляющего комплекса хранилищ корнеплодов составляет оборудование фирмы ОВЕН:

- модуль аналогового ввода МВА8 или МВ110;
- восьмиканальный модуль управления исполнительными механизмами МВУ8;
- ПИД-регуляторы управления задвижками ТРМ212 с интерфейсом RS-485;
- графическая панель оператора СП270 с оригинальной программой управления.

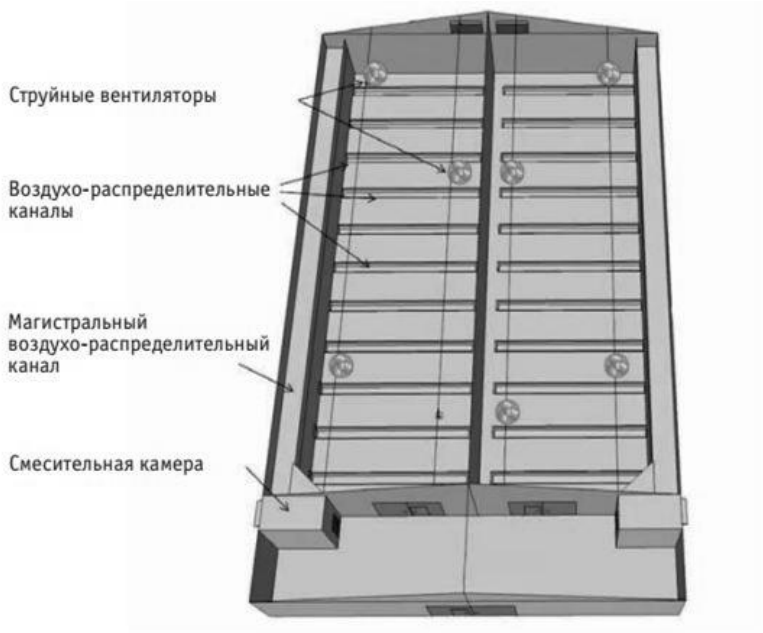


Рис. 28. Схема хранилища

Также в систему входят: ***первичные датчики***, ***электромеханические задвижки***, ***вентиляторы***, ***обогреватели***, ***увлажнитель***.

Такая система обеспечивает непрерывный режим работы в течение длительного времени и выполняет основные операции для поддержания микроклимата. Система управляет оборудованием по выбранному алгоритму и выполняет следующие основные функции:

- контроль температуры и влажности наружного воздуха, температуры в воздушных распределительных каналах и воздуха внутри хранилища, температуры продукта, влажности в хранилище;
- управление вентиляторами, приточными клапанами;
- управление системой увлажнения и охлаждения воздуха;
- сигнализация;
- обогрев овощехранилища.

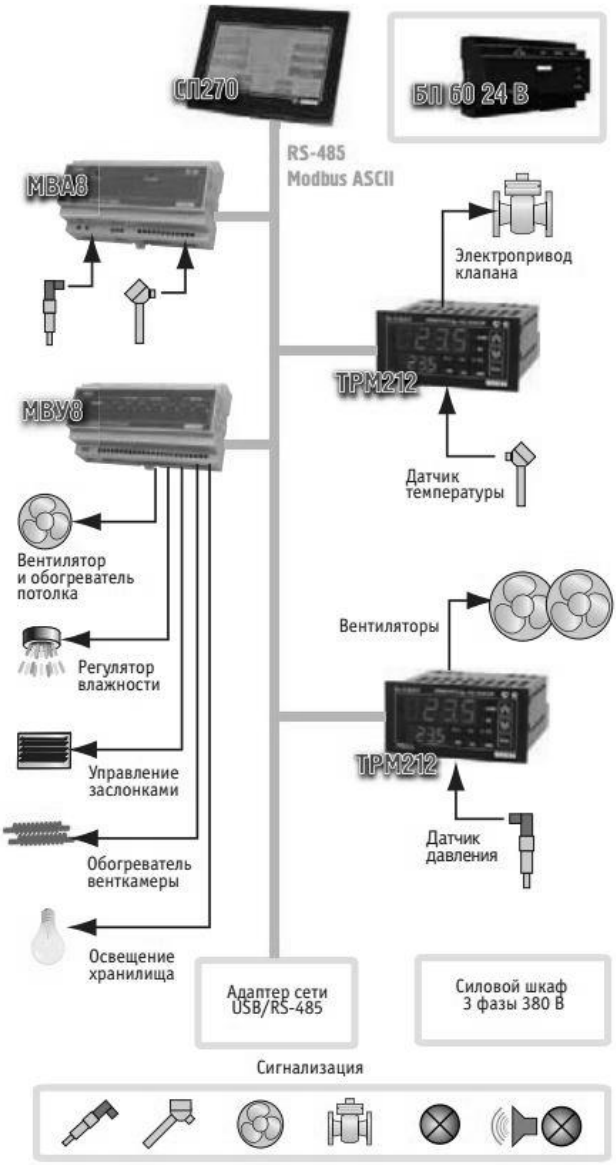


Рис. 29. Структурная схема системы управления микроклиматом в овощехранилищах

Основу модуля управления составляет ***панель оператора СП270*** с сенсорным управлением (рис. 30). Панель отображает параметры режимов, показания датчиков, расчетные и реальные значения системы. Оператор при помощи панели СП270 имеет возможность устанавливать режимы работы исполнительных устройств, наблюдать изменения показаний датчиков, получать информацию о работе отдельных элементов и системы в целом.

Рис. 30. Панель управления

Модуль ввода МВА8 усиливает, фильтрует и преобразует в цифровую форму сигналы от датчиков температуры и влажности и передает по цифровому интерфейсу RS-485 на панель СП270. Количество используемых модулей зависит от размеров хранилища и используемого числа первичных датчиков. В качестве первичных датчиков применяются термосопротивления ДТС50М с различной длиной монтажной части.

После выбора оператором режима система переходит в автоматическое управление исполнительными механизмами. Модуль исполнительных элементов обычно расположен рядом с силовым оборудованием венткамеры и управляет заслонками и вентиляторами в соответствии с полученными сигналами контроллера. Для управления впускными/выпускными клапанами используется ***ПИД-регулятор*** управления задвижками ***ТРМ212*** с интерфейсом ***RS-485***. Включение остального оборудования производится ***управляющим модулем МВУ8***.

В зависимости от конструкции хранилищ и требований решаемых задач меняется число и вид исполнительных элементов, количество первичных датчиков.

В ПИД-регуляторе ТРМ212 установлен модуль интерфейса RS-485, организованный по стандартному протоколу ОВЕН.

Интерфейс RS-485 позволяет:

- конфигурировать прибор на ПК;
- передавать в сеть текущие значения измеренной величины и выходной мощности регулятора, а также любых программируемых параметров.

Подключение ТРМ212 к ПК производится через адаптер АС3-М или АС4.

При интеграции ТРМ212 в АСУ ТП в качестве программного обеспечения можно использовать SCADA-систему Owen Process Manager или какую-либо другую программу.

Задание

Изучить систему управления микроклиматом в овощехранилище.

Контрольные вопросы

1. Назовите периоды и их параметры при хранении картофеля.
2. Какие основные функции выполняет система?
3. Опишите функции панели оператора СП270.
4. Опишите функции модуля ввода МВА8.
5. Назовите назначение интерфейса RS-485.

Практическая работа № 9

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ МОБИЛЬНЫМИ АГРЕГАТАМИ

Основную долю технологических процессов в полеводстве выполняют мобильные сельскохозяйственные агрегаты (самоходные комбайны, и совмещенные с трактором различные прицепные машины (орудия): почвообрабатывающие, посевные, для внесения удобрений, прореживания всходов с.-х. культур, дождевальные, уборочные и др.).

Мобильные агрегаты работают в сложных и различных почвенно-климатических условиях при многообразии случайных возмущений, различных неопределенностей, которые приводят к нарушениям энергетического и технологического режимов работы машин. Оператор одновременно с управлением агрегатом непрерывно контролирует ход технологического процесса, техническое состояние агрегата, а также обеспечивает безопасность его движения. В реальных условиях работы водитель практически не в состоянии своевременно принять правильное решение (создать управляющие воздействия) при восприятии и обработке огромного потока взаимозависимой информации, превышающей его физиологические возможности. Ручное управление такими агрегатами недостаточно эффективно, а потенциальные возможности их не используются в полном объеме в связи с ограничениями, вносимыми «человеческим фактором».

Для повышения технико-экономического и экологического уровней мобильных агрегатов используется автоматизация контроля и управления технологическими, энергетическими и эксплуатационными режимами работы мобильных агрегатов при минимальном участии человека.

Рассмотрим некоторые примеры систем контроля и автоматизации мобильных агрегатов в сельском хозяйстве.

Системы автоматического контроля работы посевных агрегатов.

Такие системы обеспечивают контроль частоты высева семян и количества технологического материала (семян, удобрений) в бункерах машин.

Функциональная схема таких систем (рис. 31) включает набор датчиков $Д_1...Д_n$ контролируемых параметров, установленных на посевном агрегате, блок усиления и преобразования сигналов датчиков (БУП) датчиков, монитор для оператора (установленный в кабине трактора или самоходного комбайна).

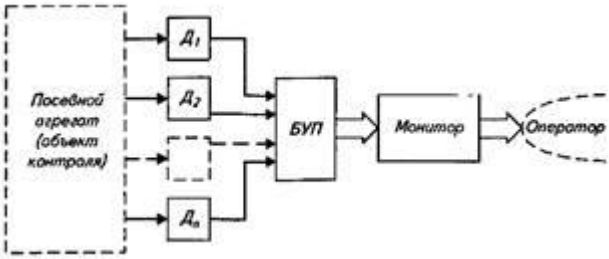


Рис. 31. Функциональная схема системы автоматического контроля работы посевного агрегата

Датчики основных контролируемых параметров (уровней семян, удобрений в бункерах сеялки и частоты высева семян) имеют фотоэлектрический принцип действия и состоят из оптически связанных между собой фотоприемника (например, фоторезистора, фотодиода) и светового излучателя (например, светодиода или лампы накаливания). Системы имеют режим «Проверка», при котором генерируется импульсная последовательность, имитирующая сигналы датчиков при нормальном протекании технологического процесса высева семян.

Электрическая схема устройства унифицированной системы контроля (УСАК) зерновой сеялки показана на рисунке 32.

Устройство имеет *12* идентичных каналов обработки сигналов от датчиков частоты высева семян. Каждый из каналов преобразования сигналов датчиков (световых излучателей *1* и фотодиодов *2* содержит усилитель 3, емкость *4* с электронным ключом *5*, световой индикатор (светодиод) *7*. Электронное реле *6* и блок звуковой сигнализации *8*.

При работе зерновой сеялки семена (поступающие из ее высевающих дисков) периодически прерывают световой поток между световым излучателем *1* и фотодиодом *2*, на выходе которого вырабатываются электрические импульсы, поступающие на вход усилителя *3* соответствующего канала контроля (семяпровода) и далее на электронный ключ *5* с емкостью *4*.

Если период следования импульсов меньше времени заряда емкости (конденсатора), то электронный ключ *5* соответствующего канала закрыт и его световой индикатор *7* не будет светиться. Если же произойдет сбой или нарушение (технологии высева семян) работы высевающего аппарата, то подача импульсов с фотодиодов *2* прекращается или их частота резко снижается. При этом емкость *4* заряжается до необходимого уровня напряжения, электронный ключ *5* срабатывает и включает соответствующий конкретному семяпроводу световой индикатор *7*. Оператору с блока звуковой сигнализации *8* подается при этом прерывистый сигнал.

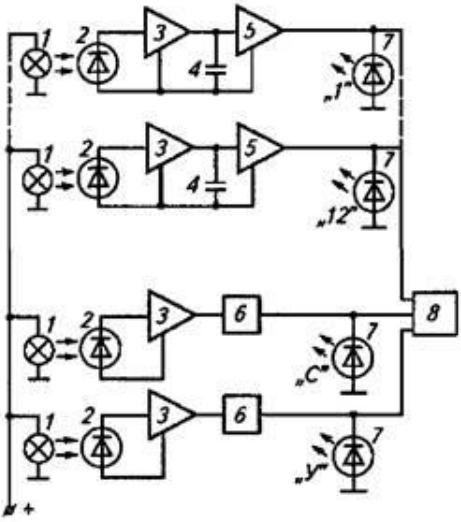


Рис 32. Электрическая схема системы УСАК зерновой сеялки

Датчики уровня технологического материала в бункере сеялки устанавливают в его нижней части. Если, например, уровень заполнения бункера семенами (удобрением) превышает место (высоту) установки датчика, то световой поток его излучателя не попадает на соответствующий фотодиод *2* и выходной ток последнего будет минимален. Если же этот уровень ниже места установки датчика, то на фотодиод попадает световой поток, что вызывает существенное возрастание силы тока (в цепи фотодиода) и его увеличение усилителем *3* до порога включения электронного реле *6* и светового указателя *7* минимального уровня семян «*С*» (удобрений «*У*»).

Устройство в виде электронного блока выполнено в герметичном корпусе, закрепленном на сеялке и имеющем электрические разъемы для подключения датчиков и источника электрической энергии (аккумулятора).

Таким образом, оператор, находясь в кабине трактора, получает достоверную информацию о наличии семян или удобрений в бункерах, а также о нарушениях работы конкретных семяпроводов высевающих аппаратов.

Такие системы позволяют существенно сократить сроки посева и повышают его качество.

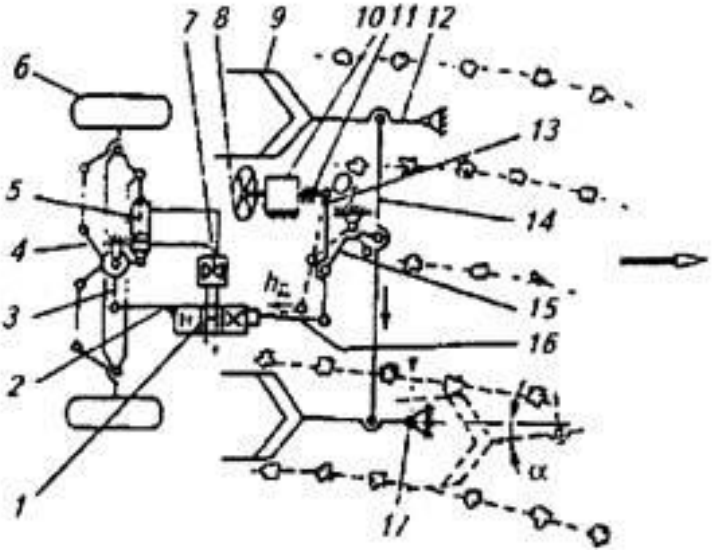
Система автоматического управления направлением движения кормоуборочной машины.

Такая система обеспечивает ориентацию кормоуборочной машины в процессе ее движения на рабочем гоне таким образом, что выкапывающие рабочие органы располагаются вдоль рядков убираемых корней. Это является необходимым условием надежного извлечения корней из почвы. Без управления направлением движения машина будет по разным причинам отклоняться от линии рядков и нормальный уборочный процесс будет невозможен. Технологическая и конструктивная схемы СУ приведены на рисунке 33.

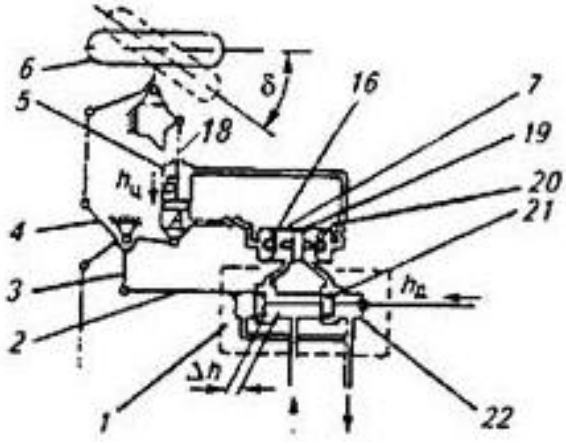
Органом управления направлением движения машины являются передние управляемые колеса *6*, положение которых, соответствующее прямолинейному движению машины, считается средним. По отношению к этому положению определяется реальный угол поворота управляемых колес δ, изменение положения которых осуществляется с помощью гидравлического исполнительного механизма *5*. Отклонение машины от линии рядков корней определяется датчиком системы управления.

Датчик системы автоматического вождения состоит из копирующего механизма, выполненного в виде двух (располагающихся в междурядьях) связанных между собой балансирной тягой *14* перьев-копиров *9*. Размах каждого пера равен ширине междурядья. Шарниры *17* являются базой ориентации. Изменение их положения относительно центра междурядья приводит к повороту стрел-копиров *12* и соответствующему поперечному перемещению балансирной тяги *14*, которое с помощью рычажного механизма

13, *15* преобразуется в пропорциональное смещение машины от линии рядков перемещением h_o штанги *16*.



а



б

Рис. 33. Схемы системы автоматического вождения самоходной корнеуборочной машины:
а – принципиальная; б – исполнительного механизма

При искривлении линии рядков, например, вправо (по ходу движения), перья копирующего механизма поворачиваются относительно базы ориентации против часовой стрелки (показано штриховыми линиями). Это вызывает поворот рычага *15* по часовой стрелке. При отсутствии воздействия на рулевое колесо *8* с усилителем *10* со стороны оператора штанга *11* неподвижна. Поэтому поворот рычага *15* ведет к повороту дифференциального рычага *13* относительно шарнира O_1 и перемещению влево штанги *16*. Рычажные механизмы *15, 13* выполняют функции передающего преобразователя датчика.

Гидравлический исполнительный механизм системы управления состоит из золотникового гидрораспределителя *1* с блоком *7* гидрозамковых клапанов и гидроцилиндра 5 (рис. 33, *б*). Выходным воздействием исполнительного механизма является перемещение гидроцилиндра $h_ц$ или пропорциональный ему угол δ поворота управляемых колес. Гидрораспределитель *1* имеет подвижные относительно друг друга корпус *22* и золотник *21*. Золотник соединен со штангой *16* датчика, и перемещение золотника вдоль корпуса распределителя при неподвижном гидроцилиндре равно перемещению штанги датчика.

При смещении золотника *21* относительно среднего положения рабочих окон (например, под воздействием датчика) влево рабочие окна открываются справа, и происходит соединение левого выходного канала гидрораспределителя с напорной магистралью, а правого канала – со сливной. Плунжер *19* гидрозамков под односторонним действием давления слева перемещается вправо, открывая первый шариковый клапан *20* и подключая тем самым штоковую полость *Б* гидроцилиндра 5 к соединенному со сливом правому выходному каналу гидрораспределителя. Одновременно под действием напора открывается левый шариковый клапан гидрозамка, соединяя бесштоковую полость *А* гидроцилиндра с левым его выходным каналом. При этом масло поступает из напорной магистрали в бесштоковую полость *а* гидроцилиндра, а из штоковой полости *Б* – на слив (в бак гидросистемы). Под действием перепада давлений гидроцилиндр со штоком *18* перемещается в сторону полости *А*, поворачивая рычаг рулевых трапеций *4* и соответственно управляемые колеса *6* по часовой стрелке.

Рычажные механизмы *2*, *3*, связывающие гидроцилиндр и его корпус, выполняют функцию обратной связи. Перемещение корпуса гидроцилиндра под действием обратной связи происходит пропорционально перемещению гидроцилиндра. Текущее открытие рабочих окон гидрораспределителя в результате действия обратной связи равно разности Δh перемещений золотника и корпуса. Таким образом, при смещении базы ориентации машины от линии рядков растений система автоматического вождения поворачивает управляемые колеса на угол, пропорциональный этому смещению.

Задание 1

Изучить устройство и принцип работы системы автоматического контроля работы посевных агрегатов.

Задание 2

Изучить устройство и принцип работы системы автоматического управления направлением движения кормоуборочной машины.

Контрольные вопросы

1. Опишите функциональную схему системы автоматического контроля работы посевных агрегатов.
2. Какие из ранее изученных датчиков используются в системе автоматического контроля работы посевных агрегатов? Опишите принцип их действия.
3. Опишите технологическую и конструктивную схемы системы автоматического управления направлением движения кормоуборочной машины.
4. Какие технические средства автоматики использованы в системе автоматического управления направлением движения кормоуборочной машины?
5. Опишите принцип работы гидравлического исполнительного механизма системы управления направлением движения кормоуборочной машины.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

Структура расчетно-графической работы

Расчетно-графическая работа состоит из двух задач и выполняется обучающимися в соответствии с выданным вариантом.

Расчетно-графическая работа должна содержать: титульный лист, задание, оглавление, основную часть, список использованной литературы и источников.

Титульный лист оформляется по образцу, приведенному в приложении 1.

Задание содержит основные исходные данные для выполнения расчетно-графической работы (прил. 2).

Оглавление включает наименование всех разделов, подразделов с указанием номера страниц.

В **основной части** работы должны содержаться соответствующие теоретические сведения, используемые исходные данные, необходимые расчеты и дана оценка их результатов.

В **списке использованной литературы и источников** приводится список литературы, использованной при выполнении расчетно-графической работы, оформленный согласно ГОСТ 7.1–2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание».

Правила оформления

Текст работы может быть выполнен рукописным способом или с применением печатающих устройств.

Оформление работы должно соответствовать ГОСТ 2.105–95 «ЕСКД. Общие требования к текстовым документам». Размер шрифта – 14, Times New Roman, абзацный отступ 1,25 см, межстрочный интервал – полуторный.

Текст и расчеты выполняются на одной стороне листа белой бумаги формата А4 (210×297) по ГОСТ 2.301-68. Размеры полей: левое – 30 мм, правое – 10 мм, верхнее – 15 мм, нижнее – 20 мм.

Текст основной части делят на разделы по количеству задач и подразделы. Заголовки разделов пишутся симметрично тексту прописными буквами. Заголовки подразделов – строчными.

Расстояние между заголовками разделов и текстом должно быть равно 7-10 мм (три пробела). Заголовки подразделов отделяются от текста сверху и снизу одним межстрочным интервалом.

Страницы работы нумеруются арабскими цифрами, номер проставляют в центре нижней части листа, начиная со второй страницы. На титульном листе номер не ставится, но включается в общую нумерацию.

Иллюстрации обозначаются «Рис.» и нумеруются последовательно арабскими цифрами сквозной нумерацией или в пределах каждого раздела.

Таблицы должны быть помещены в тексте после абзацев, содержащих ссылку на них. Допускается приводить таблицы на следующей после ссылки странице. Таблицы нумеруются сквозной нумерацией или в пределах одного раздела. Перед таблицей (справа) печатается слово «Таблица», указывается ее номер. Название таблицы печатается в середине следующей строки.

Формулы нумеруют арабскими цифрами в пределах раздела. Номер формулы состоит из номера раздела и порядкового номера формулы в разделе, разделенных точкой. Номер указывают с правой стороны листа в круглых скобках. Формулы выделяют из текста свободными строками.

Графический материал (годограф Михайлова) выполняют на миллиметровой бумаге карандашом или с использованием графического редактора.

ЗАДАЧА № 1. СОСТАВЛЕНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Задание: изобразить принципиальную схему и описать работу автоматической системы управления. Составить функциональную схему этой автоматической системы, выделить в ней воздействия, объект управления, сравнивающий, воспринимающий и др. органы.

Автоматическая система выбирается согласно варианту из таблицы 11. Описание указанных систем приведено в учебном издании [1].

Таблица 11

Автоматические системы управления (к задаче № 1)

№ варианта	Автоматическая система
1	2
1; 31; 61	Контроля автоматического положения рабочих органов кукурузоуборочных агрегатов [с. 85]
2; 32; 62	Управления рабочими органами прореживателей сахарной свеклы [с. 88]
3; 33; 63	Управления положением остова зерноуборочного комбайна [с. 91]
4; 34; 64	Управления загрузкой рабочих органов уборочных комбайнов [с. 92]
5; 35; 65	Управления направлением движения мобильных сельскохозяйственных агрегатов [с. 95]
6; 36; 66	Регулирования нормы внесения жидких компонентов [с. 99]
7; 37; 67	Регулирования обогрева почвы в пленочных теплицах [с. 139]
8; 38; 68	Управления поршнем-заглушкой в бункере активного вентилирования [с. 158]
9; 39; 69	Регулирования температурного режима в овощехранилище [с. 171]
10; 40; 70	Управления сортировкой картофеля [с. 183]
11; 41; 71	Управления температурой теплоносителя агрегатов для приготовления травяной муки [с. 190]
12; 42; 72	Управления раздачей кормов кормораздатчиком РВК-Ф-74 [с. 212]
13; 43; 73	Управления охлаждением молока [с. 231]

Окончание таблицы 11

1	2
14; 44; 74	Управления кормлением птицы [с. 236]
15; 45; 75	Управления сортировкой яиц [с. 241]
16; 46	Управления вентиляционным оборудованием «Климат» [с. 250]
17; 47	Управления вентиляционными установками (приточно-вытяжной установки ПВУ) [с. 251]
18; 48	Управления тепловентилятором типа ТВ [с. 252]
19; 49	Управления нагревательными установками (теплогенератор ТГ) [с. 253]
20; 50	Управления электрокалориферной установкой СФОЦ [с. 257]
21; 51	Управления освещением птичников [с. 260]
22; 52	Управления безбашенной насосной установкой [с. 262]
23; 53	Управления башенной водокачкой [с. 263]
24; 54	Управления стационарной системой дождевания [с. 273]
25; 55	Управления установками капельного орошения [с. 275]
26; 56	Управления насосными станциями для мелиорации [с. 276]
27; 57	Управления перекачкой сточных вод [с. 279]
28; 58	Регулирования температуры воды водонагревательной котельной [с. 288]
29; 59	Управления элементного водонагревателя [с. 300]
30; 60	Управления электродного водонагревателя [с. 300]

Пример выполнения задачи № 1 приведен в практической работе № 5.

ЗАДАЧА № 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Задание: определить устойчивость системы автоматического управления.

Для определения устойчивости САУ необходимо:

1. Определить передаточную функцию САУ, структурная схема которой выбирается по рисунку 34 согласно варианту.

Заштрихованный сектор сравнивающего органа означает, что обратная связь отрицательная, незаштрихованный – связь положительная.

Передаточная функция каждого звена $W_i(p)$, входящего в схему, определяется по дифференциальному уравнению, приведенному в таблице 12, согласно варианту.

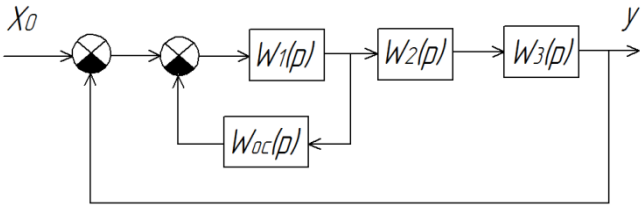
Для этого необходимо:

- согласно структурной схеме составить формулу для определения общей передаточной функции САУ $W(p)$;
- по дифференциальному уравнению звеньев определить их передаточные функции $W_i(p)$;
- определить общую передаточную функцию, подставив в формулу вместо звеньев $W_i(p)$ их передаточные функции.

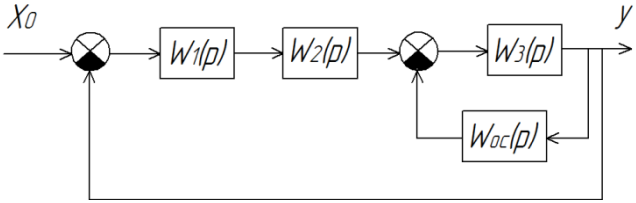
2. Записать характеристическое уравнение САУ (для этого знаменатель передаточной функции приравнять к нулю). Определить устойчивость САУ по критериям Рауса, Гурвица и Михайлова. Для этого необходимо:

- привести формулировку соответствующего критерия устойчивости;
- выполнить необходимые вычисления;
- сделать вывод об устойчивости системы.

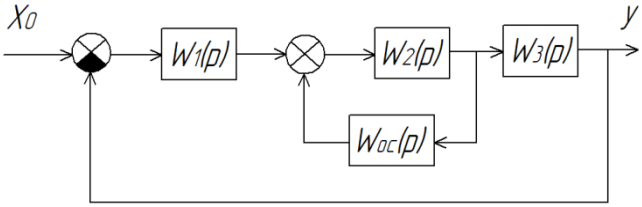
Пример выполнения задачи № 2 приведен в практических работах № 6 и 7.



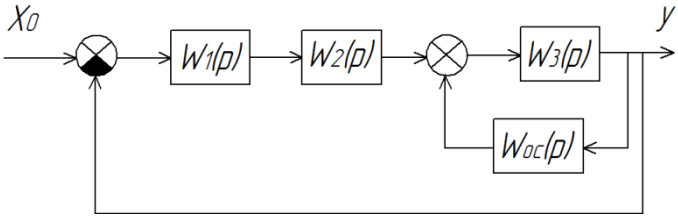
а)



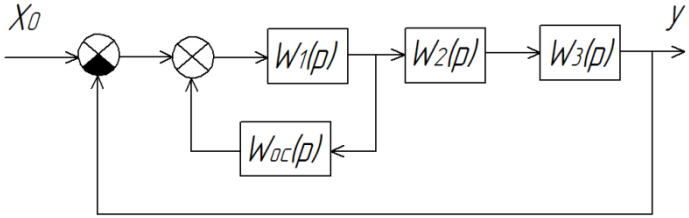
б)



в)



г)



д)

Рис. 34. Исходные структурные схемы к задаче № 2

Таблица 12

Исходные данные к задаче № 2

№ варианта	№ схемы	Дифференциальные уравнения звеньев			
		$W_1(p)$	$W_2(p)$	$W_3(p)$	$W_{oc}(p)$
1	2	3	4	5	6
1	а	$7{,}6y = 126x$	$32\frac{d^2y}{dt^2} + 42\frac{dy}{dt} + 6y = 9x$	$22\frac{d^2y}{dt^2} + 55\frac{dy}{dt} + y = 11x$	$0{,}1\frac{dy}{dt} = 10x$
2	б	$5\frac{d^2y}{dt^2} + 10\frac{dy}{dt} + y = 7x$	$3\frac{dy}{dt} + y = 6x$	$14y = 280x$	$5y = 50x$
3	в	$7\frac{dy}{dt} + y = 16x$	$22\frac{d^2y}{dt^2} + 5\frac{dy}{dt} + y = 17x$	$100y = 1000x$	$5\frac{dy}{dt} = 20x$
4	г	$18\frac{dy}{dt} + y = 36x$	$44\frac{dy}{dt} + y = 11x$	$8\frac{dy}{dt} + y = 80x$	$26\frac{dy}{dt} + y = 52x$
5	д	$\frac{d^2y}{dt^2} + \frac{dy}{dt} + y = x$	$6\frac{dy}{dt} + y = 67x$	$0{,}8\frac{dy}{dt} + y = 68x$	$23y = 230x$
6	а	$0{,}8\frac{d^2y}{dt^2} + 5{,}1\frac{dy}{dt} + y = 6{,}1x$	$10\frac{dy}{dt} + y = 23x$	$10\frac{dy}{dt} = 100x$	$50y = 5x$
7	б	$3\frac{dy}{dt} + y = 6x$	$42\frac{d^2y}{dt^2} + 21\frac{dy}{dt} + y = 32x$	$4\frac{dy}{dt} = 40x$	$41y = 82x$
8	в	$5{,}2\frac{d^2y}{dt^2} = 520x$	$26\frac{d^2y}{dt^2} + 3{,}1\frac{dy}{dt} + y = 10x$	$6{,}2y + 62x$	$12y = 24x$
9	г	$0{,}3\frac{dy}{dt} + y = 40x$	$26\frac{d^3y}{dt^3} + 4\frac{d^2y}{dt^2} + 5\frac{dy}{dt} + y = 9x$	$6\frac{dy}{dt} + y = 5x$	$8y = 16x$
10	д	$4{,}6\frac{dy}{dt} + y = 36x$	$12\frac{dy}{dt} = 24x$	$114\frac{d^2y}{dt^2} + 67\frac{dy}{dt} + y = 31x$	$5{,}5y = 55x$

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
11	а	$8{,}8y = 88x$	$3{,}6\frac{dy}{dt} + y = 7x$	$11\frac{d^2y}{dt^2} + 0{,}5\frac{dy}{dt} + +y = 15x$	$21y = 210x$
12	б	$0{,}5\frac{dy}{dt} + y = = 15x$	$48\frac{d^2y}{dt^2} + 5{,}4\frac{dy}{dt} + +y = 12x$	$0{,}4y = 40x$	$154\frac{dy}{dt} = 10x$
13	в	$3{,}2\frac{d^2y}{dt} + +0{,}5\frac{dy}{dt} = 64x$	$3{,}8\frac{d^2y}{dt^2} + 3{,}1\frac{dy}{dt} + +y = 62x$	$4{,}5\frac{dy}{dt} + y = 65x$	$58y = 116x$
14	г	$67\frac{d^2y}{dt^2} + +4{,}2\frac{dy}{dt} + y = x$	$7{,}2\frac{dy}{dt} + y = 5{,}6x$	$44\frac{dy}{dt} + y = 4{,}1x$	$2y = 22x$
15	д	$56\frac{dy}{dt} + y = 12x$	$526\frac{dy}{dt} + y = 10x$	$5\frac{d^2y}{dt^2} = 50x$	$26y = 520x$
16	а	$5\frac{dy}{dt} + y = 55x$	$36\frac{d^2y}{dt^2} + 0{,}6\frac{dy}{dt} + +y = 10x$	$2{,}1\frac{dy}{dt} + y = 4{,}2x$	$16y = 0{,}1x$
17	б	$42\frac{d^2y}{dt^2} + 5\frac{dy}{dt} + +y = 21x$	$54\frac{dy}{dt} + y = 3x$	$5\frac{dy}{dt} = 11x$	$16y = 1{,}6x$
18	в	$0{,}5\frac{dy}{dt} + y = 35x$	$0{,}6\frac{d^3y}{dt^3} + 6\frac{d^2y}{dt^2} + +4\frac{dy}{dt} + y = 12x$	$16\frac{dy}{dt} = 32\frac{dx}{dt}$	$4y = 4x$
19	г	$22\frac{d^4y}{dt^4} + 11\frac{d^3y}{dt^3} + +33\frac{d^2y}{dt} = 11x$	$4\frac{dy}{dt} + y = 32x$	$16y = 32x$	$9y = 9x$
20	д	$\frac{dy}{dt} = 47x$	$35y = 350x$	$26\frac{d^3y}{dt^3} + 24\frac{d^2y}{dt^2} + +5\frac{dy}{dt} + y = 3x$	$25y = 250x$

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
21	а	$4{,}2\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+5{,}6\frac{dy}{dt}+y=6x$	$44\frac{dy}{dt}+y=0{,}1x$	$28\frac{dy}{dt}=56x$	$0{,}5y=10x$
22	б	$0{,}06\frac{d^2y}{dt^2}+6\frac{dy}{dt}+$ $+y=6{,}6x$	$64\frac{d^2y}{dt^2}+32\frac{dy}{dt}+$ $+y=5x$	$15{,}5y+0{,}5y=32x$	$7{,}7y=77x$
23	в	$45\frac{d^2y}{dt^2}+15\frac{dy}{dt}+$ $+y=6x$	$6{,}5\frac{d^2y}{dt^2}=5x$	$5\frac{dy}{dt}+y=12x$	$10y=10x$
24	г	$41\frac{dy}{dt}+y=10x$	$0{,}5y=5{,}6\frac{dx}{dt}$	$22\frac{d^2y}{dt^2}+6\frac{dy}{dt}=$ $=11x$	$10y=$ $=1000x$
25	д	$30y=300x$	$53y=106\frac{dx}{dt}$	$43\frac{d^2y}{dt^2}+43\frac{dy}{dt}+$ $+y=4x$	$0{,}1\frac{dy}{dt}=$ $=10x$
26	а	$2{,}6y=112x$	$16\frac{d^2y}{dt^2}+22\frac{dy}{dt}+$ $+3y=6x$	$11\frac{d^2y}{dt^2}+44\frac{dy}{dt}+$ $+y=5{,}5x$	$0{,}2\frac{dy}{dt}=$ $=10x$
27	б	$15\frac{d^2y}{dt^2}+10\frac{dy}{dt}+$ $+y=5x$	$9\frac{dy}{dt}+y=6x$	$7y=280x$	$10y=50x$
28	в	$56\frac{dy}{dt}+y=16x$	$11\frac{d^2y}{dt^2}+4\frac{dy}{dt}+y=$ $=15x$	$10y=100x$	$5\frac{dy}{dt}=25x$
29	г	$9\frac{dy}{dt}+y=18x$	$33\frac{dy}{dt}+y=11x$	$0{,}6\frac{dy}{dt}+y=60x$	$26\frac{dy}{dt}+$ $+y=52x$
30	д	$14\frac{d^2y}{dt^2}+\frac{dy}{dt}+$ $+y=2x$	$6\frac{dy}{dt}+y=6{,}6x$	$0{,}8\frac{dy}{dt}+y=$ $=66x$	$22y=220x$
31	а	$0{,}6\frac{d^2y}{dt^2}+5{,}2\frac{dy}{dt}+$ $+y=6{,}1x$	$30\frac{dy}{dt}+y=22x$	$10\frac{dy}{dt}=100x$	$70y=5x$

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
32	б	$13\frac{dy}{dt}+y=6x$	$21\frac{d^2y}{dt^2}+10\frac{dy}{dt}+$ $+y=2{,}6x$	$8\frac{dy}{dt}=4x$	$56y=112x$
33	в	$2{,}2\frac{d^2y}{dt^2}=20x$	$2{,}6\frac{d^2y}{dt^2}+3{,}1\frac{dy}{dt}+$ $+y=8x$	$6{,}1y+61x$	$11y=22x$
34	г	$0{,}5\frac{dy}{dt}+y=40x$	$36\frac{d^3y}{dt^3}+4\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+5\frac{dy}{dt}+y=9x$	$6\frac{dy}{dt}+y=8x$	$18y=36x$
35	д	$9{,}6\frac{dy}{dt}+y=3{,}8x$	$14\frac{dy}{dt}=2{,}4x$	$11{,}4\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+6{,}7\frac{dy}{dt}+y=3x$	$5{,}5y=55x$
36	а	$8{,}8y=88x$	$3{,}6\frac{dy}{dt}+y=7x$	$11\frac{d^2y}{dt^2}+0{,}5\frac{dy}{dt}+$ $+y=15x$	$21y=210x$
37	б	$0{,}5\frac{dy}{dt}+y=15x$	$48\frac{d^2y}{dt^2}+5{,}4\frac{dy}{dt}+$ $+y=12x$	$0{,}4y=40x$	$154\frac{dy}{dt}=$ $=10x$
38	в	$3{,}2\frac{d^2y}{dt}+0{,}5\frac{dy}{dt}=$ $=4x$	$3{,}8\frac{d^2y}{dt^2}+3{,}1\frac{dy}{dt}+$ $+y=6{,}2x$	$4{,}5\frac{dy}{dt}+y=x$	$58y=116x$
39	г	$67\frac{d^2y}{dt^2}+4{,}2\frac{dy}{dt}+$ $+y=x$	$7{,}2\frac{dy}{dt}+y=5{,}6x$	$44\frac{dy}{dt}+y=4{,}1x$	$2y=22x$
40	д	$56\frac{dy}{dt}+y=12x$	$526\frac{dy}{dt}+y=10x$	$5\frac{d^2y}{dt^2}=50x$	$26y=520x$
41	а	$5\frac{dy}{dt}+y=55x$	$36\frac{d^2y}{dt^2}+0{,}6\frac{dy}{dt}+$ $+y=10x$	$2{,}1\frac{dy}{dt}+y=4{,}2x$	$16y=0{,}1x$
42	б	$42\frac{d^2y}{dt^2}+0{,}5\frac{dy}{dt}+$ $+y=21x$	$54\frac{dy}{dt}+y=3x$	$5\frac{dy}{dt}=11x$	$16y=1{,}6x$

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
43	в	$0{,}2\frac{dy}{dt}+y=5x$	$6\frac{d^3y}{dt^3}+\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+5{,}4\frac{dy}{dt}+y=12x$	$16\frac{dy}{dt}=32\frac{dx}{dt}$	$4y=4x$
44	г	$6\frac{d^4y}{dt^4}+5\frac{d^3y}{dt^3}+$ $+\frac{d^2y}{dt}=10{,}5x$	$2\frac{dy}{dt}+y=12x$	$6y=12x$	$10y=10x$
45	д	$13\frac{dy}{dt}=52x$	$32y=320x$	$6\frac{d^3y}{dt^3}+4\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+\frac{dy}{dt}+y=3x$	$15y=$ $=150x$
46	а	$2{,}2\frac{d^2y}{dt^2}+3\frac{dy}{dt}+$ $+y=6{,}6x$	$4{,}4\frac{dy}{dt}+y=$ $=0{,}2x$	$18\frac{dy}{dt}=56x$	$0{,}3y=$ $=10x$
47	б	$0{,}2\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+2\frac{dy}{dt}+y=22x$	$62\frac{d^2y}{dt^2}+30\frac{dy}{dt}+$ $+y=5{,}1x$	$15{,}2y+0{,}2y=$ $=3{,}2x$	$77y=$ $=770x$
48	в	$4{,}5\frac{d^2y}{dt^2}+\frac{dy}{dt}+$ $+y=0{,}6x$	$6{,}3\frac{d^2y}{dt^2}=63x$	$0{,}5\frac{dy}{dt}+y=1{,}2x$	$19y=19x$
49	г	$4{,}1\frac{dy}{dt}+y=$ $=41x$	$0{,}3y=53\frac{dx}{dt}$	$20\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+60\frac{dy}{dt}=10x$	$10y=$ $=1000x$
50	д	$20y=200x_1$	$53y=106\frac{dx}{dt}$	$41\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+4{,}1\frac{dy}{dt}+y=4x$	$0{,}1\frac{dy}{dt}=$ $=11x$
51	а	$16\frac{d^2y}{dt^2}+22\frac{dy}{dt}+$ $+y=6x$	$2{,}6y=112x$	$11\frac{d^2y}{dt^2}+44\frac{dy}{dt}+$ $+y=5{,}5x$	$0{,}1\frac{dy}{dt}=$ $=12x$

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
52	б	$9\frac{dy}{dt}+y=6x$	$15\frac{d^2y}{dt^2}+10\frac{dy}{dt}+$ $+y=5x$	$7y=280x$	$12y=24x$
53	в	$11\frac{d^2y}{dt^2}+4\frac{dy}{dt}+$ $+y=15x$	$56\frac{dy}{dt}+y=16x$	$10y=100x$	$15\frac{dy}{dt}=2{,}2x$
54	г	$33\frac{dy}{dt}+y=11x$	$9\frac{dy}{dt}+y=18x$	$0{,}6\frac{dy}{dt}+y=60x$	$26\frac{dy}{dt}+$ $+y=2x$
55	д	$6\frac{dy}{dt}+y=6{,}6x$	$14\frac{d^2y}{dt^2}+\frac{dy}{dt}+y=$ $=2x$	$0{,}8\frac{dy}{dt}+y=$ $=66x$	$220y=$ $=2200x$
56	а	$30\frac{dy}{dt}+y=22x$	$0{,}6\frac{d^2y}{dt^2}+5{,}2\frac{dy}{dt}+y=$ $=6{,}1x$	$10\frac{dy}{dt}=100x$	$35y=5x$
57	б	$21\frac{d^2y}{dt^2}+10\frac{dy}{dt}+$ $+y=26x$	$13\frac{dy}{dt}+y=6x$	$8\frac{dy}{dt}=40x$	$8y=11{,}2x$
58	в	$2{,}6\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+3{,}1\frac{dy}{dt}+y=8x$	$2{,}2\frac{d^2y}{dt^2}=20x$	$6{,}1y+61x$	$14y=280x$
59	г	$36\frac{d^3y}{dt^3}+4\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+5\frac{dy}{dt}+y=9x$	$0{,}5\frac{dy}{dt}+y=40x$	$18y=36x$	$6\frac{dy}{dt}+y=8x$
60	д	$14\frac{dy}{dt}=24x$	$9{,}6\frac{dy}{dt}+y=38x$	$1{,}4\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+7\frac{dy}{dt}+y=3{,}1x$	$55y=550x$
61	а	$3{,}6\frac{dy}{dt}+y=7x$	$8{,}8y=88x$	$11\frac{d^2y}{dt^2}+0{,}5\frac{dy}{dt}+$ $+y=14x$	$21y=210x$
62	б	$48\frac{d^2y}{dt^2}+5{,}4\frac{dy}{dt}+$ $+y=12x$	$0{,}5\frac{dy}{dt}+y=15x$	$154\frac{dy}{dt}=10x$	$0{,}4y=40x$

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
63	в	$3{,}8\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+3{,}1\frac{dy}{dt}+y=2x$	$3{,}2\frac{d^2y}{dt}+0{,}5\frac{dy}{dt}=$ $=4x$	$58y=116x$	$4{,}5\frac{dy}{dt}+$ $+y=65x$
64	г	$7{,}2\frac{dy}{dt}+y=5{,}6x$	$67\frac{d^2y}{dt^2}+4{,}2\frac{dy}{dt}+$ $+y=x$	$2y=22x$	$44\frac{dy}{dt}+y=$ $=4{,}1x$
65	д	$52\frac{dy}{dt}+y=10x$	$56\frac{dy}{dt}+y=12x$	$26y=52x$	$5\frac{d^2y}{dt^2}=50x$
66	а	$36\frac{d^2y}{dt^2}+0{,}6\frac{dy}{dt}+$ $+y=10x$	$5\frac{dy}{dt}+y=5x$	$16y=0{,}1x$	$2{,}1\frac{dy}{dt}+$ $+y=4{,}2x$
67	б	$54\frac{dy}{dt}+y=3x$	$42\frac{d^2y}{dt^2}+0{,}5\frac{dy}{dt}+$ $+y=21x$	$16y=1{,}6x$	$5\frac{dy}{dt}=11x$
68	в	$6\frac{d^3y}{dt^3}+\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+5{,}4\frac{dy}{dt}+y=12x$	$0{,}2\frac{dy}{dt}+y=5x$	$4y=4x$	$16\frac{dy}{dt}=$ $=32\frac{dx}{dt}$
69	г	$2\frac{dy}{dt}+y=12x$	$6\frac{d^4y}{dt^4}+5\frac{d^3y}{dt^3}+$ $+32\frac{d^2y}{dt}=10x$	$10y=10x$	$6y=12x$
70	д	$6\frac{d^3y}{dt^3}+\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+4{,}1\frac{dy}{dt}+y=3x$	$13\frac{dy}{dt}=52x$	$32y=320x$	$19y=$ $=190x$
71	а	$4{,}4\frac{dy}{dt}+y=$ $=0{,}2x$	$2{,}2\frac{d^2y}{dt^2}+3{,}6\frac{dy}{dt}+$ $+y=6{,}6x$	$0{,}3y=10x$	$18\frac{dy}{dt}=$ $=56x$

Окончание таблицы 12

1	2	3	4	5	6
72	б	$6\frac{d^2y}{dt^2}+30\frac{dy}{dt}+$ $+y=5{,}1x$	$0{,}02\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+2\frac{dy}{dt}+y=22x$	$77y=770x$	$15{,}2y+$ $+0{,}2y=3{,}2x$
73	в	$6{,}3\frac{d^2y}{dt^2}=63x$	$4{,}5\frac{d^2y}{dt^2}+1{,}5\frac{dy}{dt}+$ $+y=0{,}6x$	$19y=19x$	$0{,}5\frac{dy}{dt}+$ $+y=1{,}2x$
74	г	$0{,}3y=53\frac{dx}{dt}$	$4{,}1\frac{dy}{dt}+y=$ $=41x$	$2\frac{d^2y}{dt^2}+6\frac{dy}{dt}=$ $=x$	$9y=$ $=90x$
75	д	$53y=106\frac{dx}{dt}$	$20y=200x$	$41\frac{d^2y}{dt^2}+$ $+4{,}1\frac{dy}{dt}+y=4x$	$0{,}2\frac{dy}{dt}=$ $=44x$

Приложения

Приложение 1

Пример оформления титульного листа

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Самарская государственная сельскохозяйственная академия»

Кафедра «Электрификация и автоматизация АПК»

РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА

по дисциплине Автоматика

Выполнил:
Студент __ курса
Группы __
Направление подготовки _____
Личный номер _____
(номер зачётной книжки)
_____
(фамилия, имя, отчество студента полностью)

Проверил: _____ / _____ /
(подпись) *(инициалы, фамилия)*
Оценка _____
(зачтено/не зачтено)

Самара 20___

Приложение 2

Пример оформления задания

ЗАДАНИЕ

на расчетно-графическую работу по дисциплине
Автоматика

Вариант __

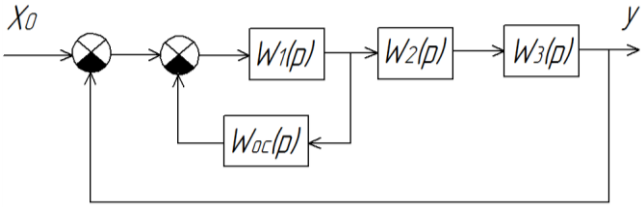
ЗАДАЧА № 1

Система контроля автоматического положения рабочих органов кукурузоуборочных агрегатов.

ЗАДАЧА № 2

№ схемы	Дифференциальные уравнения звеньев			
	$W_1(p)$	$W_2(p)$	$W_3(p)$	$W_{oc}(p)$
а	$7{,}6y = 126x$	$32\frac{d^2y}{dt^2} + 42\frac{dy}{dt} + 6y = 9x$	$22\frac{d^2y}{dt^2} + 55\frac{dy}{dt} + 11y = 11x$	$0{,}1\frac{dy}{dt} = 10x$

Структурная схема



РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Бородин, И. Ф. Автоматизация технологических процессов / И. Ф. Бородин, Ю. А. Судник. – М. : КолосС, 2007. – 344 с.

2. Загинайлов, В. И. Основы автоматики / В. И Загинайлов, Л. Н. Шеповалова. – М. : Колос, 2001. – 336 с.

3. Гордеев, А. С. Основы автоматики : учебное пособие. – Электрон. дан. – Мичуринск : Мичуринский ГАУ, 2006. – 213 с. http://window.edu.ru/resource/503/64503/files/0284.pdf.

4. Шишкова, М. Г. Автоматика и автоматизация производственных процессов : курс лекций / М. Г. Шишкова. Красноярск : СибГТУ, 2012. – 200 с. http://rucont.ru/efd/282792.

5. Борисов, А. М. Программируемые устройства автоматизации : учебное пособие / А. М. Борисов, А. С. Нестеров, Н. А. Логинова. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2010. – 186 с. http://window.edu.ru/resource/558/77558.

6. Гриднева, Т. С. Автоматика : практикум / Т. С. Гриднева, С. С. Нугманов, С. В. Машков [и др.]. – Кинель : РИЦ СГСХА, 2016. – 108 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие…….…… 3
Практическая работа № 1. Структурные и функционально-технологические схемы автоматики……..…….. 4
Практическая работа № 2. Принципиальные электрические схемы …….. 13
Практическая работа № 3. Схемы соединений и подключений, щиты и пульты автоматики…….. 22
Практическая работа № 4. Основные принципы алгебры логики…….. 31
Практическая работа № 5. Функциональные и структурные схемы систем автоматического управления…… 36
Практическая работа № 6. Определение передаточной функции систем автоматического управления……... 43
Практическая работа № 7. Определение устойчивости систем автоматического управления……. 49
Практическая работа № 8. Системы автоматизации управления микроклиматом…… 57
Практическая работа № 9. Системы автоматизации управления мобильными агрегатами …… 63
Методические рекомендации по выполнению расчетно-графической работы…….. 70
Задача № 1. Составление функциональной схемы системы автоматического управления…… 72
Задача № 2. Определение устойчивости системы автоматического управления…… 74
Приложения…… 84
Рекомендуемая литература……..……..… 86

Учебное издание

Гриднева Татьяна Сергеевна

АВТОМАТИКА

Методические указания
для выполнения практических работ
и расчетно-графической работы

Отпечатано с готового оригинал-макета
Подписано в печать 16.02.2017. Формат 60×84 1/16
Усл. печ. л. 5,12, печ. л. 5,5.
Тираж 50. Заказ № 44.

Редакционно-издательский отдел ФГБОУ ВО Самарской ГСХА
446442, Самарская область, п.г.т. Усть-Кинельский, ул. Учебная, 2
Тел.: 8 939 754 04 86 доб. 608
E-mail: ssaariz@mail.ru

Министерство сельского хозяйства
Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Самарская государственная
сельскохозяйственная академия»

Кафедра «Электрификация
и автоматизация АПК»

С. С. Нугманов

Электрические станции и подстанции

Методические указания для выполнения курсового проекта

Кинель
РИЦ СГСХА
2015

УДК 631.371(07)
ББК 40.76(07)
Н-87

Нугманов, С. С.
Н-87 Электрические станции и подстанции : методические указания для выполнения курсового проекта / С. С. Нугманов. – Кинель : РИЦ СГСХА, 2015. – 56 с.

Методические указания содержат рекомендации по выполнению курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции», требования к его структуре и оформлению, основные теоретические сведения. Учебное издание предназначено для студентов, обучающихся по направлению «Агроинженерия», профиль подготовки «Электрооборудование и электротехнологии».

© ФГБОУ ВПО Самарская ГСХА, 2015
© Нугманов С. С., 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие……..……...…….. 4
Структура курсового проекта…… 5
Правила оформления…….. 6
Защита курсового проекта……. 7
Критерии оценки знаний при защите курсового проекта….. 7
Указания к выполнению курсового проекта…… 8
Исходные данные для проектирования…..……... 8
Перечень вопросов, подлежащих разработке…….. 9
Порядок выполнения расчета…… 9
1 Расчет и выбор параметров трансформаторной подстанции…… 9
1.1 Определение суммарной мощности потребителей подстанции…….. 9
1.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов…… 11
1.3 Выбор схем главных электрических соединений проектируемой подстанции……. 13
1.4 Расчет токов короткого замыкания…….. 15
2 Расчет и выбор электрических аппаратов…… 25
2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд…….. 25
2.2 Выбор аппаратуры на сторону НН 6(10) кВ……... 26
2.3 Выбор реакторов…… 28
2.4 Выбор выключателей…… 29
2.5 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей……. 30
2.6 Выбор измерительных трансформаторов…….. 30
2.7 Расчет заземляющего устройства…… 32
2.8 Выбор защиты от перенапряжений и грозозащиты….. 35
Рекомендуемая литература…… 37
Приложения……. 38

ПРЕДИСЛОВИЕ

Методические указания составлены на основании рабочей программы по дисциплине «Электрические станции и подстанции», соответствуют государственному образовательному стандарту ФГОС-3.

Целью выполнения данного курсового проекта является формирование у студентов необходимых знаний для решения профессиональных задач по проектированию трансформаторных подстанции. Тематика курсового проектирования имеет вид комплексной задачи, включающей определение суммарной мощности потребителей подстанции, расчет и выбор силовых трансформаторов, выбор схем главных электрических соединений проектируемой подстанции, расчет токов короткого замыкания, расчет и выбор электрических аппаратов. Задачи выполнения курсового проекта – получение навыков расчета электрических нагрузок потребителей, выбора трансформаторной подстанции, расчета и проектирования электрической части трансформаторной подстанции с выбором необходимой электрической аппаратуры.

Курсовой проект состоит из пояснительной записки объемом 30-50 страниц и графической части. Расчетно-пояснительная записка должна пояснить и обосновать принятые решения в соответствии с окончательными цифровыми результатами выполненных расчетов. Рекомендуется результаты расчетов представлять в пояснительной записке в виде таблиц. Графическая часть состоит из одного листа формата А1 принципиальной схемы электрической подстанции, с указанием технических характеристик оборудования.

Выполнение и защита курсового проекта, как результат освоения обучающимися основной образовательной программы высшего профессионального образования по направлению подготовки «Агроинженерия», свидетельствует об уровне сформирования следующих отдельных общекультурных и профессиональных компетенции: понимание социальной значимости своей будущей профессии; способность использовать современные методы монтажа, наладки машин и установок, поддержания режимов работы электрифицированных и автоматизированных технологических процессов, непосредственно связанных с биологическими объектами.

СТРУКТУРА КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект выполняется студентом в соответствии с темой, указанной в индивидуальном задании. Индивидуальное задание выдается преподавателем, тематика проекта утверждается деканом факультета в начале учебного семестра.

Расчетно-пояснительная записка должна содержать: титульный лист; задание на курсовой проект; реферат; оглавление; введение; основную часть; выводы и предложения; список использованной литературы и источников.

Титульный лист

Титульный лист оформляется по образцу, приведенному в приложении 1.

Индивидуальное задание

Индивидуальное задание должно содержать тему проекта; курс, номер группы, фамилию, имя и отчество студента; исходные данные для выполнения проекта; дату выдачи задания (прил. 2).

Реферат

Реферат содержит краткие сведения о содержании и основных результатах выполнения курсового проекта (прил. 3).

Оглавление

Оглавление включает наименование всех разделов, подразделов с указанием номера страниц (прил. 3).

Введение

Во введении обосновывается актуальность темы, определяется объект исследования, формулируются цель и задачи.

Основная часть

В основной части работы должны содержаться соответствующие теоретические сведения; используемые исходные данные; необходимые расчеты и результаты расчетов в виде таблиц; обоснования расчетов и дана оценка их результатов.

Выводы и предложения

В выводах и предложениях обобщаются основные положения, делаются выводы и возможные направления для дальнейшего исследования.

Список использованной литературы и источников

Приводится список литературы, использованной при выполнении курсового проекта, оформленный согласно ГОСТ 7.1-2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание.

Схема электрической части подстанции выполняются на листе формата А1 на плоттере (прил. 4).

К электрической схеме прилагается спецификация с указанием марки и количества аппаратуры (прил. 5).

ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ

Текст пояснительной записки может быть выполнен рукописным способом или с применением печатающих устройств. Оформление курсового проекта должно соответствовать ГОСТ 2.105-95 «ЕСКД. Общие требования к текстовым документам». Размер шрифта – 14, Times New Roman, абзацный отступ 1,25 см, межстрочный интервал – полуторный.

Текст и расчеты выполняются на одной стороне листа белой бумаги формата А4 (210×297) по ГОСТ 2.301– 68. Размеры полей: левое – 30 мм, правое – 10 мм, верхнее – 15 мм, нижнее – 20 мм.

Текст основной части делят на разделы и подразделы. Заголовки разделов пишутся симметрично тексту прописными буквами. Заголовки подразделов – строчными.

Расстояние между заголовками разделов и текстом должно быть равно 7-10 мм. Заголовки подразделов отделяются от текста сверху и снизу одним межстрочным интервалом.

Страницы пояснительной записки нумеруются арабскими цифрами, номер проставляют в центре нижней части листа, начиная со второй страницы. На титульном листе номер не ставится, но включается в общую нумерацию.

Иллюстрации обозначаются «Рис.» и нумеруются последовательно арабскими цифрами сквозной нумерацией или в пределах каждого раздела.

Таблицы должны быть помещены в тексте после абзацев, содержащих ссылку на них. Допускается приводить таблицы на следующей после ссылки странице. Таблицы нумеруются сквозной нумерацией или в пределах одного раздела.

Перед таблицей (справа) печатается слово «Таблица», указывается ее номер. Название таблицы печатается в середине следующей строки.

Формулы нумеруют арабскими цифрами в пределах раздела. Номер формулы состоит из номера раздела и порядкового номера формулы в разделе, разделенных точкой. Номер указывают с правой стороны листа в круглых скобках. Формулы выделяют из текста свободными строками.

ЗАЩИТА КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Выполненный курсовой проект, оформленный в соответствии с требованиями, предоставляется на кафедру для регистрации не позднее, чем за неделю до его защиты. Проект должен быть допущен к защите при условии законченного оформления, о чем должна свидетельствовать соответствующая подпись руководителя на титульном листе.

Защита курсового проекта проводится в установленное кафедрой время в виде публичного выступления студента перед специально созданной на кафедре комиссией. Результаты защиты отражаются в протоколе.

Процедура защиты курсового проекта состоит из доклада, в котором должны быть отражены основные этапы выполнения проекта, результаты и сделаны выводы, и ответов на вопросы членов комиссии. По результатам защиты студенту выставляется оценка по пятибалльной шкале, с занесением в зачетную книжку и экзаменационную ведомость.

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЗНАНИЙ ПРИ ЗАЩИТЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Оценка «**отлично**» выставляется студенту при выполнении курсового проекта в полном объеме; проект отличается глубиной проработки всех разделов, оформлен с соблюдением установленных правил; студент свободно владеет теоретическим материалом, безошибочно применяет его при решении задач, сформулированных в задании; свободно справляется с вопросами, на все вопросы дает правильные и обоснованные ответы, убедительно защищает свою точку зрения, владеет разносторонними навыками и приемами выполнения практических заданий.

Оценка «**хорошо**» выставляется при выполнении курсового проекта в полном объеме; проект отличается глубиной проработки всех разделов содержательной части, оформлен с соблюдением установленных правил; студент твердо владеет теоретическим материалом, может применять его самостоятельно или по указанию преподавателя; на большинство вопросов даны правильные ответы, защищает свою точку зрения достаточно обосновано.

Оценка «**удовлетворительно**» выставляется при выполнении курсового проекта в основном правильно, но без достаточно глубокой проработки некоторых разделов; студент усвоил знания только по основному материалу, но не усвоил его детально; на вопросы отвечает неуверенно или допускает ошибки, неуверенно защищает свою точку зрения.

Оценка «**неудовлетворительно**» выставляется, когда студент не может защитить свои решения, допускает грубые фактические ошибки при ответах на поставленные вопросы или отказывается от ответа.

УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Исходные данные для проектирования

1. Сведения об энергосистеме:

U_c – напряжение системы, которое соответствует стороне высокого напряжения (ВН) подстанции, кВ;

S_c – мощность системы, МВА;

x_c – реактивное сопротивление системы в относительных единицах;

n_c – число линий связи с системой;

L_c – длина линии связи, км.

2. Сведения о нагрузке потребителей, присоединенных на стороне среднего и низшего напряжений (СН и НН) подстанции:

$U_{сн}$, $U_{нн}$ – уровни среднего и низшего напряжения, кВ;

$n \cdot P$ – число и мощности линий, МВт;

$K_{мп}$ – коэффициент несовпадения максимумов нагрузки потребителей;

cos φ – коэффициент мощности.

Перечень вопросов, подлежащих разработке

1 Расчет и выбор параметров трансформаторной подстанции:

1.1 Определение суммарной мощности потребителей подстанции;

1.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов;

1.3 Выбор схем главных электрических соединений проектируемой подстанции;

1.4 Расчет токов короткого замыкания.

2 Расчет и выбор электрических аппаратов:

2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд;

2.2 Выбор аппаратуры на сторону НН 6(10) кВ;

2.3 Выбор реакторов;

2.4 Выбор выключателей;

2.5 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей;

2.6 Выбор измерительных трансформаторов;

2.7 Расчет заземляющего устройства;

2.8 Выбор защиты от перенапряжений и грозозащиты.

ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТА

1 Расчет и выбор параметров трансформаторной подстанции

1.1 Определение суммарной мощности потребителей подстанции

Расчет потребных мощностей нагрузок производят с использованием коэффициента несовпадения максимумов нагрузки потребителей.

Суммарная активная мощность на стороне СН (НН)

$$P_{сн} = \sum(n_{снi} \times P_{снi}) \times k_{мп}\,, \qquad (1)$$

где $n_{снi}$, $P_{снi}$, $k_{мп}$ – параметры потребителей на стороне СН подстанции;

$P_{сн}$ – суммарная активная мощность на стороне СН, МВт.

Полная мощность $S_{\text{сн}}$ на стороне СН

$$S_{сн} = P_{сн} / \cos \varphi \,, \qquad (2)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности потребителей на стороне СН;

$S_{сн}$ – полная мощность на стороне СН, МВА.

Реактивная мощность $Q_{сн}$ на стороне СН, Мвар:

$$Q_{сн} = S_{сн} \times \sin \varphi \qquad (3)$$

или

$$Q_{сн} = \sqrt{S_{сн}^2 - P_{сн}^2} \,, \qquad (4)$$

где $Q_{сн}$ – реактивная мощность на стороне СН, Мвар.

Аналогично по формулам (1-4) определяется суммарная мощность на стороне НН подстанции.

Суммарная мощность на стороне ВН

$$P_{вн} = P_{сн} + P_{нн}; \quad Q_{вн} = Q_{сн} + Q_{нн}; \quad S_{вн} = \sqrt{P_{вн}^2 + Q_{вн}^2} \,, \qquad (5)$$

где $P_{вн}$, $P_{сн}$, $P_{нн}$ – активные мощности, соответственно, на сторонах ВН, СН, НН, МВт;

$Q_{вн}$, $Q_{сн}$, $Q_{нн}$ – реактивные мощности ВН, СН, НН, Мвар;

$S_{вн}$, $S_{сн}$, $S_{нн}$ – полные мощности ВН, СН, НН, МВА.

Пример. *Дано:* $n \times P_{сн} = 3 \times 8$ *МВт;* $k_{мпсн} = 0{,}7$; $\cos \varphi = 0{,}8$; $n \times P_{нн} = 6 \times 13$ *МВт;* $k_{мпнн} = 0{,}7$; $\cos \varphi = 0{,}9$.

Решение. *Найдем полные, активные и реактивные мощности на всех ступенях напряжения.*

Для ступени СН по формулам 1,2,3:

$P_{сн} = 3 \times 8 \times 0{,}7 = 16{,}8$ *МВт;* $S_{сн} = 16{,}8/0{,}8 = 21$ *МВА;*

$Q_{сн} = 21 \times \sin(\arccos(0{,}8)) = 12{,}6$ *Мвар.*

Для ступени НН по формулам 1,2,4:

$P_{нн} = 6 \times 13 \times 0{,}7 = 54{,}6$ *МВт;* $S_{нн} = 54{,}6/0{,}9 = 60{,}7$ *МВА;*

$Q_{нн} = \sqrt{(60{,}7^2 - 54{,}6^2)} = 26{,}5$ *Мвар.*

Для ступени ВН по формуле (5):

$P_{вн}=16,8+54,6=71,4$ *МВт;* $Q_{вн}=12,6+26,5=39,1$ *Мвар;*

$S_{вн}=\sqrt{(71,4^2+39,1^2)}=81,4$ *МВА.*

1.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов

На понижающих подстанциях возможна установка одного, двух и более трансформаторов. Решение этого вопроса в основном определяется наличием потребителей повышенных категорий и технико-экономическим сравнением вариантов.

Однотрансформаторные подстанции проектируют:

а) при электроснабжении неответственных потребителей третьей категории при условии, что замена поврежденного трансформатора или его ремонт производится в течение не более одних суток;

б) при электроснабжении потребителей второй категории при наличии централизованного передвижного трансформаторного резерва или другого резервного источника;

в) при небольшой мощности потребителей первой категории и наличии резервных источников на стороне НН.

Применение однотрансформаторных подстанций имеет место в сетях напряжением 35-110 кВ, на напряжение 220 кВ и выше однотрансформаторные подстанции, как правило, могут рассматриваться лишь как очередь подстанций с последующей установкой еще одного и более в соответствии с динамикой роста нагрузки.

Наиболее часто на подстанциях устанавливаются два трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное питание даже при аварийном отключении одного из трансформаторов.

Установка трех и более трансформаторов возможна на подстанциях промышленных предприятий в тех случаях, когда толчковую нагрузку необходимо выделить на отдельный трансформатор. На крупных узловых подстанциях возможна установка трехчетырех трансформаторов, если мощность двух трансформаторов по существующей шкале оказывается недостаточной. Номинальная мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной

подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции; при установке двух трансформаторов мощность каждого из них должна быть такой, чтобы при выходе из строя одного из них оставшийся в работе трансформатор с допустимой аварийной нагрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей первой и второй категорий. Правило устройства электроустановок (ПУЭ) разрешают перегрузку трансформаторов сверх номинальной на 40% на время общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток подряд при коэффициенте заполнения графика нагрузки не выше 0,75. При этих параметрах номинальная мощность каждого трансформатора определяется из условия

$$S_{нт} \geq (0{,}65 \dots 0{,}7) \times S_{вн}, \qquad (6)$$

где $S_{нт}$ – мощность одного из двух выбранных одинаковых трансформаторов, МВА;

$S_{вн}$ – полная мощность на стороне ВН, МВА.

Трансформатор, выбранный по условию (6), обеспечивает питание всех потребителей в нормальном режиме при загрузке трансформатора $(0{,}7...0{,}8)S_{нт}$, а в аварийном режиме один трансформатор, оставшийся в работе, обеспечивает питание потребителей первой и второй категорий с учетом допустимой аварийной перегрузки на 40%. Потребители 3-й категории для времени максимума энергосистемы должны быть отключены.

Пример. *Дано: $S_{вн}$=81,4 МВ; $U_{вн}$=220кВ; $U_{сн}$=110 кВ; $U_{нн}$=10 кВ.*

Решение. *Найдем мощность трансформатора для двухтрансформаторной подстанции.*

$S_{нт}$=0,7×81,4=56,98 МВА. Следовательно, воспользовавшись справочными данными, выбираем автотрансформатор АТДЦТН-63000/220/110/10, удовлетворяющий условию: 63 МВА≥56,98 МВА.

В расчётно-пояснительной записке необходимо представить таблицу технических данных выбранных трансформаторов по приложению 6.

1.3 Выбор схем главных электрических соединений проектируемой подстанции

Главная схема электрических соединений подстанции – это совокупность основного электрооборудования (трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями. Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д. На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении при отключенном положении всех элементов установки. В некоторых случаях допускается изображать отдельные элементы схемы в рабочем положении.

Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными; схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности. Самые высокие требования предъявляются к узловым подстанциям. Выход из работы такой подстанции может привести к распаду энергосистемы. Аналогичные требования предъявляются к проходным подстанциям, хотя здесь последствия могут быть значительно меньше. Выбор схемы электрических соединений является главным. Схема подстанции определяется в основном тремя факторами:

а) назначением подстанции (ее типом);
б) числом отходящих линий повышенного напряжения;
в) числом установленных силовых трансформаторов.

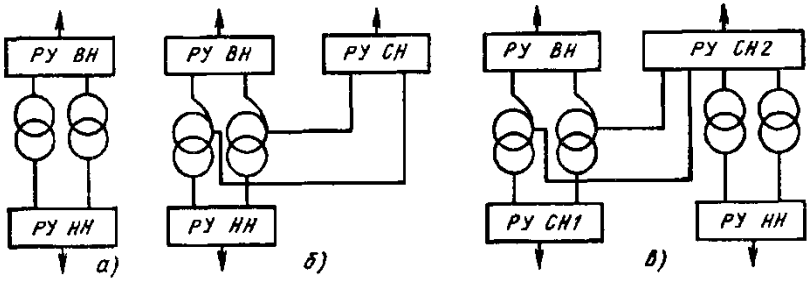


Рис. 1.1. Структурные схемы подстанций

На рисунке 1.1 показаны структурные схемы подстанций. На подстанции с двухобмоточными трансформаторами (рис. 1.1, а) электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ ВН, затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ НН. На узловых подстанциях осуществляется связь между отдельными частями энергосистемы и питанием потребителей (рис. 1.1, б). Возможно сооружение подстанций с двумя РУ среднего напряжения, РУ ВН и РУ НН. На таких подстанциях устанавливают два автотрансформатора и два трансформатора (рис. 1.1, в).

Наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6-10 кВ является схема с одной несекционированной системой сборных шин (рис. 1.2, а). Схема проста и наглядна. Источники питания и линии 6-10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. При необходимости отключения линии W1 достаточно отключить выключатель Q1**.** Если выключатель Q1 выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: сначала линейный QS1**,** а затем шинный QS2**.** Таким образом, операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в целях обеспечения безопасного производства работ. Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями аварийность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала мала, что относится к достоинствам рассматриваемой схемы.

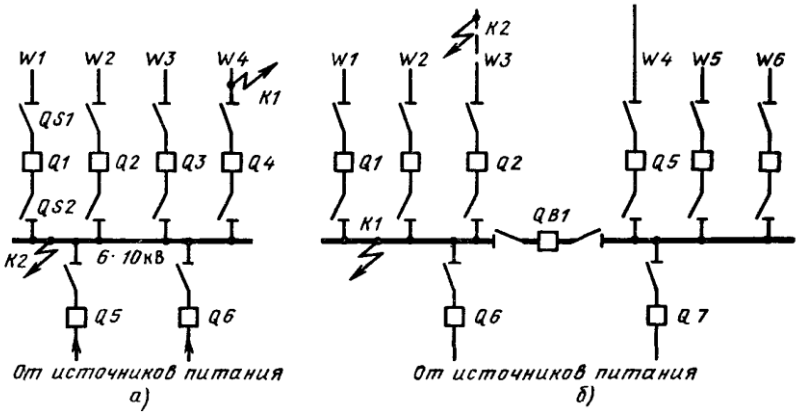


Рис. 1.2. Схемы с одной системой сборных шин

Схема с одной системой шин позволяет использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки.

Наряду с достоинствами схема с одной несекционированной системой шин обладает рядом недостатков. Для ремонта сборных шин и шинных разъединителей любого присоединения необходимо полностью снять напряжение со сборных шин, т. е. отключить источники питания. Это приводит к перерыву электроснабжения всех потребителей на время ремонта.

При коротком замыкании (КЗ) на линии, например в точке К1 (рис. 1.2, а), должен отключиться соответствующий выключатель Q4, а все остальные присоединения должны остаться в работе; однако при отказе этого выключателя отключатся выключатели источников питания Q5, Q6, вследствие чего сборные шины останутся без напряжения. Короткое замыкание на сборных шинах (точка К2) также вызывает отключение источников питания, т. е. прекращение электроснабжения потребителей. Указанные недостатки частично устраняются путем разделения сборных шин на секции, число которых обычно соответствует количеству источников питания.

1.4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ выполняют для проверки аппаратуры на отключающую способность и динамическую стойкость, для проверки на термическую устойчивость шин и кабелей распределительных устройств. Для этих целей в соответствующих точках схемы подстанции определяются наибольшие токи КЗ.

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняется в следующем порядке:

1. для рассматриваемой подстанции составляется расчетная схема (рис. 1.3);
2. по расчетной схеме составляется электрическая схема замещения (рис. 1.4);
3. путем постепенного преобразования приводят эту схему к наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания был связан с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением;

4. зная результирующую ЭДС источника и результирующее сопротивление, по закону Ома определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ, затем ударный ток и, при необходимости, периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени.

Под расчетной схемой понимают упрощенную однолинейную схему с указанием всех элементов и их параметров, которые влияют на ток КЗ и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов (рис. 1.5). Для расчета значений токов КЗ при трехфазном КЗ составляется схема замещения для одной фазы, поскольку все фазы цепи находятся в одинаковых условиях. Для упрощения схемы можно воспользоваться типовыми методами, указанными в таблице 1.1.

Параметры расчетной схемы могут быть выражены в именованных или относительных единицах. Рассчитывать токи КЗ рекомендуется в относительных единицах, для этого необходимо предварительно привести все сопротивления элементов схемы замещения к одним и тем же базовым условиям. В базовую систему величин должны входить базовая мощность $S_б$, базовое напряжение $U_б$, базовый ток $I_б$, связанные выражением мощности для трехфазной системы $S_б = \sqrt{3} \times I_б \times U_б$. При этом произвольно можно задаваться только двумя базовыми величинами. Базовые условия следует выбирать, учитывая удобство проведения расчетов. Так, за базовую мощность принимают 100, 1000 или 10000 МВА, а иногда часто повторяющуюся в схеме мощность отдельных элементов. За базовое напряжение удобно принимать соответствующее среднее напряжение (*Ucp*=0,133; 0,23; 0,4; 0,525; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515 кВ). Удобно задаваться базовыми значениями мощности и напряжения и по ним уже определять базовый ток

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_б}, \qquad (7)$$

где $S_б$ – базовая мощность, МВА;

$U_б$ – базовое напряжение, кВ;

$I_б$ – базовый ток, кА.

Таблица 1.1

Основные формулы для преобразования схем

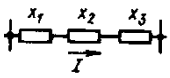
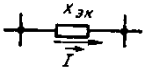
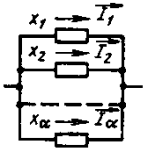
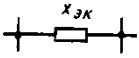
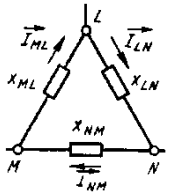
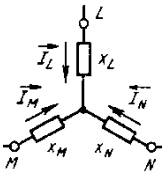
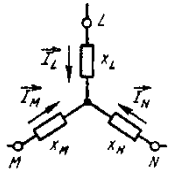
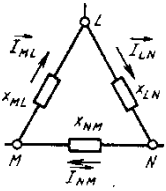
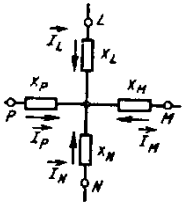
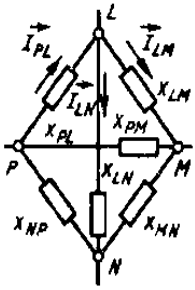
Преобразование	Схема до преобразования	Схема после преобразования	Формулы для определения параметров схемы после преобразования
Последовательное соединение			$x_{эк} = x_1 + x_2 + \cdots + x_\alpha$
Параллельное соединение			$x_{эк} = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \cdots + \frac{1}{x_\alpha}}$ при двух ветвях: $x_{эк} = \frac{x_1 \times x_2}{x_1 + x_2}$
Преобразование треугольника в эквивалентную звезду			$x_L = \frac{x_{LN} \times x_{ML}}{x_{LN} + x_{ML} + x_{NM}}$; $x_N = \frac{x_{LN} \times x_{NM}}{x_{LN} + x_{ML} + x_{NM}}$; $x_M = \frac{x_{NM} \times x_{ML}}{x_{LN} + x_{ML} + x_{NM}}$.
Преобразование звезды в эквивалентный треугольник			$x_{LN} = x_L + x_N + \frac{x_L \times x_N}{x_M}$; $x_{NM} = x_N + x_M + \frac{x_N \times x_M}{x_L}$; $x_{ML} = x_M + x_L + \frac{x_M \times x_L}{x_N}$.
Преобразование многолучевой звезды в многоугольник с диагоналями			$x_{LM} = x_L \times x_M \times \sum y$; $x_{MN} = x_M \times x_N \times \sum y$, где $\sum y = \frac{1}{x_L} + \frac{1}{x_M} + \frac{1}{x_N} + \frac{1}{x_P}$

Таблица 1.2

Средние удельные индуктивные сопротивления воздушных и кабельных линий электропередачи

Линия электропередачи	$X_{уд}$, Ом/км
Одноцепная воздушная линия:	
6-220 кВ	0,4
220-330 кВ при расщеплении на два провода в фазе	0,32
400-500 кВ при расщеплении на три провода в фазе	0,3
750 кВ при расщеплении на четыре провода в фазе	0,28
Трехжильный кабель:	
6-10 кВ	0,08
35 кВ	0,12
Одножильный маслонаполненный кабель 110-220 кВ	0,16

Таблица 1.3

Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

Элемент электроустановки	Исходный параметр	Именованные единицы	Относительные единицы
Энергосистема	Xc; Sc	$x = x_c \frac{U_б^2}{S_c}$	$x_* = x_c \frac{S_б}{S_c}$
Трансформатор	Xт%; Sном	$x = \frac{x_m\%}{100} \times \frac{U_б^2}{S_{ном}}$	$x_* = \frac{x_m\%}{100} \times \frac{S_б}{S_{ном}}$
Реактор	Xр	$x = x_p \times \frac{U_б^2}{U_{ср}^2}$	$x_* = x_p \times \frac{S_б}{U_{ср}^2}$
Линии электропередачи	Xуд; L	$x = x_{уд} \times L \times \frac{U_б^2}{U_{ср}^2}$	$x_* = x_{уд} \times L \times \frac{S_б}{U_{ср}^2}$

Сопротивление обмоток силовых трансформаторов следует рассчитывать по выражениям с использованием паспортных данных:

- для двухобмоточных трансформаторов

$$X_m\% = U_{кв-н}\%\,, \tag{8}$$

где X_m – сопротивление трансформатора, %;

$U_{кв-н}\%$ – напряжение короткого замыкания, определяемое по справочным или паспортным данным.

- для трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов)

$$X_{тв}\% = 0{,}5 \times (U_{кв-н}\% + U_{кв-с}\% - U_{кс-н}\%);$$
$$X_{тс}\% = 0{,}5 \times (U_{кв-с}\% + U_{кс-н}\% - U_{кв-н}\%);$$
$$X_{тн}\% = 0{,}5 \times (U_{кв-н}\% + U_{кс-н}\% - U_{кв-с}\%), \qquad (9)$$

где $U_{кв-н\%}$, $U_{кв-с}\%$, $U_{кс-н}\%$ – напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток;

$X_{тв}\%$, $X_{тс}\%$, $X_{тн}\%$ – сопротивления обмоток в %.

Воспользовавшись таблицами 1.2 и 1.3 и формулами (8) и (9), определить в относительных единицах сопротивление энергосистемы, линии и обмоток трансформатора. После того как схема замещения составлена и определены сопротивления всех элементов, она преобразуется к наиболее простому виду. Преобразование (свертывание) схемы выполняется в направлении от источника питания к месту КЗ.

Пример. *Дано: схема с двумя трехобмоточными трансформаторами на напряжения 220/110/10 кВ. Параметры трансформатора следующие:* $U_{кв-н}\%=35{,}7$; $U_{кв-с}\%=11$; $U_{кс-н}\%=21{,}9$; $S_{ном}=63$ *МВА.* $S_c=650$ *МВА,* $x_c=0{,}7$; $L=120$ *км.*

Решение. *Найдем результирующие сопротивления до точек КЗ. Рассмотрим имеющуюся схему (рис. 1.3) и составим схему замещения (рис. 1.4). Последнюю можно упростить, свернув параллельные сопротивления* $Z_{лв1}$ *и* $Z_{лв2}$; $Z_{тв1}$ *и* $Z_{тв2}$; $Z_{тс1}$ *и* $Z_{тс2}$; $Z_{тн1}$ *и* $Z_{тн2}$. *Расставим точки предполагаемых КЗ. (рис 1.5). Пользуясь вышеприведенными формулами и таблицами, находим неизвестные значения. Примем* $S_б=100$ *МВА,* $U_{бВН}=230$ *кВ,* $U_{бСН}=115$ *кВ,* $U_{бНН}=10{,}5$ *кВ.*

Тогда базисные токи $I_{бВН}=100/(\sqrt{3}\times 230)=0{,}25$*кА;* $I_{бСН}=100/(\sqrt{3}\times 115)=0{,}29$ *кА;* $I_{бНН}=100/(\sqrt{3}\times 10{,}5)=5{,}5$ *кА.*

Сопротивление системы $Z_c=0{,}7\times 100/650=0{,}1$.

Сопротивление линии: $Z_c=(0{,}4\times 120\times 100)/220^2=0{,}1$.

Сопротивление обмоток трансформатора:

$X_{тв}\%=0,5\times(35,7+11-21,9)=12,4;$ $X_{тс}\%=0,5\times(11+21,9-35,7)=1,4;$ $X_{тн}\%=0,5\times(35,7+21,9-11)=23,3.$

$Z_{тв}=(12,4\times100)/(100\times63)=0,2;$ $Z_{тс}=(1,4\times100)/(100\times63)=0,02;$ $Z_{тн}=(23,3\times100)/(100\times63)=0,4.$

Теперь, когда найдены все сопротивления (рис. 1.4), преобразуем их к виду (рис. 1.5), свернув параллельные сопротивления.

$Z_{лврез}=(0,1\times0,1)/(0,1+0,1)=0,05;$ $Z_{тврез}=(0,2\times0,2)/(0,2+0,2)=0,1;$

$Z_{тсрез}=(0,02\times0,02)/(0,02+0,02)=0,01;$

$Z_{тнрез}=(0,4\times0,4)/(0,4+0,4)=0,2.$

Придя к конечному виду, можем найти результирующие сопротивления до точек К1, К2 и К3. До К1 – последовательно сопротивление системы и результирующее линий. До К2 – параллельно $Z_{тнрез}$ три последовательных сопротивления $Z_{с}$, $Z_{лврез}$, $Z_{тврез}$. А последовательно им $Z_{тсрез}$. Аналогично для точки К3.

$Z_{резК1}=0,1+0,05=0,15;$

$Z_{резК2}=(((0,1+0,05+0,1)\times0,2)/(0,1+0,05+0,1+0,2))+0,01=0,12;$

$Z_{резК3}=(((0,1+0,05+0,1)\times0,01)/(0,1+0,05+0,1+0,01))+0,2=0,21.$

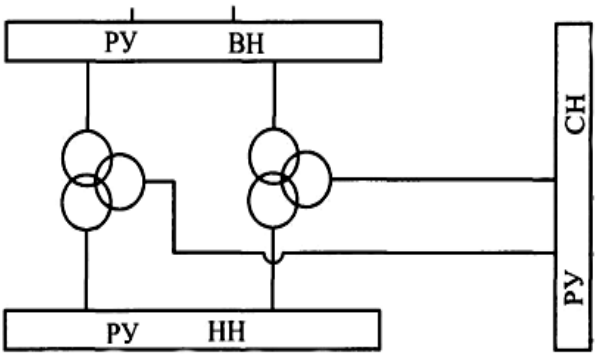


Рис. 1.3. Однолинейная схема электроснабжения

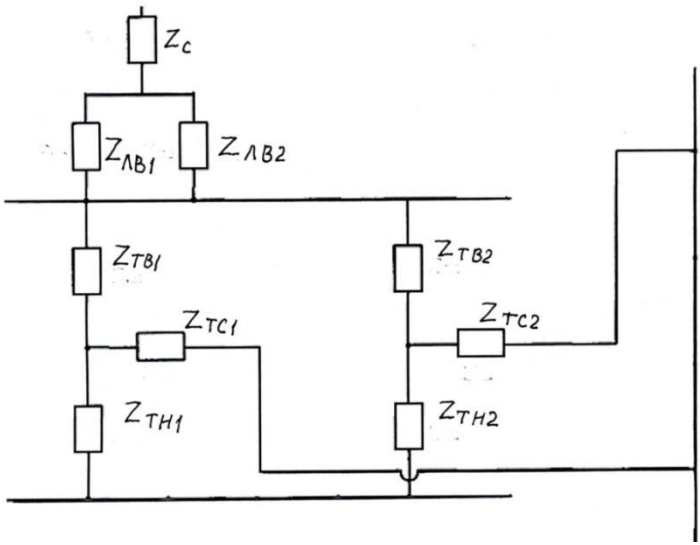


Рис. 1.4. Схема замещения

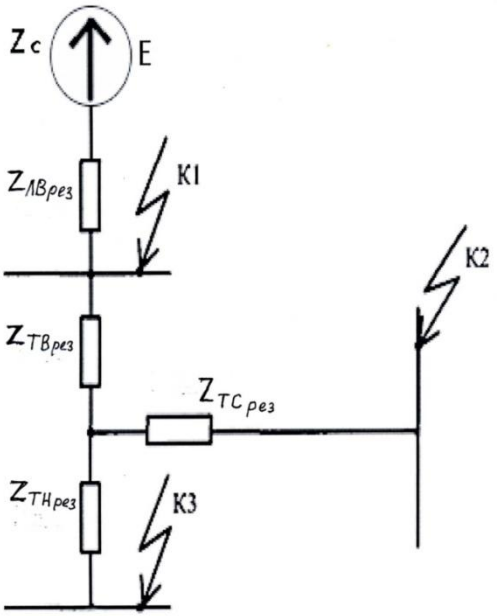


Рис.1.5. Свернутая схема замещения

Определение начального значения периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{по} = \frac{E_*}{X_{рез}}, \qquad (10)$$

где E_* – относительная сверхпереходная ЭДС системы (может быть принята равной 1);

$X_{рез}$ – результирующее сопротивление сети до точки КЗ;

$I_{по}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ, кА.

Поскольку ударный ток имеет место через 0,01 секунды после начала КЗ, то его значение определяется:

$$i_y = \sqrt{2} \times I_{по} \times K_y, \qquad (11)$$

где K_y – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, (таблица 1.4);

i_y – величина ударного тока КЗ, кА.

Для удаленного КЗ значение теплового импульса подсчитывается по формуле:

$$B_K = I_{по}^2 \times (t_{откл} + T_a), \qquad (12)$$

где $t_{откл}$ – длительность КЗ, с, значения можно брать с рисунка 1.6;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с, (табл. 1.4).

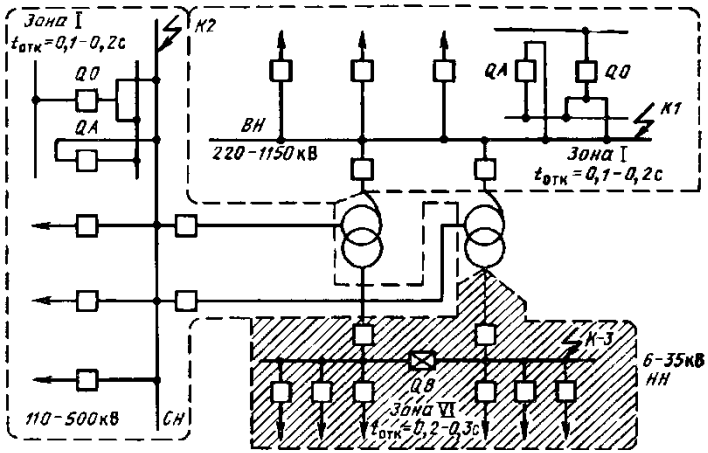


Рис. 1.6. Расчетные зоны по токам КЗ для понизительной подстанции

Таблица 1.4

Значение постоянной времени затухания апериодической составляющей T_a, тока КЗ и ударного коэффициента K_y

Элементы или части энергосистемы	T_a, с	K_y
Блоки, составляющие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генераторов, МВт:		
100-200	0,26	0,965
300	0,32	1,97
500	0,35	1,973
800	0,3	1,967
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ:		
35	0,02	1,6
110-150	0,02-0,03	1,608-1,717
220-330	0,03-0,04	1,717-1,78
500-750	0,06-0,08	1,85-1895
Система, связанная со сборными шинами 6-10кВ, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью, МВА:		
80 и выше	0,06-0,15	1,85-1,935
32-80	0,05-0,1	1,82-1,904
5,6-32	0,02-0,05	1,6-1,82
Ветви, защищенные реактором с номинальным током, А		
1000 и выше	0,23	1,956
630 и ниже	0,1	1,904
Распределительные сети 6-10 кВ	0,01	1,369

Также для дальнейшего выбора оборудования необходимо найти расчетные токи на шинах подстанции и токи отходящих линий на сторонах СН и НН.

Цепь двухобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН и НН расчетные нагрузки определяют, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТ номинальной мощности $S_{ном.\ т}$ (для ГПП это 10, 16, 25, 40, 63, 80, 100, 125 МВА):

$$I_{ном} = (0{,}65 \cdots 0{,}7) \times \frac{S_{ном\,т}}{\sqrt{3} \times U_{ном}}, \qquad (13)$$

где $S_{ном\,т}$ – мощность трансформатора в ряду, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ступени, кВ;

$I_{ном}$ – номинальный ток, А.

$$I_{max} = 2 \times I_{ном}, \quad (14)$$

где I_{max} – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима, А.

Цепь трехобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН расчетные токи определяют по (13) и (14). На стороне СН расчетные токи при двух установленных трансформаторах

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{ном}}, \quad (15)$$

где $S_{ном}$ – перспективная нагрузка на стороне НН на 10-летний период, кВА.

$$I_{max} = 2 \times I_{ном}, A. \quad (16)$$

Для стороны НН аналогично по формулам (15) и (16).

Цепь автотрансформатора на подстанции. На стороне ВН и СН расчетные токи определяют по (13) и (14), так как автотрансформатор может быть использован для связи двух систем и перетоков мощности как из ВН в СН, так и в обратном направлении. На стороне НН расчетные токи определяют по перспективной нагрузке (15) и (16).

Цепь линии. Определяется по наибольшей нагрузке линии

$$I_{ном} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \times U_{ном}}, \quad (17)$$

где $S_{нагр}$ – мощность нагрузки, кВА.

Для одиночной радиальной линии справедливо

$$I_{ном} = I_{max}. \quad (18)$$

Пример. *Дано:* $Z_{резК1}$*=0,15;* $Z_{резК2}$*=0,12;* $Z_{резК3}$*=0,21; два автотрансформатора по 63 МВА, на напряжение 220/110/10, мощность каждой отходящей линии на 10 кВ равна 15 МВА, а 110 кВ – 8 МВА. Нагрузка НН равна 60,7МВА.*

Решение. *Тогда* $I_{по1}=1/0,15=6,7$ *кА;* $I_{по2}=1/0,12=8,3$ *кА;* $I_{по3}=1/0,21=4,8$ *кА.*

$i_{у1}=1,4\times6,7\times1,717=16,1$*кА;* $i_{у2}=1,4\times8,3\times1,608=18,7$*кА;* $i_{у3}=1,4\times4,8\times1,369=9,2$ *кА.*

$B_{к1}=6,7^2\times(0,1+0,03)=5,8$ *МАс;* $B_{к2}=8,3^2\times(0,1+0,02)=8,3$ *МАс;* $B_{к3}=4,8^2\times(0,2+0,01)=4,8$ *МАс.*

$I_{номВН}=0,7\times80000/(1,7\times220)=150$ *А;* $I_{maxВН}=2\times150=300$ *А;*

$I_{номСН}=0,7\times80000/(1,7\times110)=300$ *А;* $I_{maxСН}=2\times300=600$ *А;*

Предположим, нагрузка на НН за десять лет вырастет на 10% и составит 66,8 МВА, следовательно

$I_{номНН}=66800/(2\times1,7\times10)=1965$ *А;* $I_{maxНН}=2\times1965=3930$ *А;*

Ток в линиях потребителей СН составит: $I_{ном}=8000/(1,7\times110)=43$ *А.*

А в линиях НН: $I_{ном}=15000/(1,7\times10)=882,4$ *А.*

2 Расчет и выбор электрических аппаратов

2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд (с.н.) зависит от типа подстанции, электрооборудования, мощности трансформаторов. Потребителями с.н. подстанции являются электродвигатели обдува трансформаторов, обогреватели приводов отделителей и короткозамыкателей, шкафов КРУН, а также освещение. На подстанции с воздушными выключателями к потребителям относятся также компрессорные установки, зарядные и подзарядные агрегаты.

На всех двухтрансформаторных подстанциях 35-500 кВ устанавливаются два трансформатора собственных нужд (ТСН), присоединяя их к шинам вторичного напряжения 6-10 кВ подстанции. Выбор мощности каждого из двух трансформаторов производится по полной нагрузке системы с.н. Напряжение системы с.н. переменного тока на подстанции с постоянным оперативным током напряжением 220-330 кВ с заземленной нейтралью.

Мощность потребления с.н. невелика (приблизительно $0,1\%S_{нт}$), а мощность трансформатора с.н. выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВА:

$$S_{TCH}=S_{ном\ тр}/1000, \quad (19)$$

где S_{TCH} – мощность трансформатора собственных нужд кВА;

$S_{ном\ тр}$ – мощность установленного трансформатора, кВА.

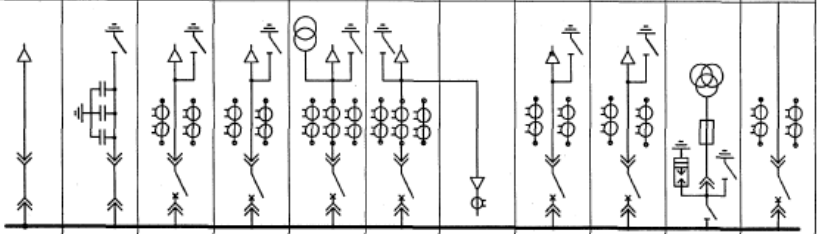
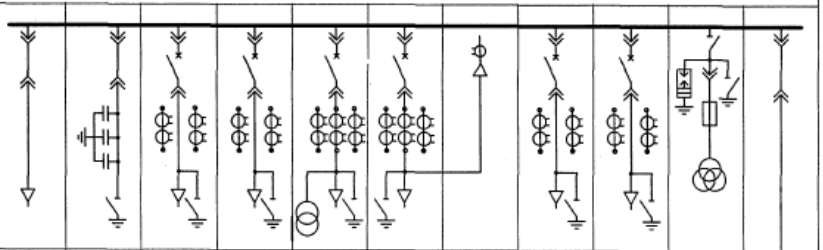
По результатам расчета выбрать ТСН (прил. 7).

2.2 Выбор аппаратуры на сторону НН 6(10) кВ

Схему стороны НН предлагается построить на базе КРУ К-63 Самарского завода «Электрощит». Для выбора типовых ячеек КРУ можно использовать приложение 8. Стоит учитывать, что в набор должны входить ячейки ввода, ячейки, содержащие трансформатор тока и трансформатор напряжения, ячейки вывода к ТСН, которые были выбраны выше, и ячейки вывода к потребителям, соответствующие количеству отходящих линий. В качестве наглядного примера можно воспользоваться рисунком 2.1.

Следует учитывать следующее:

1. Для выполнения кабельного ввода на ток более 1600 А рекомендуется использовать две камеры по схемам 60 и 61 или 92 и 93, включенные параллельно шинопроводом на ток 1600 А.
2. Шинный ввод (вывод) на ток более 1600 А можно осуществить с помощью двух камер по схемам 01 и 04, 49 и 52, 76 и 80. Возможны и другие варианты.
3. Камеры ввода с трансформаторами напряжения по схемам 03, 04, 10, 11, 89 изготовляются с трансформаторами напряжения типа НОЛ.08-6(l0) кВ. В остальных ячейках могут устанавливаться трансформаторы напряжения типа НАМИТ-10 или ЗНОЛ.06-6(10).
4. С помощью камер по схемам 25, 26, 46 и 55 можно через шинный мост соединить сборные шины в двух параллельно стоящих рядах КРУ.
5. Для секционирования сборных шин используются камеры 27 и 31, которые устанавливаются рядом, или 02 и 53, которые устанавливаются в разных рядах и соединяются шинным мостом.
6. Для подключения ТСН мощностью до 250 кВА до выключателя ввода используются камеры по схеме 86 или 87. В случае подключения ТСН к сборным шинам используются камеры: по схеме 87 совместно с 25, 26, 42 или 46; камера по схеме 88.

Номинальный ток, А					2600 А						
Обозначение камеры	85	13	09	09	03	50	66	09	09	24	02
Назначение камеры	Резерв	К	ОЛ1	ОЛ2	Ввод I сш с ТН		к ТСН	ОЛ3	ОЛ4	ТН	СВ
Порядковый номер камеры	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21
Схемы первичных соединений первой секции шин 10 кВ											
Схемы первичных соединений второй секции шин 10 кВ											
Порядковый номер камеры	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Назначение камеры	Резерв	К	ОЛ5	ОЛ6	Ввод II сш с ТН		к ТСН	ОЛ7	ОЛ8	ТН	СР
Обозначение камеры	85	13	09	09	03	49	67	09	09	24	53
Номинальный ток, А					2600 А						

Примечание. I сш, II сш — первая, вторая секции шин соответственно.

Рис. 2.1. Схема заполнения РП 6(10) кВ с камерами К-63

2.3 Выбор реакторов

Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, а также позволяют поддерживать на шинах определенный уровень напряжения при повреждениях за реакторами.

Основная область применения реакторов – электрические сети напряжением 6-10 кВ. Устанавливается между трансформатором и НН шиной.

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению.

Номинальное напряжение выбирают в соответствии с номинальным напряжением установки. При этом предполагается, что реакторы должны длительно выдерживать максимальные рабочие напряжения, которые могут иметь место в процессе эксплуатации. Допускается использование реакторов в электроустановках с номинальным напряжением, меньшим номинального напряжения реакторов.

Номинальный ток реактора (ветви сдвоенного реактора) не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен

$$I_{\text{ном}} \geq I_{max}\,. \qquad (20)$$

Индуктивное сопротивление реактора определяют, исходя из условий ограничения тока КЗ до заданного уровня. В большинстве случаев уровень ограничения тока КЗ определяется по коммутационной способности выключателей, намечаемых к установке или установленных в данной точке сети.

Как правило, первоначально известно начальное значение периодического тока КЗ $I_{по}$, которое с помощью реактора необходимо уменьшить до требуемого уровня.

Рассмотрим порядок определения сопротивления индивидуального реактора. Требуется ограничить ток КЗ так, чтобы можно было в данной цепи установить выключатель с номинальным током отключения $I_{ном\ отк}$ (действующее значение периодической составляющей тока отключения).

По значению $I_{ном\ отк}$ определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ, при котором обеспечивается коммутационная способность выключателя. Для упрощения обычно принимают $I_{по\ треб} = I_{ном\ отк}$.

Результирующее сопротивление (Ом) цепи КЗ до установки реактора можно определить по выражению

$$X_{рез} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \times I_{по}}. \quad (21)$$

Требуемое сопротивление цепи КЗ для обеспечения $I_{по\ треб}$

$$X_{рез}^{треб} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \times I_{по\ треб}}. \quad (22)$$

Разность полученных значений сопротивлений даст требуемое сопротивление реактора

$$X_{р}^{треб} = X_{рез}^{треб} - X_{рез}. \quad (23)$$

Далее по каталожным и справочным материалам (прил. 9) выбирают тип реактора с ближайшим большим индуктивным сопротивлением. Фактическое значение тока при КЗ за реактором определяется следующим образом. Вычисляется значение результирующего сопротивления цепи КЗ с учетом реактора

$$X_{рез}^{'} = X_{рез} + X_{р}. \quad (24)$$

Затем определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \times X_{рез}^{'}}. \quad (25)$$

2.4 Выбор выключателей

Выбор выключателей (прил. 10) следует проводить в табличной форме (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Параметры выключателей

Расчетные величины	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{рабmax}$	$I_{ном}$	$I_{рабmax} \le I_{ном}$
$I_{по}$	$I_{откл}$	$I_{по} \le I_{откл.н}$
$i_{у}$	$i_{пр.с}$	$i_{у} \le i_{пр.с}$
$B_{к}$	$I^2_{Т} \times t_{Т}$	$B_{к} \le I_{Т}^2 \times t_{Т}$

2.5 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они предназначаются для отключения цепей, находящихся под током.

Кроме того, короткозамыкатель принимается без выбора по длительному номинальному току (прил. 11).

Таблица 2.2

Параметры разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Расчетные величины	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{рабmax}$	$I_{ном}$	$I_{рабmax} \leq I_{ном}$
$i_у$	$i_{пр.с}$	$i_у \leq i_{пр.с}$
$B_к$	$I^2_Т \times t_Т$	$B_к \leq I^2_Т \times t_Т$

2.6 Выбор измерительных трансформаторов

2.6.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

1) по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (26)$$

где $U_{уст}$ – напряжение в месте установки, кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

2) по току

$$I_{max} \leq I_{ном1}, \quad (27)$$

где $I_{ном1}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Номинальный ток выбирают:

1. по конструкции и классу точности;

2. по электродинамической стойкости.

$$i_y \le k_{эд} \times \sqrt{2} \times I_{1\,ном}\,, \quad i_y \le i_{дин} \quad , \qquad (28)$$

где i_y – ударный ток КЗ по расчету, кА;

$k_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу (прил. 12);

$i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости, кА.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

1) по термической стойкости

$$B_к \le (k_т \times I_{1\,ном})^2 \times t_{тер}; \quad B_к \le I_{тер}^2 \times I_{тер}, \quad (29)$$

где $k_т$ – кратность термической стойкости по каталогу.

2) по вторичной нагрузке

$$Z_2 \le Z_{2ном} \quad , \qquad (30)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, ВА;

$Z_{2\,ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

2.6.2 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим параметрам:

а) по напряжению $U_{уст} \le U_{ном}$, (31)

б) по классу точности

$$S_{2сум} \le S_{2ном}\,, \qquad (32)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА;

$S_{2сум}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, ВА (прил. 12).

$$S_{2сум} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (33)$$

2.7 Расчет заземляющего устройства

Расчет заземляющего устройства проводится в следующем порядке:

1. В соответствии с ПУЭ устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_з$. Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то за расчетное принимается наименьшее из допустимых. В установках 110 кВ и выше с большим током замыкания на землю $R_з$ $R_з \leq 0{,}5$Ом, в высоковольтных установках до 35 кВ с малым током замыкания на землю $R_з \leq 250/I_з$, но не более 10 Ом, в низковольтовых установках $R_з \leq 125/I_з$, но не более 10 Ом при мощности источника до 100 кВА и не более 4 Ом, если мощность источника более 1000 кВА.

2. Определяют необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественного заземлителя, включенного параллельно, из выражения

$$R_и = \frac{R_е R_з}{R_е - R_з}, \quad (32)$$

где $R_з$ – допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом;
$R_и$ – сопротивление искусственного заземлителя, Ом;
$R_е$ – сопротивление естественного заземлителя, Ом.

3. Определяют расчетное удельное сопротивление грунта $\rho_р$ для горизонтальных и вертикальных электродов с учетом повышающего коэффициента $К_п$, учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой по формулам:

$$\rho_{р.г} = \rho_{уд} K_{п.г}; \quad (33)$$

$$\rho_{р.в} = \rho_{уд} K_{п.в}, \quad (34)$$

где $\rho_{уд}$ – удельное сопротивление грунта, Ом ·м;
$K_{п.г}$ и $K_{п.в}$ – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов соответственно.

4. Определяют сопротивление растеканию $R_{в.о}$ (Ом) одного вертикального электрода по выражению

$$R_{в.о} = \frac{\rho_{р.в}}{2\Pi l}\left(\ln\frac{2l}{d} + \frac{1}{2}\ln\frac{4t+l}{4t-l}\right), \qquad (35)$$

где l – длина стержня, м (обычно 3-5 м);

d – диаметр стержня, м (обычно 1,2-2,0 см);

t – глубина заложения, расстояние от поверхности почвы до середины стержневого заземлителя, м (0,8 м).

5. Определяют ориентировочное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $К_{и.в}$

$$N = \frac{R_{о.в.э}}{К_{и.в} R_{и}}, \qquad (36)$$

где $R_{о.в.э}$ – сопротивление растеканию одного вертикального электрода, Ом, определенное в п. 4;

$R_{и}$ – сопротивление искусственного заземлителя, Ом, найденное в п. 2;

$К_{и.в.}$ –коэффициент использования заземлителя учитывает увеличение сопротивление заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов (прил. 13).

6. Определяют расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов $R_{р.г.э}$ по формуле

$$R_{р.г.э} = \frac{R_{г.э}}{К_{и.г.э}}, \qquad (37)$$

где $R_{г.э}$ – сопротивление растеканию горизонтальных электродов, Ом, определяемое по выражению $К_{и.г.э}$. (прил. 13).

$$R_{г,э} = \frac{\rho_{р.г}}{2\Pi l}\ln\frac{2l^2}{bt}, \qquad (38)$$

где l – длина полосы, м;

b – ширина полосы (полосы 40×4 на глубине 0,9 м), м;

t – глубина заложения полосы, м.

7. Уточняют необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов

$$R_{в.э} = \frac{R_{р.г.э} R_и}{R_{р.г.э} - R_и}, \quad \text{Ом.} \qquad (39)$$

8. Определяют число вертикальных электродов с учетом уточненного сопротивления вертикального заземлителя

$$N = \frac{R_{о.в.э}}{K_{и.в.} R_{в.э}}. \qquad (40)$$

9. Принимают окончательное число вертикальных электродов, намечают расположение заземлителей.

Пример. *Дано: электроустановка на 220 кВ, грунт – глина, климатическая зона – 3.*

Решение

1. По ПУЭ сопротивление не должно превышать 0,5 Ом.

2. По приложению 11 находим удельное сопротивление грунта. ρ=70 Ом·м.

3. $\rho_{рг}=70\times2=140$ Ом·м; $\rho_{рв}=70\times1,4=98$ Ом·м.

4. Стержни длиной 5 м, диаметром 12 мм на глубину 0,8 м.

$$R_{во} = \frac{98}{2\times3,14\times5} \times \left(ln\frac{2\times5}{0,012} + 0,5 \times ln\frac{4\times0,8+5}{4\times0,8-5} \right) = 3,12 \times 9,730,26 \text{ Ом.}$$

5. N=30,26/(0,3×0,5)=202 шт.

6. $R_{г.э}=140/(2\times3,14\times120)\times\ln((2\times120^2)/(0,04\times0,9))=2,5$Ом.

Считаем, что территория подстанции имеет размеры 30×30 м, следовательно, периметр составит 120 м и длина горизонтально протянутой по контуру ленты тоже составит 120 м.

7. $R_{р.г.э.}=2,5/0,19=13,2$ Ом.

8. $R_{в.э}=(13,2\times0,5)/(13,2–0,5)=0,5$ Ом.

9. N=30,26/(0,33×0,5)=183 шт. Потребуется 183 шт. вертикальных электродов.

2.8 Выбор защиты от перенапряжений и грозозащиты

Для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжения в настоящее время широко применяются защитные аппараты с оксидно-цинковыми элементами, получившие название ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН). За рубежом подобные аппараты называются безыскровыми разрядниками. Отсутствие последовательных искровых промежутков позволяет значительно улучшить защитные характеристики аппарата и уменьшить его массогабаритные показатели.

ОПН представляет собой аппарат опорного типа и содержит высоконелинейный резистор, состоящий из последовательно соединенных в колонку дисков оксидно-цинковых варисторов производства лучших зарубежных фирм, помещенных в изоляционную оболочку. Ограничители исполнения УХЛ1 имеют взрывобезопасный чехол из комбинированной полимерной изоляции: стеклопластиковый цилиндр с оребренным покрытием из кремнийорганической резины.

Принцип работы ОПН заключается в следующем: в нормальном режиме через аппарат протекает незначительный ток (порядка долей мА), при появлении всплесков перенапряжений любой физической природы из-за нелинейной вольт-амперной характеристики ограничителя ток через него возрастает до значений от ампер до десятков килоампер, снижая уровень перенапряжения до заданных значений. Параметром для выбора ОПН служит $U_{ном}$.

Для защиты от перенапряжений необходимо подобрать ОПН с указанием его технических характеристик.

От прямых ударов молнии электроустановки защищаются стержневыми и тросовыми молниеотводами. Здания с хорошо заземленной металлической крышей не требуют защиты молниеотводами. В ОРУ 110 кВ и выше разрешается установка молниеотводов непосредственно на металлических конструкциях, присоединенных к заземляющему контору подстанции, а в открытых распределительных устройствах 35 кВ рекомендуется установка отдельно стоящих молниеотводов, имеющих обособленное заземление. Каждый молниеотвод защищает вокруг себя строго определенное пространство (рис. 2.2), вероятность попадания в которое равна нулю.

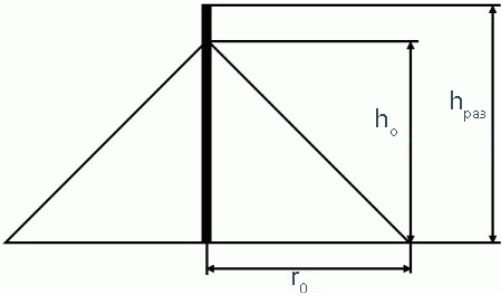


Рис. 2.2. Зона защиты молниеотвода

Высота зоны защиты молниеотвода (h_o) ниже высоты $h_{раз}$, вычисляется по формуле

$$h_o = 0{,}85 \times h_{раз}, \quad (41)$$

радиус границы защиты вычисляется

$$r_o = 1{,}2 \times h_{раз}, \quad (42)$$

где $h_{раз}$ – разница высот между высотой молниеотвода и самым высоким строением подстанции, м.

Принимаем $h_{раз}$ в пределах от 20 до 28 м.

Так как молниеотвод защищает круговой сектор поверхности, то необходимо рассчитать зону защиты одного молниеотвода.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Амерханов, Р. А. Проектирование систем энергообеспечения: учебник для студентов вузов по направлению «Агроинженерия» / под ред. Р. А. Амерханова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 548 с.

2. Лещинская, Т. Б. Электроснабжение сельского хозяйства. – М. : Колос, 2006. – 368 с.

3. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций : учебник для студентов сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т, В. Чиркова. – 6 изд. стер. – М. : Академия, 2009. – 448 с.

4. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения : справочник. – М. : ИД «Форум»6 ИНФРАМ, 2010. – 480 с.

Приложение 1

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Самарская государственная сельскохозяйственная академия»

Кафедра «Электрификация и автоматизация АПК»

К У Р С О В О Й П Р О Е К Т

по дисциплине «Электрические станции и подстанции»

Тема: Расчет трансформаторной подстанции напряжением __/__/__кВ
и мощностью системы ____ МВА

Выполнил:
Студент __ курса
Группы __
Направления подготовки _____
Личный номер _____
(номер зачетной книжки)

_____
(фамилия, имя, отчество студента полностью)

К защите допущен: _____ / _____ /
(подпись) *(инициалы, фамилия)*

Оценка _____ _____ / _____
(цифрой и прописью) _____ / _____
_____ /_____
(подписи членов комиссии) *(расшифровка подписи)*

Самара 20___

Приложение 2

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Самарская государственная сельскохозяйственная академия »

кафедра «Электрификация и автоматизация АПК»

ЗАДАНИЕ
на курсовой проект
по дисциплине: «Электрические станции и подстанции»
Студенту_____

Тема работы: Расчет трансформаторной подстанции напряжением ___/___/___ кВ и мощностью системы _____ МВА.

1.Сведения об энергосистеме:
U_c – напряжение системы на стороне высокого напряжения (ВН) подстанции, кВ;
S_c – мощность системы, МВт;
x_c – реактивное сопротивление системы в относительных единицах;
n_c – число линий связи с системой;
L_c – длина линии связи, км.

2.Сведения о нагрузке потребителей, присоединенных на стороне среднего и низшего напряжений (СН и НН) подстанции:
$U_{сн}$, $U_{нн}$ – уровни среднего и низшего напряжения подстанции, кВ;
$n \cdot P$ – число и мощности линий, МВт;
$K_{мп}$ – коэффициент несовпадения максимумов нагрузки потребителей;
cos φ – коэффициент мощности.

Исходные данные

ВН					СН				НН					
$U_{вв}$ кВ	S_c МВА	X_c	n_c	Lc	$U_{сн}$ кВ	n×p МВт	$K_{мпсн}$	Cos φ	$U_{нн}$ кВ	n×p МВт	$K_{мпсн}$	Cosφ	клим зона	грунт

Задание выдано _____20__ г.
Руководитель _____/_____/

Приложение 3

Пример оформления реферата

РЕФЕРАТ

Проект представлен пояснительной запиской и графической частью на листе формата А3. Пояснительная записка содержит 35 страниц машинописного текста, включает 13 таблиц, 6 рисунков и 8 наименований использованных источников.

Ключевые слова: ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ЗАЩИТА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АППАРАТУРА.

Сокращения, используемы в тексте:

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение.

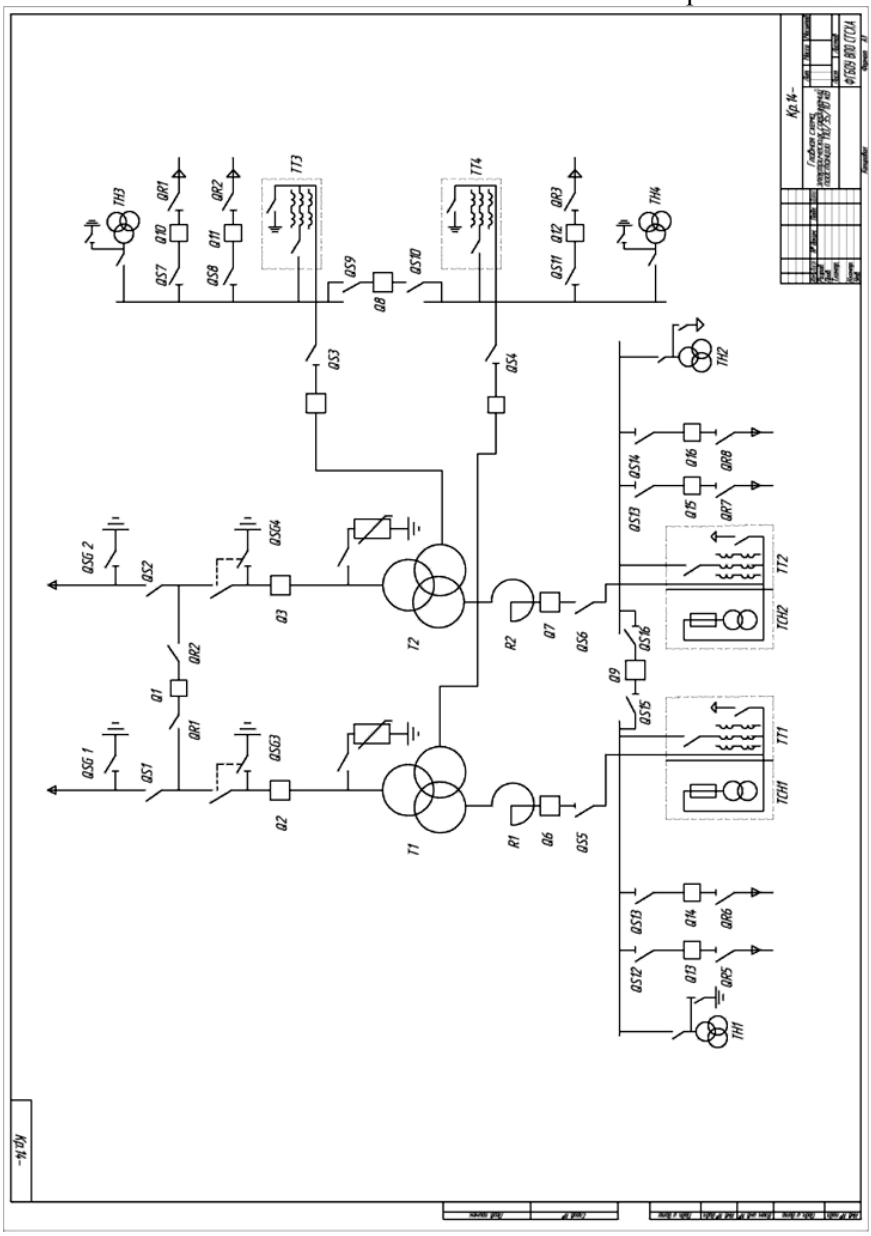
В проекте представлен расчет трансформаторной подстанции с выбором основного оборудования и аппаратуры защиты и управления. Выполнен расчет заземляющего устройства и выбор защиты от перенапряжений и грозозащиты.

Пример оформления оглавления

Оглавление

	стр.
Введение…….…..……..	2
Оглавление……..…….……..	3
Реферат…….……	4
1	5
1.1	5
1.2	
……	
2	
2.1	
……	
Выводы……..	
Список используемой литературы и источников……..	
Приложения……..	

Приложение 4



Формат	Зона	Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Приме-чание
			Q1...Q11,Q22,Q23,Q24	ВМТ-110Б/220 Б20	14	
			T1,T2	АТД ЦТН-125000/220	2	
			QS1,QS2	РДЗ-220-1000	2	
			LR1,LR2	РБДГ 10-2500-0,35	2	
			TT1,TT2	ТФЗМ 35-41	2	
			TT3,TT4	ТФЗМ 110-41	2	
			TH1,TH2	НОЛ.08	2	
			TH3,TH4	НПФ-110-58	2	
			TCH1,TCH2	ТМ-160	2	
			QS3...QS10	РДЗ-110-2000	8	
			QS11...QS22	РВРЗ-10-4000	11	
			Q11...Q17	ВМТ-110Б-20	7	
			Q18...Q28	ВКЭ-10-31,5	10	

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.				
Пров.				
Нконтр.				
Утв.				

Главная схема электрических соединений подстанции / / кВ

Лит.	Лист	Листов
		1

ФГБОУ ВПО СГСХА

Копировал

Формат А4

Приложение 6

Таблица П.6.1

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$u_к$ %
ТД-10000/35	10	35	6; 10	7,5
ТД-16000/35	16	35	6; 10	8,0
ТРДНС-25000/35	25	35	6; 10	9,5
ТРДНС-32000/35	32	35	6; 10	11,5
ТРДНС-40000/35	40	35	6; 10	11,5
ТРДНС-63000/35	63	35	6; 10	11,5

Таблица П.6.2

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$u_к$ %
ТДН-10000/110	10	110	6; 10	10,5
ТДН-16000/110	16	110	6; 10; 35	10,5
ТДН-25000/110	25	110	6; 10	10,5
ТД-40000/110	40	110	3; 6; 10	10,5
ТРДН-40000/110	40	110	6; 10	10,5
ТРДЦН-63000/110	63	110	6; 10	10,5
ТДЦ-80000/110	80	110	6; 10; 13	10,5
ТРДЦН-125000/110	125	110	10	10,5

Таблица П.6.3

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ СН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$u_к$ % ВН-СН	$u_к$ % ВН-НН	$u_к$ % СН-НН
ТДТН-10000/110	10	110	20; 35	6; 10	10,5	17	6
ТДТН-16000/110	16	110	20; 35	6; 10	10,5	17	6
ТДТН-25000/l10	25	110	20; 35	6; 10	10,5	17,5	6,5
ТДТ-40000/110	40	110	20; 35	6; 10	10,5	17,5	6
ТДТН-63000/110	63	110	20; 35	6; 10	10,5	17,5	6,5
ТДТН-80000/110	80	110	35	6; 10	11	18,5	7

Таблица П.6.4

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$u_к$ %
ТРДН-40000/220	40	220	6; 10	12
ТРДЦН-63000/220	63	220	6; 10	12
ТДЦ-80000/220	80	220	6; 10	11
ТРДЦН-100000/220	100	220	10	12
ТДЦ-125000/220	125	220	10	11
ТРДЦН-160000/220	160	220	10; 35	12

Таблица П.6.5

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$ ВН, кВ	$U_{ном}$ СН, кВ	$U_{ном}$ НН, кВ	$u_к$ % ВН-СН	$u_к$ % ВН-НН	$u_к$ % СН-НН
ТДТН-25000/220	25	220	35	6; 10	12,5	20	6,5
ТДТН-40000/220	40	220	35	6; 10	12,5	22	9,5
АТДЦТН-63000/220	63	220	110; 35	10; 6	11	35,7	21,9
АТДЦТН-125000/220	125	220	110	10; 6; 35	11	31	19

Приложение 7

Технические характеристики трансформаторов ТМ мощностью 16-630 кВА

Тип трансформатора и мощность, кВА	Напряжения, кВ		Потери, Вт		Напряжение короткого замыкания, %
	ВН	НН	Холостого хода	Короткого замыкания	
ТМ-16	6-10	0.4	100	460	4.0
ТМ-25			120	600	
ТМ-40			160	880	
ТМ-63			230	1200	
ТМ-100			320	1970	
ТМ-160			460	2650	
ТМ-250			650	3100	
ТМ-400			830	5500	
ТМ-630			1050	7600	

Приложение 8

Схемы первичных соединений камер К-63

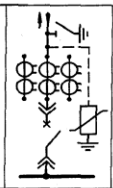
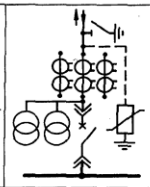
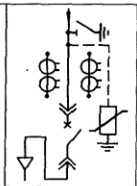
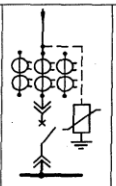
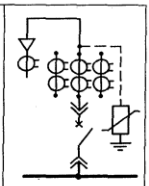
Схема главных цепей					
Номер схемы	01, 02*	03, 04*	05	06, 07*	08, 09*
Назначение	Ввод или отходящая линия		Ввод		В или ОЛ
Номинальный ток, А	630; 1000; 1600		630	1600	630 — 1600

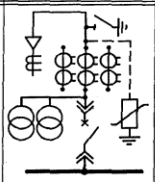
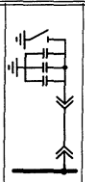
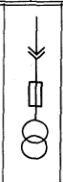
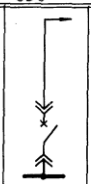
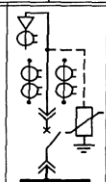
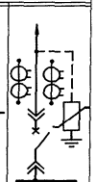
Схема главных цепей								
Номер схемы	10, 11*	13	14	15, 16**	17	18	19	
Назначение	В или ОЛ			630 — 1600		630		
Номинальный ток, А	630-1600	КС	ТСН	СЕКЦ	к ТСН***	к ТСН свыше 250 кВ·А		

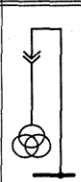
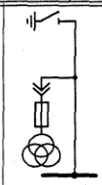
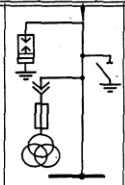
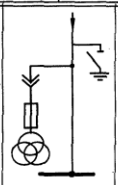
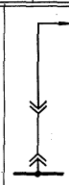
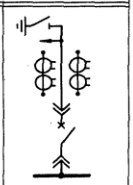
Схема главных цепей						
Номер схемы	22	23	24, 25	26	27	31
Назначение	ТН		ТН и РВО (24) или ОПН (25)	ТН	СЕКЦ	
Номинальный ток, А				630 — 3150	630 — 1600	

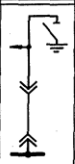
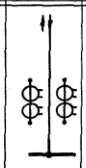
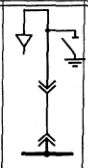
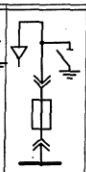
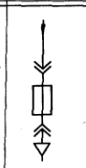
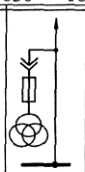
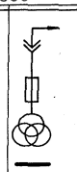
Схема главных цепей									
Номер схемы	28	38	39	40	41	42	46	47, 48**	
Назначение	СЕКЦ	Ввод		к ТСН до 630 кВ·А		Ввод	ТН		
Номинальный ток, А	630 — 1600			80		630 — 1600			

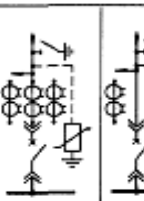
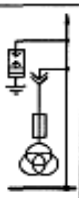
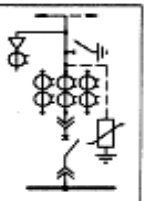
Схема главных цепей						
Номер схемы	49; 50**	51; 52**	53	54	55	56; 57*
Назначение	Ввод	В или ОЛ	СЕКЦ	ТН	ТН	В или ОЛ
Номинальный ток, А	630 — 1600				630 — 3150	630 — 1600
Назначение отпайки	ТН					ТН, ТСН

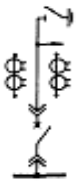
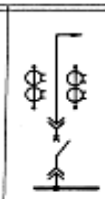
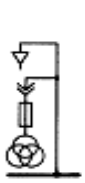
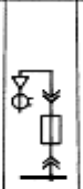
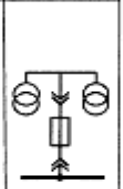
Схема главных цепей							
Номер схемы	62	63; 64**	71	86	87	88	89
Назначение	СЕКЦ		ТН	ТСКС 40/10		К ТСН 250 кВ·А	ТН НОЛ.0.8
Номинальный ток, А	630 — 1600						

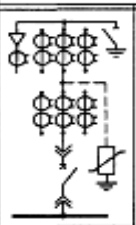
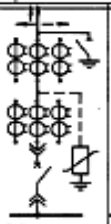
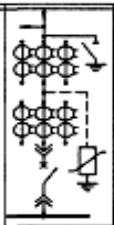
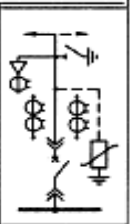
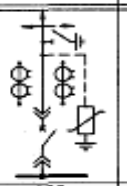
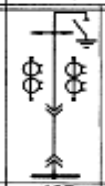
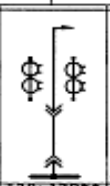
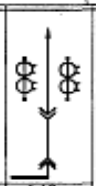
Схема главных цепей					
Номер схемы	69; 70*	73; 74*	75; 76*	77; 78**	92
Назначение	В или ОЛ		Ввод		Ввод на 2600 А
Номинальный ток, А			630; 1000; 1600		1600
Назначение отпайки		ТН, ТСН		ТН	

Схема главных цепей				
Номер схемы	123	137	138; 139**	140
Назначение	Секционирование			
Номинальный ток, А	1600			

Приложение 9

Технические данные одинарных бетонных реакторов

Реактор	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Длительно допустимый ток, А	Ток электродинамической стойкости, кА
РБ, РБУ,РБГ 10–400–0,35	0,35	400	25
РБ, РБУ,РБГ 10–400–0,45	0,45	400	25
РБ, РБУ,РБГ 10–630–0,25	0,25	630	40
РБ, РБУ,РБГ 10–630–0,40	0,4	630	33
РБ, РБУ,РБГ 10–630–0,56	0,56	630	24
РБ, РБУ,РБГ 10–1000–0,14	0,14	1000	63
РБ, РБУ,РБГ 10–1000–0,22	0,22	1000	49
РБ, РБУ,РБГ 10–1000–0,28	0,28	1000	45
РБ, РБУ,РБГ 10–1000–0,35	0,35	1000	37
РБ, РБУ,РБГ 10–1000–0,45	0,45	1000	29
РБ, РБУ,РБГ 10–1000–0,56	0,56	1000	24
РБ, РБУ,РБГ 10–1600–0,14	0,14	1600	79
РБ, РБУ,РБГ 10–1600–0,20	0,2	1600	60
РБ, РБУ,РБГ 10–1600–0,25	0,25	1600	49
РБ, РБУ,РБГ 10–1600–0,35	0,35	1600	37
РБД, РБДУ 10–2500–0,14	0,14	2500	66
РБГ 10–2500–0,14	0,14	2500	79
РБД, РБДУ 10–2500–0,20	0,2	2500	52
РБГ 10–2500–0,20	0,2	2500	60
РБДГ 10–2500–0,25	0,25	2500	49
РБДГ 10–2500–0,35	0,35	2500	37
РБДГ 10–4000–0,105	0,105	4000	97
РБДГ 10–4000–0,18	0,18	4000	65

Приложение 10

Выключатели

Тип	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Номинальный ток $I_{ном}$, А	Номинальный ток отключения $I_{откл\ ном}$, кА	Содержание апериодической составляющей $\beta_н$, %	Параметры сквозного тока КЗ, кА			Время протекания тока терм. стойкости, $t_{тер}$, с	Полное время отключения $t_{откл}$, с	Собственное время отключения $t_с$, с
					Ток электродинамической стойкости		Ток термической стойкости $I_{тер}$			
					$i_{дин}$	$I_{дин}$				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Масляные баковые										
С–35М–630–10У1	35	630	10	—	26	10	10	4	0,08/ 0,15	0,05/ 0,12
С–35–3200–2000–50У1	35	3200, 2000	50	—	127	50	50	4	0,08	0,055
МКП–35–1000–25	35	1000	25	—	64	25	25	4	0,08	0,05
МКП–11 ОМ–1000–20	110	1000	20	—	52	20	20	3	0,08	0,04
У – И0–2000–40У1	110	2000	40	20	102	40	40	3	0,08	0,06
У–110–2000–50У1	110	2000	50	30	135	50	50	3	0,08	0,05
У–220–2000–40У1	220	2000	40	30	105	40	40	3	0,08	0,045
Воздушные										
ВВГ–20–160	20	12500, 20000	160	—	410	160	160	4	0,14	0,12
ВВУ–35–40	35	2000, 3200	40	—	100	40	40	3	0,07	0,05
ВВБК–110Б–50	110	3150	50	35	128*	50	56	3	0,06	0,045
ВВБК–220Б–56	220	3150	56	47	143	56	56	3	0,04	0,025
ВВБК–3 30Б–40	330	3200	40	45	128	50	50	2	0,04	0,025
ВВБК–500–50	500	3200	50	45	128	50	50	2	0,04	0,025
ВВ–33О, 500Б–31,5	330, 500	2000	31,5	20	80	31,5	31,5	3	0,08	0,055
ВНВ–220–63	220	3150	63	—	162	63	63	3	0,04	0,025
ВНВ–330/500/750–40	330, 500, 750	3150, 4000	40	—	102	40	40	3	0,04	0,025
ВНВ–330/500/750–63	330,500, 750	3150, 4000	63	–	162	63	63	3	0,04	0,025

Маломасляные

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ВММ–1Q–10	10	200–630	10		25	10	10	4	0,12	0,09
ВПМ–10–20	10	630, 1000	20		52	20	20	4	0,12	0,09
ВМП, ВМПЭ–20	10	630, 1000	20	—	52	20	20	4	0,12	0,09
ВМПП, ВМПЭ–31,5	10	630–3200	31,5	—	80	31,5	31,5	4	0,12	0,09
ВК–10–20	10	630–1600	20		52	20	20	3	0,07	0,05
ВКЭ–10–31,5, ВК–10–31,5	10	630–3150	31,5		80	31,5	31,5	3	0,095	0,07
МГГ–10–45	10	3200–5000	45		120	45	45	4	0,16	0,12
МГГ–10–63	10	5000	63	_	150	64	64	4	0,13	0,1
МГУ–20–90	20	6300	90	_	300	105	87	4	0,2	0,15
ВГМ–20–90	20	11200	90		320	125	105	4	0,2	0,15
ВМУЭ–35Б–25	35	1000	25		64	25	25	4	0,075	0,05
ВМТ–110Б/220Б0	110, 220	1000	20	25	52	20	20	3	0,08	0,05
ВМТ–110Б/220Б0	110, 220	1250	25	36	65	25	25	3	0,06	0,035
Электромагнитные										
ВЭ–10–20	10	1250–3600	20	_	51	20	20	4	0,75	0,06
ВЭ–10–31,5	10	1250–3600	31,5	_	80	31,5	31,5	4	0,75	0,06
ВЭ–10–40	10	1600–3150	40	.	100	40	40	3	0,08	0,06
ВЭМ–6–40	6	2000	40	_	125	40	40	4	0,08	0,06
ВЭМ–6–20	6	1000	20	–	52	20	20	4	0,06	0,05
Вакуумные										
ВНВП–10/320	10	320	2	_	40	16	20	0,3	0,05	0,035
ЗВТЭ–10/630	10	630	10	60	25	10	10	3	0,05	0,03
ЗВТП–10/630–1600	10	1600	20	50	52	20	20	3	0,05	0,03
ЗВК–35В–20	35	1000	20	_	51	_	_	_	0,07	–
ЗВК–110 Б–20	110	1000	20	–	51	–	–		0,07	–

Приложение 11
Таблица П.11.1

Разъединители

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Амплитуда предельного сквозного тока КЗ, кА	Предельный ток термической стойкости / допустим. время, кА/с		Тип привода
				главных ножей	заземляющих ножей	
Для внутренней установки						
РВ, РВФ,	6	400	41	16/4		ПР–10, ПР–11
РВФЗ		630	52	20/4	20/1	
		1000	100	40/4	31,5/1	
РВ, РВО, РВЗ	10	400	41	16/4	16/1	ПР–10, ПР–11
РВФ, РВФЗ		630	52	20/4	20/1	
		1000	100	40/4	31,5/1	
РВР, РВРЗ	10	2000	85	31,5/4	31,5/1	ПЧ–50, ПДВ–1
		2500	125	45/4	45/1	
		4000	180	71/4	71/1	
РВ, РВЗ	20	6300	220	80/4	–	ПЧ–50, ПДВ–1
		8000	300	120/4	–	
РВК	10	2000	85	31,5/4	–	ПР–3, ПЧ–50,
	35	2000	115	45/4	–	ПДВ–1
РВП, РВПЗ	20	12500	490	180/4	100/1	ПД–12УЗ
РВ, РВЗ	20	630	50	20/4	20/1	ПР–3
		1000	55	20/4	20/1	
РВ, РВЗ	35	630	51	20/4	20/1	ПР–3
		1000	80	31,5/4	31,5/1	
Для наружной установки						
РДЗ	35	1000	63	25/4	25/1	ПР–У1, ПР–
		2000	80	31,5/4	31,5/1	ПД–1У1
		3200	125	50/4	50/1	
	110	1000	80	31,5/3	31,5/4	
		2000	100 '	40/3	40/1	
		3200	525	50/3	50/1	
	220	1000	100	40/3	40/1	
		2000	100	40/3	40/1	
		3200	125	50/3	50/1	
РНД, РНДЗ	330	3200	160	63/2	63/1	ПДН–1У1
РНВ, РНВЗ	500	2000	45	16/2	16/2	ПД, ПРН
	750	4000	160	63/2	–	
РП, РПД	330	3200	160	63/2	—	ПД–2У1
	500	3200	160	63/2	—	
ЗР–10УЗ	10	—	235	90/1	—	ПЧ–50
ЗР–23у3	24	—	235	90/1	—	
ЗР–35УЗ	35	—	235	90/1	—	

Таблица П.11.2

Короткозамыкатели

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Амплитуда предельного сквозного тока КЗ, кА	Предельный ток термической стойкости/ время, кА/с	Полное время включения, с	Привод
КЭ–35У	35	42	12,5/3	0,12	ПРК–1У1
КЗ–110У	110	42	12,5/3	0,12	ПРК–1У1
КЗ–220	220	51	20,0/3	0,25	ПРК–1У1
КЭ–110*	100	70	27,5/3	0,15	ППК
КЭ–220*	220	70	27,5/3	0,15	ППК

Таблица П.11.3

Отделители

Тип	Номинальное напряжение кВ,	Номинальный ток, А	Амплитуда предельного сквозного тока главных ножей, кА	Предельный ток Термической стойкости/время, кА/с	Полное время отключения, с	Привод
ОД–35/630	35	630	80	12,5/3	0,5	ПРО–1У1
ОД–110/1000	110	1000	80	31,5/3	0,38	ПРО–1У1
ОДЗ–110/1000	110	1000	80	31,5/3	0,38	ПРО–1 У1
ОД–220/1000	220	1000	80	31,5/3	0,5	ПРО–1У1
ОЭ–110/1000*	110	1000	70	27,5/3	0,15	ППО
ОЗ–220/1000*	220	1000	70	27,5/3	0,15	ППО

Приложение 12
Таблица П.12.1

Трансформаторы тока

Тип	$U_{ном}$, кВ	Номинальный ток, кА		Варианты исполнения по вторичным обмоткам	Ток стойкости, кА		Время $t_{тер}$, с	Нагрузка измерительной обмотки $S_{2ном}$, ВА
		первичный	вторичный		электродинамической	термической		
ТФЭМ35–У1	35	15–600	5	0,5/ 10Р	3–127	0,7–31	3	30
		800			107	31		
		1000			134	37		
		1500			106	41		
		2000			141	55		
ТФЗМ110–У1	110	50–600	5	0,5/10Р/10Р	10–126	2–26	3	30
		400–800			62–124	14–28		
		750–1500			79–158	26–52		
		1000–2000			106–212	34–68		
ТФЗМ150–У1	150	600–1200	1; 5	0,5/10Р/10Р/10Р	52–104	14–28	3	40
		1000–2000			113–226	41,6–83		30
ТФЗМ220–У1	220	300–600	1; 5	0,5/10Р/10Р/10Р	25–50	9,8–19,6	3	30
		1000–1200			100	39,2		
		2000			100	39,2		
ТФУМ330–У1	330	1000–2000	1	0,5/10Р/10Р/10Р	160	63	1	30
		1500–3000						
		2000–4000						
ТФЗМ500–У1	500	500 1000/2000	1	0.5/10Р/10Р/ЮР	90 180180	34 68	1	30
ТФРМ500–У1	500	1000–2000	1	0,5/10Р/10Р/ЮР	120	47	1	40
		1500–3000						
		2000–4000						
ТФРМ750–У1	750	1000–2000 1500–3000 2000–4000	1	0,5/10Р/10Р/10Р/10Р	120	47	1	40

Таблица П.12.2

Трансформаторы напряжения

Тип	Номинальное напряжение обмотки			Номинальная мощность, ВА, в классе точности				Максимальная мощность, ВА
	первичной, кВ	основной вторичной, В	дополни-тельной, В	0,2	0,5	1	3	
НОЛ.08	6	100		30	50	75	200	400
	10	100	—	50	75	150	300	630
НОМ–10–66	10	100	–	–	75	150	300	630
ЗНОЛ.09	3/√3	100/√3	100:3	15	30	50	150	250
	6/√3		или 100	30	50	75	200	400
	10/√3			50	75	150	300	630
ЗНОЛ.Об	6/√3	100/√3	100: 3	30	50	75	200	400
	10/√3		или 100	50	75	150	300	630
	15/√3			50	75	150	300	630

Приложение 13

Таблица П.13.1

Средние удельные сопротивления грунтов

Грунт	Уд. сопротивление, Ом·м
Глина (слой 7-10 м, далее скала, гравий)	70
Глина каменистая (слой 1-3 м, далее гравий)	100
Земля садовая	50
Лёсс	250
Мергель	2000
Песок	500
Песок крупнозернистый с валунами	1000
Скала	4000
Суглинок	100
Супесь	300
Торф	20
Чернозем	30

Таблица П.13.2

Значение повышающего коэффициента k
для различных климатических зон

Данные, характеризующие климатические зоны и тип применяемых электродов	Климатические зоны			
	1	2	3	4
Климатические признаки зон				
Средняя многолетняя низшая температура (январь), °С	От –20 до –15	От –14 до –10	От –10 до 0	От 0 до +5
Средняя многолетняя высшая температура (июль), °С	От +16 до +18	От +18 до +22	От +22 до +24	От +24 до +26
Среднегодовое количество осадков, см	40	50	50	30–50
Продолжительность замерзания воды, дни	190–170	150	100	0
Значение коэффициента $K_п$				
при применении стержневых электродов длиной 2-3 м и при глубине заложения их вершины 0,5-0,8м	1,8-2	1,5-1,8	1,4-1,6	1,2-1,4
при применении протяженных электродов и при глубине заложения 0,8 м	4,5-7,0	3,5-4,5	2,0-2,5	1,5-2,0

Таблица П.13.3

Коэффициенты использования вертикальных электродов

Отношение расстояния между вертикальными электродами к их длине *a/l*	Число вертикальных электродов в ряду при расположении		$К_и$, в	
	в ряду	по контуру	в ряд	по контуру
1	2	4	0,84–0,87	0,66–0,72
	3	6	0,76–0,8	0,58–0,65
	5	10	0,67–0,72	0,52–0,58
	10	20	0,56–0,62	0,44–0,5
	15	40	0,51–0,56	0,38–0,44
	20	60	0,47–0,5	0,36–0,42
	–	100	–	0,33–0,39
2	2	4	0,9–0,92	0,76–0,8
	3	6	0,85–0,88	0,71–0,75
	5	10	0,79–0,83	0,66–0,71
	10	20	0,72–0,77	0,61–0,66
	15	40	0,66–0,73	0,55–0,61
	20	60	0,65–0,7	0,52–0,58
	–	100	–	0,49–0,55
3	2	4	0,93–0,95	0,84–0,86
	3	6	0,9–0,92	0,78–0,82
	5	10	0,85–0,88	0,74–0,78
	10	20	0,79–0,83	0,68–0,73
	15	40	0,76–0,8	0,64–0,69
	20	60	0,74–0,79	0,62–0,67
	–	100	–	0,59–0,65

Таблица П.13.4

Коэффициенты использования горизонтальных электродов

Отношение расстояния между вертикальными электродами к их длине *a/l*	Коэффициент использования $К_и, г, э$ при числе вертикальных электродов в ряду и при расположении их в ряд							
	4	5	6	10	20	30	50	65
1	0,77	0,74	0,67	0,62	0,42	0,31	0,21	0,2
2	0,89	0,86	0,79	0,75	0,56	0,46	0,36	0,34
3	0,92	0,9	0,85	0,82	0,68	0,58	0,49	0,47

Учебное издание

Нугманов Сергей Семёнович

Электрические станции и подстанции

Методические указания для выполнения курсового проекта

Отпечатано с готового оригинал-макета
Подписано в печать 29.04.2015. Формат 60×84 1/16
Усл. печ. л. 3,26, печ. л. 3,50.
Тираж 30. Заказ №121.

Редакционно-издательский центр ФГБОУ ВПО Самарской ГСХА
446442, Самарская область, п.г.т. Усть-Кинельский, ул. Учебная 2
Тел.: (84663) 46-2-47
Факс 46-6-70
E-mail: ssaariz@mail.ru

Министерство сельского хозяйства
Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего образования
«Самарская государственная
сельскохозяйственная академия»

Кафедра «Электрификация
и автоматизация АПК»

С. С. Нугманов

Электрические станции и подстанции

Методические указания для практических занятий

Кинель
РИО СГСХА
2017

УДК 631.371 (07)
ББК-40.76(07)
Н-87

Нугманов, С. С.
Н-87 Электрические станции и подстанции : методические указания для практических занятий / С. С. Нугманов. – Кинель : РИО СГСХА, 2017. – 89 с.

В методических указаниях рассмотрены вопросы по устройству основного оборудования электрических подстанций и их электрические принципиальные схемы, рассмотрены вопросы принципа работы и устройства электрооборудования подстанций.

Методические указания к практическим занятиям предназначены для студентов, обучающихся по направлению подготовки: 35.03.06 Агроинженерия, профиль подготовки «Электрооборудование и электротехнологии».

© ФГБОУ ВО Самарская ГСХА, 2017
© Нугманов С. С., 2017

Предисловие

Методические указания составлены на основании рабочей программы по дисциплине «Электрические станции и подстанции».

В методических указаниях рассмотрены устройство трансформаторов, режимы их работы и включение трансформаторов на параллельную работу. Описаны системы охлаждения трансформаторов и способы регулирования напряжения, способы очистки и регенерации трансформаторного масла.

Рассмотрены устройство масляных, воздушных, элегазовых и вакуумных выключателей и их приводов.

Методические указания к практическим занятиям предназначены для студентов, обучающихся по направлению подготовки: 35.03.06 Агроинженерия, профиль подготовки «Электрооборудование и электротехнологии».

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование и развитие следующих профессиональных компетенций (в соответствии с ФГОС ВО и требованиями к результатам освоения ОПОП):

- готовность к профессиональной эксплуатации машин и технологического оборудования и электроустановок;

-применять и эксплуатировать электрооборудование электрических станций и подстанций.

Занятие 1. Охлаждающие устройства трансформаторов и их обслуживание

Цель занятия: изучить системы охлаждения трансформаторов и способы их обслуживания.

Теплота, выделяющаяся в обмотках, магнитопроводе и стальных деталях конструкции работающего трансформатора, рассеивается в окружающую среду, при этом процесс передачи теплоты может быть разбит на два этапа: передача теплоты от обмоток и магнитопровода охлаждающему маслу и от масла окружающей среде. На первом этапе передача теплоты определяется превышением температуры обмоток и магнитопровода над температурой масла, на втором – превышением температуры масла над температурой окружающей среды.

Принято считать, что охлаждающее устройство масляного трансформатора состоит из системы внутреннего охлаждения, обеспечивающей передачу теплоты на первом этапе охлаждения, и системы наружного охлаждения, обеспечивающей передачу теплоты на втором этапе.

Элементами системы внутреннего охлаждения являются горизонтальные и вертикальные каналы в обмотках и магнитопроводе, а также специальные трубы и изоляционные щиты, создающие направленную циркуляцию масла по каналам. Все элементы системы внутреннего охлаждения находятся внутри бака трансформатора, поэтому визуальный контроль за их состоянием невозможен.

Система наружного охлаждения включает маслоохладители, фильтры, насосы, вентиляторы и другое оборудование, расположенное снаружи трансформатора. За работой этого оборудования ведется систематический эксплуатационный надзор. На подстанциях энергосистем применяются трансформаторы отечественного производства с системами охлаждения *М, Д, ДЦ* и *Ц*.

Естественное воздушное охлаждение трансформаторов осуществляется путем естественной конвекции воздуха и частично лучеиспускания в воздухе. Такие трансформаторы получили название «сухих». Условно принято обозначать естественное воздушное охлаждение при открытом исполнении *С*, при защи-щенном исполнении *СЗ*, при герметизированном исполнении *СГ*, с принудительной циркуляцией воздуха *СД*.

Допустимое превышение температуры обмотки сухого трансформатора над температурой охлаждающей среды зависит от класса нагревостойкости изоляции и согласно ГОСТ 11677–85 должно быть не больше: 60 °С (класс А); 75 °С (класс Е); 80 °С (класс В); 100 °С (класс F); 125 °С (класс Н).

Данная система охлаждения малоэффективна, поэтому применяется для трансформаторов мощностью до 1600 кВА при напряжении до 15 кВ.

Естественное масляное охлаждение (*М*) выполняется для трансформаторов мощностью до 16 000 кВА включительно (рис. 1.1, *а*). В таких трансформаторах теплота, выделенная в обмотках и магнитопроводе *2* (выемная часть), передается окружающему маслу, которое, циркулируя по баку *1* и радиаторным трубам *3* (охлаждающая поверхность), передает его окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансформатора температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать 95 °С. Для лучшей отдачи теплоты в окружающую среду бак трансформатора снабжается ребрами, охлаждающими трубами или радиаторами в зависимости от мощности.

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (*Д*) применяется у трансформаторов средней мощности напряжением 35, 110 и 220 кВ. В этом случае в навесных охладителях из радиаторных труб *5* помещаются вентиляторы *8* (рис. 1.1, *б*). Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов могут осуществляться автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100% номинальной, а температура верхних слоев масла не более 55 °С, а также при минусовых температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше 45 °С независимо от нагрузки. Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе с номинальной нагрузкой составляет 95 °С.

Форсированный обдув радиаторных труб улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора, что позволяет изготовлять такие трансформаторы мощностью до 80 000 кВА.

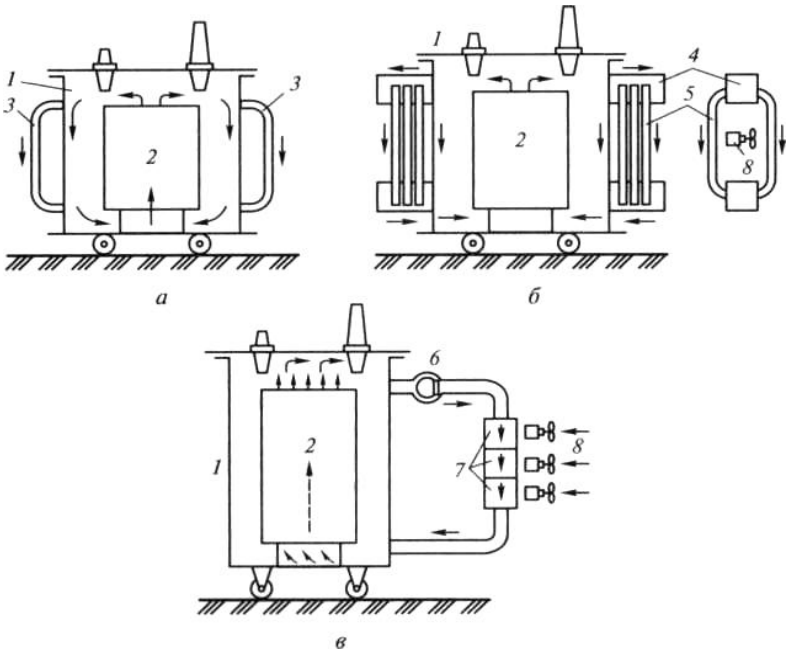


Рис. 1.1. Системы охлаждения трансформаторов:
а – типа *М*; *б* – типа *Д; в* – типа *ДЦ*; *1* – бак; *2* – выемная часть;
3 – охлаждающая поверхность; *4* – коллектор; 5 – трубчатый радиатор;
6 – электронасос; 7 – охладители; *8* – вентиляторы

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (*ДЦ*) применяется для трансформаторов мощностью 63 000 кВА и более.

Охладители *7* состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором *8*. Электронасосы *6*, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители (рис. 1.1, *в*).

Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформаторов.

Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.

В трансформаторах с направленным потоком масла (*НДЦ*) интенсивность охлаждения повышается, что позволяет увеличить допустимые температуры обмоток.

Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (*Ц)* принципиально устроено так же, как система *ДЦ*, но в отличие от последнего охладители состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло.

Температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать 70 °С.

Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,01 МПа (1 Н/см^2). Эта система охлаждения эффективна, но имеет более сложное конструктивное выполнение и применяется на мощных трансформаторах (160 МВА и более). Система охлаждения *Ц* применяется для трансформаторов как наружной, так и внутренней установки. Она компактна, обладает высокой надежностью и тепловой эффективностью, что объясняется большей интенсивностью теплообмена от масла к воде, чем от масла к воздуху. Однако применение системы охлаждения *Ц* возможно только при наличии мощного источника водоснабжения. Автоматическое и ручное управление системой охлаждения *Ц* осуществляется при помощи шкафов типов ШАОТ-ЦТ и ШАОТ-ЦТЭ (в обозначении шкафа: Ц – условное обозначение системы охлаждения; Т – для управления насосами серии ЭЦТ; ТЭ – то же для насосов ЭЦТЭ). В шкафах имеются индивидуальные ключи для выбора режима работы каждого насоса с положением: «Отключено», «Ручное управление», «Автоматическое управление».

Масляно-водяное охлаждение с направленным потоком масла (*НЦ*) применяется для трансформаторов мощностью 630 МВА и более.

На трансформаторах с системами охлаждения *ДЦ* и *Ц* устройства принудительной циркуляции масла должны автоматически включаться одновременно с включением трансформатора и работать непрерывно независимо от нагрузки трансформаторов. В то же время число включаемых в работу охладителей определяется нагрузкой трансформатора. Такие трансформаторы должны иметь сигнализацию о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентилятора.

Следует отметить, что в настоящее время ведутся разработки новых конструкций трансформаторов с обмотками, охлаждаемыми до очень низких температур. Металл при низких температурах обладает сверхпроводимостью, что позволяет резко уменьшить сечение обмоток. Трансформаторы с использованием принципа сверхпроводимости (криогенные трансформаторы) будут иметь малую транспортировочную массу при мощностях 1000 МВА и выше.

Каждый трансформатор имеет условное буквенное обозначение, которое содержит следующие данные в том порядке, как указано ниже:

1) число фаз (для однофазных – О; для трехфазных – Т);

2) вид охлаждения – в соответствии с пояснениями, приведенными выше;

3) число обмоток, работающих на различные сети (если оно больше двух), для трехобмоточного трансформатора Т; для трансформатора с расщепленными обмотками Р (после числа фаз);

4) буква Н в обозначении при выполнении одной из обмоток с устройством РПН;

5) буква А на первом месте для обозначения автотрансформатора.

За буквенным обозначением указывается номинальная мощность, кВА; класс напряжения обмотки *ВН*; климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150–69 и ГОСТ 15543–70.

Например, ТДТН-16000/110-У1 – трехфазный трансформатор с системой охлаждения *Д*, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, номинальной мощностью 16 000 кВА, напряжением *ВН* 110 кВ, климатическое исполнение У (умеренный климат), категория размещения 1 (на открытом воздухе).

Обслуживание систем охлаждения состоит в наблюдении за работой и техническом уходе за оборудованием, используемым в системе охлаждения. При техническом уходе руководствуются заводскими инструкциями и местными указаниями по эксплуатации оборудования. Осмотр систем охлаждения производится одновременно с осмотром трансформаторов. При осмотре проверяется целость всей системы охлаждения, т.е. отсутствие течей масла, работа радиаторов – по их нагреву, определяемому на ощупь, работа охладителей охлаждения *ДЦ* – по их нагреву и по показаниям манометров, установленных вблизи патрубков маслоперекачивающих насосов, работа адсорбных фильтров – ощупыванием рукой, состояние креплений трубопроводов, охладителей, насосов и вентиляторов,

работа вентиляторов – по отсутствию вибрации, скрежета и задеваний крыльчаток за кожух. Отметим, что главными причинами поломки крыльчаток, износа подшипников и течей масла из охлаждающих устройств являются повышенные вибрации, появляющиеся из-за несвоевременного устранения мелких дефектов, ослабления болтовых креплений, плохой смазки подшипников, осевых биений крыльчаток вентиляторов и т.д. Технический уход за устройствами систем охлаждения включает в себя устранение обнаруженных при осмотрах неисправностей, замену износившихся деталей (лопаток насосов, лопастей вентиляторов, подшипников), чистку охладителей и вентиляторов, смазку подшипников, контроль сопротивления изоляции электродвигателей.

При уходе за охладителями системы охлаждения *Ц* выполняются периодические очистки труб и водяных камер от ила и других отложений на поверхностях охлаждения.

При осмотре шкафов автоматического управления охлаждением проверяется отсутствие нагрева и коррозии контактов, а также повреждений изоляции токоведущих частей аппаратуры, уплотнение днищ и дверей шкафов от проникновения в них пыли и влаги.

Внеочередной осмотр автоматических выключателей в шкафах следует производить после каждого отключения ими тока КЗ, а также следует осматривать контакты магнитных пускателей и автоматических выключателей после автоматического отключения электродвигателей вентиляторов и насосов. При осмотрах необходимо руководствоваться требованиями общих правил техники безопасности, так как наличие напряжения на токопроводящих частях аппаратов и сборных узлов, не имеющих защитных кожухов, представляет опасность для персонала.

Исправность схем питания двигателей охлаждения и действие автоматического включения резерва (АВР) проверяются по графику не реже 1 раза в месяц.

Эффективность работы систем охлаждения в целом проверяется по температуре верхних слоев масла в трансформаторе. При исправном охлаждении максимальные температуры масла не должны превышать в трансформаторах с охлаждением *М* и *Д* 95 °С, с охлаждением *ДЦ* при мощности до 250 МВА включительно 80 °С и при мощности выше 250 МВА – 75 °С, у трансформаторов с системой охлаждения *Ц* температура масла на входе в маслоохладители не должна превышать 70 °С.

Задания

1. Изучить виды охлаждающих устройств трансформаторов.
2. Ознакомиться с техникой обслуживания систем охлаждения.

Контрольные вопросы

1. Для чего нужна система охлаждения трансформаторов?
2. Пояснить работу системы охлаждения типа *М*.
3. Пояснить работу системы охлаждения типа *СД*.
4. Пояснить работу системы охлаждения типа *ДЦ*.
5. Пояснить работу системы охлаждения типа *СЦ*.
6. Порядок обслуживания системы охлаждения.

Занятие 2. Силовые трансформаторы. Режимы работы трансформаторов

Цель занятия: изучить назначение, основные параметры и режимы работы трансформаторов.

Типы трансформаторов и их параметры

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

Предельная единичная мощность трансформаторов ограничивается массой, размерами, условиями транспортировки.

По конструкции в зависимости от вида охлаждения трансформаторы бывают масляные и сухие (рис. 2.1).

Трехфазные трансформаторы на напряжение 220 кВ изготовляют мощностью до 1000 МВА, на 330 кВ – 1250 МВА, на 500 кВ – 1000 МВА.

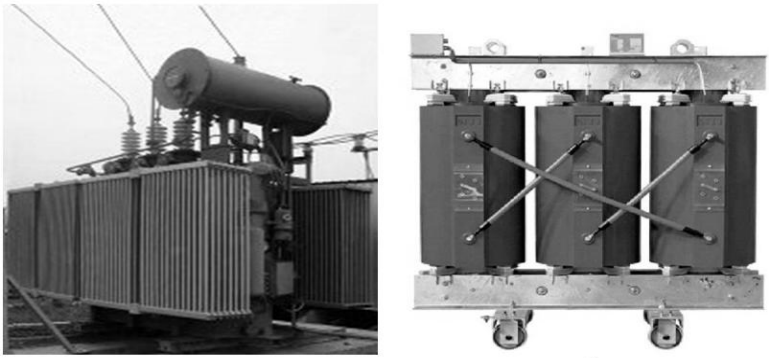
Однофазные трансформаторы применяются, если невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка. Наибольшая мощность группы однофазных трансформаторов напряжением 500 кВ составляет 3×533 МВА, напряжением 750 кВ – 3×417 МВА, напряжением 1150 кВ – 3×667 МВА.

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные (рис. 2.2, *а, б)*. Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называют трансформаторами с расщепленными обмотками (рис. 2.2, *в)*. Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения принято сокращенно обозначать соответственно *ВН, СН, НН*.

Трансформаторы с расщепленными обмотками *НН* обеспечивают возможность присоединения нескольких генераторов к одному повышающему трансформатору. Такие укрупненные энергоблоки позволяют упростить схему распределительного устройства (РУ) 330 – 500 кВ. Трансформаторы с расщепленной обмоткой *НН* получили широкое распространение в схемах питания собственных нужд крупных ТЭС с блоками 200 – 1200 МВт, а также на понижающих подстанциях с целью ограничения токов короткого замыкания (*КЗ*).

К основным параметрам трансформатора относятся: номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение *КЗ*; ток холостого хода; потери холостого хода и *КЗ*.

Номинальной мощностью трансформатора называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении.



а *б*

Рис. 2.1. Силовой трансформатор:
а – масляный; *б* – сухой

Для трансформаторов общего назначения, установленных на открытом воздухе и имеющих естественное масляное охлаждение без обдува и с обдувом, за номинальные условия охлаждения принимают естественно меняющуюся температуру наружного воздуха (для климатического исполнения У: среднесуточная не более 30 °С, среднегодовая не более 20 °С, а для трансформаторов с масляноводяным охлаждением температура воды у входа в охладитель прнимается не более 25 °С (ГОСТ 11677–85). Номинальная мощность для двухобмоточного трансформатора – это мощность каждой из его обмоток. Трехобмоточные трансформаторы могут быть выполнены с обмотками как одинаковой, так и разной мощности. В последнем случае за номинальную принимается наибольшая из номинальных мощностей отдельных обмоток трансформатора.

Трансформаторы устанавливают не только на открытом воздухе, но и в закрытых неотапливаемых помещениях с естественной вентиляцией. В этом случае трансформаторы могут быть непрерывно нагружены на номинальную мощность, но при этом срок службы трансформатора несколько снижается из-за худших условий охлаждения.

Номинальные напряжения обмоток – это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора. Для трехфазного трансформатора – это его линейное напряжение. Для однофазного трансформатора, предназначенного для включения в трехфазную группу, соединенную в звезду, – это $U/\sqrt{3}$. При работе трансформатора под нагрузкой и подведении к зажимам его первичной обмотки номинального напряжения на вторичной обмотке напряжение меньше номинального на величину потери напряжения в трансформаторе. Коэффициент трансформации трансформатора η определяется отношением номинальных напряжений обмоток высшего и низшего напряжений.

В трехобмоточных трансформаторах определяется коэффициент трансформации каждой пары обмоток: *ВН* и *НН*; *ВН* и *СН*; *СН* и *НН*.

Номинальными токами трансформатора называются указанные в заводском паспорте значения токов в обмотках, при которых допускается длительная нормальная работа трансформатора.

Номинальный ток любой обмотки трансформатора определяют по ее номинальной мощности и номинальному напряжению.

Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$ – это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой обмотке в ней проходит ток, равный номинальному.

Напряжение *КЗ* определяют по падению напряжения в трансформаторе, оно характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора.

В трехобмоточных трансформаторах напряжение КЗ определяется для любой пары его обмоток при разомкнутой третьей обмотке. Таким образом, в каталогах приводятся три значения напряжения *КЗ*:*Uкз ВН-НН, Uкз ВН-НН,Uкз СН-НН.*

Увеличивая значение *Uкз,* можно уменьшить токи КЗ на вторичной стороне трансформатора, но при этом значительно увеличивается потребляемая реактивная мощность и увеличивается стоимость трансформаторов.

Трехобмоточные трансформаторы могут иметь два исполнения по значению *Uкз* в зависимости от взаимного расположения обмоток. Если обмотка *НН* расположена у стержня магнитопровода, обмотка *ВН* – снаружи, а обмотка *СН* – между ними, то наибольшее значение имеет *Uкз ВН-НН*, а меньшее значение – *Uкз ВН-СН*. В этом случае потери напряжения по отношению к выводам *СН* уменьшатся, а ток КЗ в сети *НН* будет ограничен благодаря повышенному значению *Uкз ВН-НН.*

Если обмотка *СН* расположена у стержня магнитопровода, обмотка *ВН* – снаружи, а обмотка *НН* – между ними, то наибольшее значение имеет *Uкз ВН-СН*, а меньшее – *Uкз ВН-НН.* Значение *Uкз ВН-СН* останется одинаковым в обоих исполнениях.

Ток холостого хода I_x характеризует активные и реактивные потери в стали и зависит от магнитных свойств стали, конструкции и качества сборки магнитопровода и от магнитной индукции. Ток холостого хода выражается в процентах номинального тока трансформатора. В современных трансформаторах с холоднокатаной сталью токи холостого хода имеют небольшие значения.

Потери холостого хода Px и *короткого замыкания Ркз* определяют экономичность работы трансформатора. Потери холостого хода состоят из потерь стали на перемагничивание и вихревые токи. Для их уменьшения применяются электротехническая сталь с малым содержанием углерода и специальными присадками, холоднокатаная сталь толщиной 0,3 мм марок 3405, 3406 и других

с жаростойким изоляционным покрытием. В справочниках и каталогах приводятся значения P_x для уровней *А* и *Б*. Уровень *А* относится к трансформаторам, изготовленным из электротехнической стали с удельными потерями не более 0,9 Вт/кг, уровень *Б* – с удельными потерями не более 1,1 Вт/кг (при B = 1,5Тл, f= 50 Гц).

Потери короткого замыкания состоят из потерь в обмотках при протекании по ним токов нагрузки и добавочных потерь в обмотках и конструкциях трансформатора. Добавочные потери вызваны магнитными полями рассеяния, создающими вихревые токи в крайних витках обмотки и конструкциях трансформатора (стенки бака, ярмовые балки и др.). Для их снижения обмотки выполняются многожильным транспонированным проводом, а стенки бака экранируются магнитными шунтами.

В современных конструкциях трансформаторов потери значительно снижены. Например, в трансформаторе мощностью 250 000 кВА при U = 110 кВ (Px = 200 кВт, $Pкз$ =190 кВт), работающем круглый год ($Tmax$ = 6300 ч), потери электроэнергии составят 0,43% электроэнергии, пропущенной через трансформатор. Чем меньше мощность трансформатора, тем больше относительные потери в нем.

В сетях энергосистем установлено большое количество трансформаторов малой и средней мощности, поэтому общие потери электроэнергии во всех трансформаторах страны значительны и очень важно для экономии электроэнергии совершенствовать конструкции трансформаторов с целью дальнейшего уменьшения значений Px и $Pкз$.

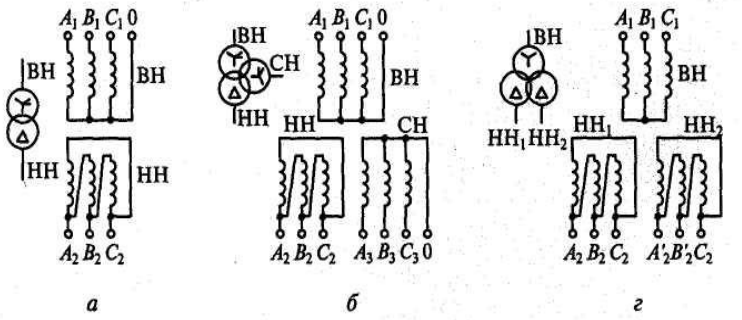


Рис. 2.2. Принципиальные схемы соединения обмоток трансформаторов:
а – двухобмоточного; *б* – трехобмоточного;
г – с расщепленной обмоткой низкого напряжения

Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов

Обмотки трансформаторов имеют обычно соединения: звезда – *Y,* звезда с выведенной нейтралью – Y и треугольник – Δ.

В трехфазном трансформаторе применением разных способов соединений обмоток можно образовать двенадцать различных групп соединений, причем при схемах соединения обмоток звезда – звезда мы можем получить любую четную группу (2, 4, 6, 8, 10, 0), а при схеме «звезда – треугольник» или «треугольник – звезда» – любую нечетную группу (1, 3, 5, 7, 9, 11).

Группы соединений указываются справа от знаков схем соединения обмоток. Трансформаторы по рис. 2.2 имеют схемы и группы соединения обмоток: Y/Δ -11; Y /Y/Δ-0-11; Y/Δ /Δ -11-11.

Соединение в «звезду» обмотки *ВН* позволяет выполнить внутреннюю изоляцию из расчета фазной *ЭДС*, т.е. в $\sqrt{3}$ раз меньше линейной. Обмотки *НН* преимущественно соединяются в «треугольник», что позволяет уменьшить сечение обмотки, рассчитав ее на фазный ток $I/\sqrt{3}$. Кроме того, при соединении обмотки трансформатора в «треугольник» создается замкнутый контур для токов высших гармоник, кратных трем, которые при этом не выходят во внешнюю сеть, вследствие чего улучшается симметрия напряжения на нагрузке.

Соединение обмоток в «звезду» с выведенной нулевой точкой применяется в том случае, когда нейтраль обмотки должна быть заземлена. Эффективное заземление нейтрали обмоток *ВН* обязательно в трансформаторах 330 кВ и выше и во всех автотрансформаторах. Системы 110, 150 и 220 кВ также работают с эффективно заземленной нейтралью, однако для уменьшения токов однофазного *КЗ* нейтрали части трансформаторов могут быть разземлены. Так как изоляция нулевых выводов обычно не рассчитывается на полное напряжение, то в режиме разземления нейтрали необходимо снизить возможные перенапряжения путем присоединения ограничителей перенапряжений к нулевой точке трансформатора.

Режимы работы трансформаторов

Режим работы силового трансформатора определяется его нагрузкой, напряжением на обмотках, температурой масла, обмоток, условиями окружающей среды и другими параметрами. Можно

выделить три режима работы трансформатора: *нормальный режим работы, режим перегрузки* и *аварийный режим.*

Нормальный режим работы характеризуется условиями (рабочими параметрами), при которых трансформатор может проработать весь гарантированный заводом-изготовителем срок службы. К нормальному режиму относятся следующие режимы: номинальный режим, режим холостого хода, режим параллельной работы и др.

Номинальный режим трансформатора соответствует его работе с номинальным напряжением, номинальной нагрузкой при температуре окружающей среды (воздуха) +20 °С. Данный режим является идеализированным.

Нормальный нагрузочный режим. Практически при работе трансформатора его параметры отклоняются от номинальных, эти отклонения в нормальном режиме лежат в пределах допустимых стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами.

Режим холостого хода характеризуется работой трансформатора без нагрузки. С точки зрения эксплуатации данный режим является нежелательным, так как связан с непроизводственными расходами электроэнергии.

Режим параллельной работы трансформаторов допускается при условии, что ни один из них не будет перегружен. Это достигается при соблюдении следующих условий: группы соединений обмоток трансформатора должны быть одинаковы; коэффициенты трансформации не должны отличаться более чем на 0,5%; соотношение номинальных мощностей трансформаторов должно быть не более 1:3; напряжения короткого замыкания должны отличаться не более чем на 10%; должна быть выполнена фазировка трансформаторов.

Режим перегрузки характеризуется отклонением параметров трансформатора (нагрузка, температура) за пределы, установленные нормативными документами для нормального нагрузочного режима. При длительной работе трансформатора в режиме перегрузки происходит сокращение срока его службы. Перегрузка трансформатора может быть систематической, вызванной суточными изменениями графиков нагрузки, и аварийной, вызванной аварийным отключением какого-либо элемента системы электроснабжения. Режим перегрузки трансформатора допускается стандартами и техническими условиями в течении определенного времени (ГОСТ 14209–97).

Аварийный режим работы трансформатора связан со значительными отклонениями параметров трансформатора от номинальных значений. Работа трансформатора в данном режиме недопустима, так как может привести к его значительным повреждениям. Аварийный режим работы может быть связан с внутренними повреждениями в трансформаторе или с внешними повреждениями в системе электроснабжения. Признаками возникновения аварийного режима связанного с внутренними повреждениями может быть:

- сильный и неравномерный шум или потрескивание внутри бака трансформатора;
- повышенный нагрев трансформатора при нагрузке, не превышающей номинальную и нормальной работе охлаждающих устройств;
- выброс масла из расширителя или разрыв диафрагмы выхлопной трубы;
- течь масла или уменьшение уровня масла ниже уровня масломерного стекла в расширителе.

Аварийный режим, связанный с внутренними повреждениями трансформатора, как правило, отключается газовой или дифференциальной защитами.

Аварийный режим, связанный с внешними повреждениями, как правило, характеризуется значительным увеличением тока трансформатора и отключается максимальной токовой защитой.

Задания

1. Изучить назначение и классификацию трансформаторов.
2. Изучить схемы и группы соединений обмоток трансформаторов.
3. Изучить режимы работы трансформаторов.

Контрольные вопросы

1. Основные параметры трансформатора.
2. Где применяются однофазные трансформаторы?
3. Как определяют напряжение *КЗ*?
4. Перечислите группы соединения обмоток трансформатора.
5. Назовите режимы работы трансформаторов.
6. Назовите причины возникновения аварийных режимов работы трансформатора.

Занятие 3. Включение трансформаторов на параллельную работу

Цель занятия: изучить условия включения трансформаторов на параллельную работу.

Под параллельной работой двухобмоточных трансформаторов понимается работа трансформаторов (двух, трех или более) при параллельном соединении как первичных, так и вторичных обмоток.

Параллельная работа трансформаторов, т.е. включение их на одни сборные шины высокого напряжения (ВН) и низкого напряжения (НН) необходима в следующих случаях:

- резкий рост нагрузки, которая в ближнем будущем будет превосходить (либо уже превосходит) мощность 1-го работающего трансформатора;
- недочет места (высоты, ширины) может не позволить установить один большой трансформатор, но можно расположить два маленьких и включить их в параллель.

Параллельная работа нескольких трансформаторов имеет ряд следующих технических и экономических преимуществ по сравнению с работой одного мощного трансформатора:

- надежность снабжения потребителей электроэнергией, так как выход из строя одного из трансформаторов не лишает потребителей энергии. Нагрузка выбывшего трансформатора может быть временно принята полностью или частично оставшимися трансформаторами;
- резервная мощность трансформаторов при их параллельном включении будет значительно меньшей, чем при питании потребителей от одного мощного трансформатора;
- в периоды снижения нагрузок (в течение суток или весеннего и летнего сезона) в энергетических системах – на повышающих, понижающих или на районных трансформаторных подстанциях, – часть трансформаторов может быть отключена, что обеспечит более экономичный режим работы подстанции за счет уменьшения потерь холостого хода трансформаторов и их загрузки на максимальный КПД;
- постепенное развитие подстанций. При подключении новых потребителей электрической энергии увеличение трансформаторной мощности может быть выполнено дополнительным включением одного или нескольких трансформаторов на параллельную работу.

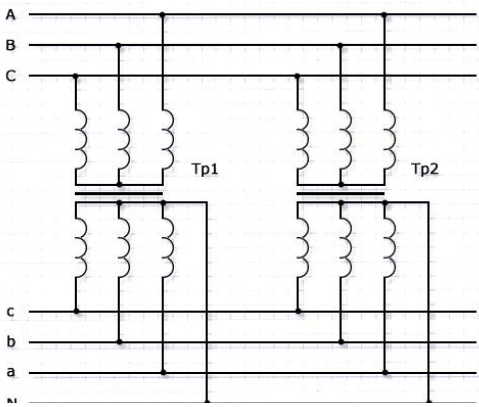


Рис. 3.1. Схема включения трансформаторов на параллельную работу

Условия включения трансформаторов на параллельную работу:

1. Сфазированность трансформаторов, в противном случае произойдет короткое замыкание. Фазировка выполняется при помощи цепей вторичного напряжения. Фазировка трансформатора обуславливает согласование фаз всех рабочих элементов электрической цепи со стороны высокого и низкого напряжения.

2. Напряжения на первичных и вторичных обмотках обоих трансформаторов должны иметь равное значение.

3. Напряжения короткого замыкания обоих трансформаторов должны быть также равны, максимальная разница в отношении напряжения короткого замыкания (Uк.з) не должна превышать 10%.

4. Группы соединений обмоток должны соответствовать друг другу и быть одинаковыми.

5. Мощность обоих трансформаторов не должна быть различной более чем в 3 раза, если это условие не выдержано трансформатор с меньшей мощностью будет перегружен.

Фазировка трехфазных трансформаторов при включении их на параллельную работу

Фазировка предусматривает проверку симметрии вторичных ЭДС каждого трансформатора и, как правило, выполняется на низшем напряжении трансформаторов. На обмотках напряжением до 1000 В фазировка проводится вольтметром на соответствующее напряжение.

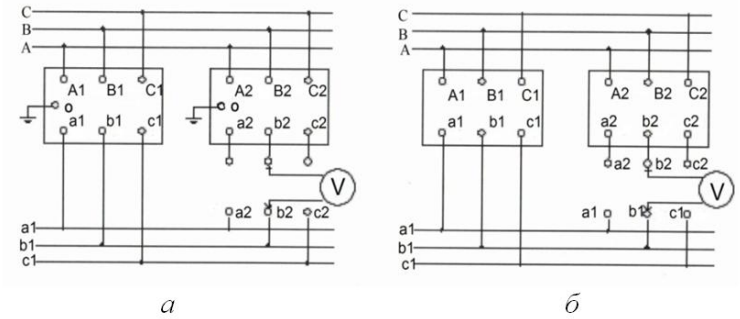
Для получения замкнутого электрического контура при выполнении измерений, фазируемые обмотки следует предварительно соединить в одной точке, у обмоток с заземленной нейтралью такой точкой является соединение нейтралей через землю.

У обмоток с изолированной нейтралью перефазировкой соединяют любые два вывода фазируемых обмоток.

При фазировке трансформаторов с заземленными нейтралями (рис. 3.2, *а*) – измеряют напряжение между выводом *a1* и тремя выводами *a2, в2, c2*, затем между выводом *в1* и этими же тремя выводами, и наконец между *c1* и всё теми же тремя выводами.

При фазировке трансформаторов без заземленных нейтралей (рис. 3.2, *б*) последовательно ставят перемычку сначала между выводами *a2 – a1* и измеряют напряжение между выводами *b2 – b1* и *c2 – c1*, затем ставят перемычку между выводами *b2 – b1* и замеряют напряжение между выводами *a2 – a1* и *c2 – c1*, и наконец ставят перемычку между выводами *c2 – c1* и замеряют напряжение между выводами *a2 – a1* и *b2 – b1*.

Для параллельной работы трансформаторов соединяются те выводы между которыми нет напряжения.



а *б*

Рис. 3.2. Схема фазировки трехфазных трансформаторов, включаемых на параллельную работу

Определение экономически целесообразного числа параллельно включенных трансформаторов

При наличии на подстанции двух и более параллельно работающих трансформаторов экономично включать в работу различное количество их в зависимости от графика нагрузки. Выбор числа работающих трансформаторов производится из условия минимума потерь. Наивыгоднейшее число включенных трансформаторов определяют с учетом активных и реактивных потерь в них и в сети.

Наиболее распространенные схемы соединения обмоток трансформаторов приведены на рисунке 3.3. Числа *11* и *12* означают группы соединений обмоток – угловое смещение векторов линейных напряжений обмотки низшего напряжения по отношению к векторам линейных напряжений обмотки высшего напряжения.

Недопустимо параллельное включение трансформаторов четных и нечетных групп соединений, а также трансформаторов групп *12,4* и *8* с трансформаторами групп соответственно *6*, *10* и *2*. Несоблюдение этого условия в лучшем случае (при расхождении векторов напряжения на 30°) вызывает протекание уравнительных токов, в три – пять раз превышающих номинальные токи трансформаторов.

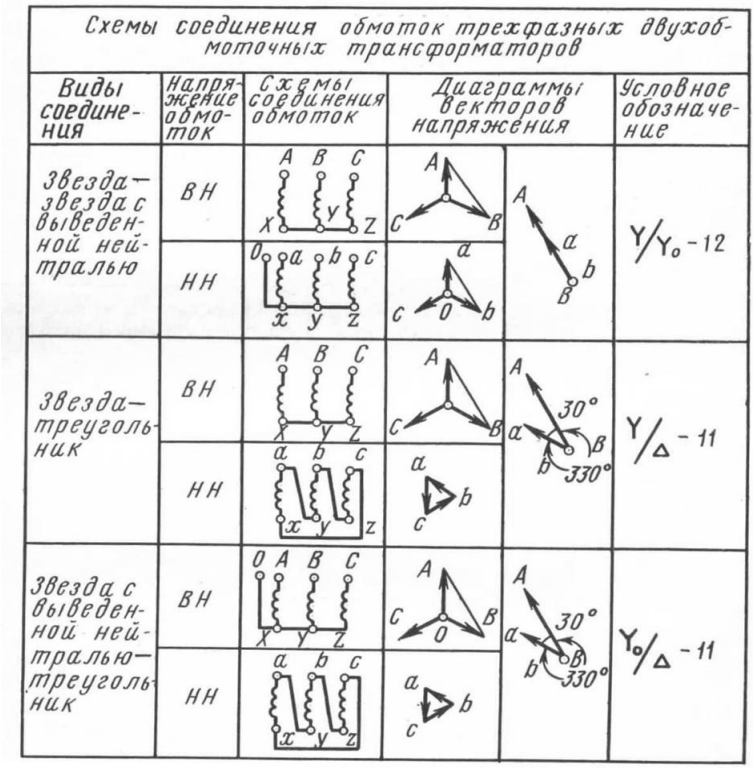


Рис. 3.3. Наиболее распространенные схемы соединения обмоток трансформаторов

Небольшая разница в коэффициентах трансформации может привести к значительным уравнительным токам. Трансформатор с более высоким вторичным напряжением будет загружаться больше, причем распределение нагрузки между трансформаторами зависит от коэффициента мощности нагрузки.

При параллельной работе трансформаторов с различными напряжениями короткого замыкания нагрузки распределяются между ними прямо пропорционально их номинальным мощностям и обратно пропорционально напряжениям короткого замыкания.

Отношение номинальных мощностей параллельно включенных трансформаторов должно быть не более 3:1. Это требование обусловливается тем, что при одинаковых напряжениях короткого замыкания *Uкз* их составляющие – активная *Ua* и реактивная *Up* – значительно отличаются одна от другой. Различие составляющих более заметно при меньших мощностях трансформаторов. При различии напряжений короткого замыкания более чем на ±10% расхождение *Ua* и *Up* еще заметнее, что может вызвать затруднения при параллельной работе трансформаторов из-за появления уравнительных токов.

Трансформаторы можно включить на параллельную работу только после предварительной фазировки, осуществляемой по окончании их монтажа или ремонта.

Следует отметить, что на практике отключение по экономическим соображениям части трансформаторов не должно отражаться на надежности электроснабжения потребителей. С этой целью выводимые в резерв трансформаторы снабжаются устройствами автоматического ввода резерва (АВР). Целесообразно автоматизировать и сами операции отключения и включения трансформаторов по экономическим соображениям. Однако, исходя из необходимости сокращения числа оперативных переключений, частота вывода трансформаторов в резерв по экономическим соображениям не должна превышать 2 – 3 раз в сутки.

Задания

1. Изучить условия включения трансформаторов на параллельную работу.

2. Определить экономически целесообразное число параллельно включенных трансформаторов.

Контрольные вопросы

1. Зачем включают трансформаторы в параллельную работу?
2. Назовите преимущества включения трансформаторов на параллельную работу.
3. Почему в параллельную работу включают трансформаторы с одинаковым напряжением короткого замыкания?
4. При каких условиях возможна параллельная работа трансформаторов?
5. Как производится фазировка трансформатора?
6. Сколько раз в день рекомендуется производить ввод трансформаторов в резерв?

Занятие 4. Регулирование напряжения трансформаторов

Цель занятия: изучить способы регулирования напряжения на трансформаторах.

Любой современный потребитель электрической энергии (промышленное предприятие, жилой дом) требует получения электроэнергии в достаточном количестве и хорошего качества. Под качеством электрической энергии понимается ее частота, симметрия и величина подводимого к потребителю трехфазного напряжения.

Для экономичной и безаварийной работы любого потребителя необходимо, чтобы отклонения фактической величины подводимого к нему напряжения были минимальными. Во всяком случае, эти отклонения не должны превышать установленной для данного приемника нормы. Такие нормы определяются, например, ГОСТ 13109–67 и «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) и не должны нарушаться. Так, для электродвигателей напряжение на зажимах не должно отличаться от номинального более чем в пределах от –5 до +10%. При снижении напряжения, например, на 10% уменьшится скорость вращения двигателя и возрастут токи ротора и статора, что приведет к перегреву обмоток двигателя и сокращению срока службы его изоляции.

Весьма чувствительны к отклонениям напряжения осветительные установки, для которых допустимое отклонение напряжения составляет ±5% для жилых помещений и от –2,5 до + 5% для общественных зданий и производственных помещений. При понижении

напряжения резко ухудшается освещаемость, а при повышении, например, на 10% срок службы ламп сокращается примерно втрое.

Для некоторых дуговых электропечей снижение напряжения на 8% заставляет прекращать плавку стали, т. е. является аварийным.

Таким образом, колебания напряжения приводят к значительному ущербу и нужно стремиться сделать их минимальными. Однако выполнить это очень непросто, так как причинами колебаний напряжения являются неизбежные изменения (включения и отклонения) нагрузки и переменные режимы работы потребителей электроэнергии. Колебания напряжения являются в принципе неизбежными, поэтому для поддержания уровня напряжения постоянным требуется постоянное его регулирование.

Способы регулирования напряжения

Различают два способа регулирования напряжения: местное и централизованное.

Под *местным* регулированием понимают регулирование напряжения непосредственно на месте потребления, т. е. его стабилизацию на заданном уровне у каждого отдельного потребителя (например, стабилизаторы для телевизоров) или сразу для группы потребителей (например, для одного или нескольких домов). В последнем случае в какой-то точке сети устанавливают трансформатор с устройством для регулирования напряжения. Это устройство включают, когда у всех потребителей, питаемых от этого трансформатора, надо поддержать напряжение на определенном уровне (например, 220 В).

Регулирование напряжения может быть автоматическим, без отключения трансформатора от сети. При этом потребитель даже не чувствует, что в трансформаторе происходят какие-то изменения. Такое регулирование напряжения называют регулированием под нагрузкой (РПН). Однако РПН требует применения сложных и дорогих переключающих устройств. Поэтому для трансформаторов небольшой мощности часто применяют регулирование напряжения без возбуждения, т. е. после отключения всех их обмоток от сети. Этот способ регулирования сокращенно называют ПБВ (переключение без возбуждения). После переключения трансформатор вновь включается в работу. При этом способе потребителя на какое-то время вообще отключают от сети. Особенно неудобно это там, где

нагрузка меняется часто. Зато устройства ПБВ просты по конструкции и относительно дешевы.

Под *централизованным* регулированием понимают регулирование напряжения непосредственно на шинах генераторов электростанций при помощи изменения их возбуждения. Централизованное регулирование осуществляют обычно как «встречное», т. е. таким образом, чтобы оно заранее «встречало» колебания напряжения, вызванные нагрузкой. Так, в период наибольших нагрузок у генераторов поднимают напряжение выше номинального, чтобы компенсировать повышенные потери напряжения в сети и поддержать его у потребителя близким к поминальному. И наоборот, когда нагрузка снижается, уменьшают возбуждение у генераторов и соответственно напряжение в сети.

Одним из способов регулирования напряжения на шинах подстанции является переключение ответвлений на трансформаторах. С этой целью у обмоток (как правило, высшего напряжения, имеющих меньший рабочий ток) трансформаторов предусматриваются регулировочные ответвления и специальные переключатели ответвлений, при помощи которых изменяют число включенных в работу витков, увеличивая или уменьшая коэффициент трансформации.

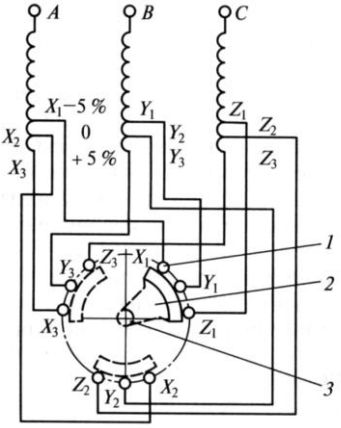


Рис. 4.1. Схема регулирования напряжения ПБВ
с трехфазным переключателем:
1 – неподвижный контакт; *2* – сегмент контактный; *3* – вал переключателя

Переключение ответвлений может происходить без возбуждения (ПБВ), т. е. после отключения всех обмоток от сети или под нагрузкой (РПН).

Устройство ПБВ позволяет регулировать напряжение в пределах ±5%, для чего трансформаторы небольшой мощности, кроме основного вывода, имеют два ответвления от обмотки высшего напряжения: +5 % и –5 % (рис. 4.1). Если трансформатор работал на основном выводе 0 и необходимо повысить напряжение на вторичной стороне U_2, то, отключив трансформатор, производят переключение на ответвление – 5%, уменьшая тем самым число витков.

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 недопустимо. Обычно ПБВ используется только для сезонного регулирования напряжения.

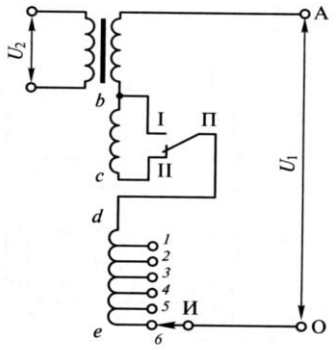


Рис. 4.2. Схема регулирования напряжения РПН:
Ab – основная обмотка; *bc* – ступень грубой регулировки;
de – ступени плавной регулировки

Регулирование под нагрузкой (РПН) позволяет переключать ответвления обмотки трансформатора без разрыва цепи. Устройство РПН предусматривает регулирование напряжения в различных пределах в зависимости от мощности и напряжения трансформатора (от ±10 до 16 % ступенями приблизительно по 1,5 %).

Регулировочные ступени выполняются на стороне высокого напряжения (ВН), так как меньший по значению ток позволяет облегчить переключающее устройство. Для расширения диапазона регулирования без увеличения числа ответвлений применяют ступени грубой и тонкой регулировки (рис. 4.2). Наибольший коэффициент трансформации получается, если переключатель *П* находится в положении *И*, а избиратель *И* – на ответвлении *6*. Наименьший

коэффициент трансформации будет при положении переключателя I, а избирателя – на ответвлении *1*.

Переход с одного ответвления регулировочной обмотки на другое осуществляется так, чтобы не разрывать ток нагрузки и не замыкать накоротко витки этой обмотки. Это достигается в специальных переключающих устройствах с тиристорными переключателями.

Для регулирования напряжения под нагрузкой на мощных трансформаторах и автотрансформаторах применяются также последовательные регулировочные трансформаторы (рис. 4.3). Они состоят из последовательного трансформатора *2*, который вводит добавочную ЭДС в основную обмотку автотрансформатора *1*, и регулировочного автотрансформатора *3*, который меняет эту ЭДС. С помощью таких трансформаторов можно изменять не только напряжение (продольное регулирование), но и его фазу (поперечное регулирование). Устройство таких трансформаторов значительно сложнее, чем РПН, поэтому они дороже и применение их ограничено.

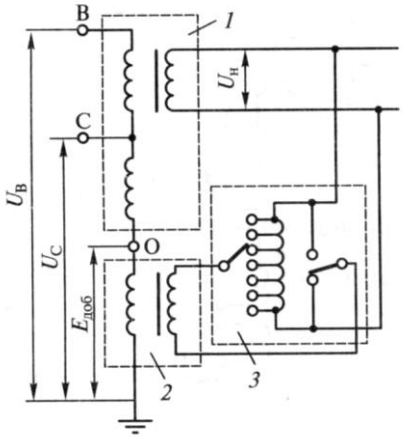


Рис. 4.3. Схема включения последовательного регулировочного трансформатора в цепь трансформатора

Задания

1. Изучить назначение, конструкцию и принцип действия регулятора напряжения.

2. Изучить схемы подключения регулятора напряжения.

Контрольные вопросы

1. Перечислите способы регулирования напряжения.
2. Опишите способы местного регулирования напряжения.
3. Опишите способы централизованного регулирования напряжения.
4. Назовите преимущества регулирования напряжения под нагрузкой.

Занятие 5. Отказы и сбои в работе трансформаторов

Цель занятия: изучить основные причины сбоя и неполадок в трансформаторе.

Во время эксплуатации не исключено возникновение различного рода дефектов и неполадок трансформаторов, в разной степени отражающихся на их работе. С одними неполадками трансформаторы могут длительно оставаться в работе, при других необходим немедленный вывод их из работы. В каждом случае возможность дальнейшей работы определяется характером повреждения. Неоперативность персонала, несвоевременное принятие мер, направленных на устранение порой незначительных дефектов, приводят к аварийным отключениям трансформаторов.

Причины повреждений заключаются в неудовлетворительных условиях эксплуатации, некачественном ремонте и монтаже трансформаторов. Немалую роль играют дефекты отдельных элементов конструкции современных трансформаторов, применение недостаточно высокого качества изоляционных материалов.

Типичными причинами являются повреждения изоляции, магнитопроводов, переключающих устройств, отводов, маслонаполненных и фарфоровых вводов.

Повреждение изоляции

В последние годы участились повреждения обмоток старых трансформаторов, имеющих характерные конструктивные дефекты. Отказы трансформаторов, связанные с нарушением изоляции и повреждениями обмоток, составляют 22 % общего количества отказов. Главная изоляция часто повреждается из-за нарушения ее электрической прочности при увлажнении, а также при наличия мелких

изъянов. В трансформаторе 110 кВ повреждения связывают с появлением так называемом «ползущего разряда» представляющего собой постепенное разрушение изоляции местными разрядами, распространяющимися по поверхности диэлектрика под действием рабочего напряжения. На поверхности изоляции появляется сетка токопроводящих каналом. При этом сокращается расчетный изоляционный промежуток, что и ведет к пробою изоляции с образованием мощной дуги внутри бака.

К интенсивному тепловому износу витковой изоляции приводит набухание дополнительной изоляции катушек и связанное с этим прекращение циркуляции масла из-за частичного или полного перекрытия масляных каналов.

Механические повреждения витковой изоляции нередко происходят при коротком замыкании (КЗ) во внешней электрической сети и недостаточной электродинамической стойкости трансформаторов, что является результатом ослабления усилий запрессовки обмоток.

Магнитопроводы повреждаются из-за перегрева вследствие разрушения лаковой пленки между листами и спекания листов стали, при нарушении изоляции прессующих шпилек, при возникновении короткозамкнутых контуров, когда отдельные элементы магнитопровода оказываются замкнутыми между собой и на бак.

Повреждение переключающих устройств ПБВ происходит при нарушении контакта между подвижными контактными кольцами и неподвижными токоВедущими стержнями. Ухудшение контакта происходит при снижении контактного давления и образовании оксидной пленки на контактных поверхностях.

Переключающие устройства РПН являются достаточно сложными устройствами, требующими тщательной наладки, проверки и проведения специальных испытаний. Причинами повреждения РПН являются нарушения в работе контакторов и переключателей, подгары контактов контакторных устройств, заклинивания механизмов контакторов, утрата механической прочности стальными деталями и бумажно-бакелитовым валом. Повторяются аварии, связанные с повреждением регулировочной обмотки в результате перекрытия внешнего промежутка защитного разрядника.

Повреждения отводов от обмоток к переключающим устройствам и вводам вызываются главным образом неудовлетворительным состоянием паек контактных соединений, а также приближением гибких отводов к стенкам баков, загрязнением масла проводящими

механическими примесями, в том числе оксидами и частицами металла из систем охлаждения.

Повреждения вводов 110 кВ и выше связаны в основном с увлажнением бумажной основы. Попадание влаги внутрь вводов возможно при некачественном выполнении уплотнений, при доливке вводов трансформаторным маслом с пониженной диэлектрической прочностью. Заметим, что повреждения вводов, как правило, сопровождаются пожарами трансформаторов, приносящими значительный ущерб.

Характерной причиной повреждения фарфоровых вводов является нагрев контактов в резьбовых соединениях составных токоведущих шпилек или в месте подсоединения наружных шин.

Защита трансформаторов от внутренних повреждений осуществляется устройствами релейной защиты. Основными быстродействующими защитами являются дифференциальная токовая защита от всех видов *КЗ* в обмотках и на выводах трансформатора, газовая защита от замыканий, происходящих внутри бака трансформатора и сопровождающихся выделением газа и от понижения уровня масла, токовая отсечка без выдержки времени от повреждений в трансформаторе, сопровождающихся прохождением сравнительно больших токов *КЗ*.

Все защиты от внутренних повреждений действуют на отключение всех выключателей трансформатора, а на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам (без выключателей со стороны высокого напряжения (*ВН*), – на включение короткозамыкателя или на отключение выключателя питающей линии.

*Контроль за состоянием трансформаторов и обнаружение возникающих в них повреждений по анализу газов, растворенных в масле.*Для обнаружения повреждений трансформаторов на возможно более ранних стадиях их возникновения, когда выделение газа может быть еще очень слабым, в эксплуатационной практике широко пользуются методом хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

Дело в том, что при развивающихся повреждениях трансформаторов, вызываемых высокотемпературным нагревом, происходит разложение масла и твердой изоляции с образованием легких углеводородов и газов (вполне определенного состава и концентрации), которые растворяются в масле и накапливаются в газовом реле трансформатора. Период накопления газа в реле может быть

достаточно длительным, а скопившийся в нем газ может существенно отличаться от состава газа, отобранного вблизи места его выделения. Поэтому диагностика повреждения на основе анализа газа, отобранного из реле, является затрудненной и может быть даже запоздалой.

Анализ пробы газа, растворенного в масле, помимо более точной диагностики повреждения дает возможность наблюдения за его развитием до срабатывания газового реле. И даже в случае крупных повреждений, когда газовая защита срабатывает на отключение трансформатора, сравнение составов газа, взятого из реле и растворенного в масле, может быть полезным для более правильной оценки серьезности повреждения.

Установлены состав и предельные концентрации газов, растворенных в масле, исправных трансформаторов и при характерных видах повреждений. Так, например, при разложении масла под действием электрической дуги (перекрытие в переключателе) выделяется преимущественно водород. Из непредельных углеводородов преобладает ацетилен, который в данном случае является характерным газом. Оксид и двуоксид углерода присутствуют в незначительных количествах.

Газ, выделяющийся при разложении масла и твердой изоляции (междувитковое замыкание в обмотке), отличается от газа, образующегося при разложении только масла, заметным содержанием оксида и диоксида углерода.

В целях более ранней диагностики повреждений из трансформаторов периодически (2 раза в год) отбирают пробы масла для хроматографического анализа газов, растворенных в масле, при этом для отбора проб масла пользуются медицинскими шприцами (рис. 5.1). Отбор пробы производится следующим образом: очищают от загрязнений патрубок крана, предназначенный для отбора пробы; на патрубок надевают резиновый шланг. Открывают кран и шланг промывают маслом из трансформатора; конец шланга поднимают вверх для удаления пузырьков воздуха. На конце шланга устанавливают зажим; иглу шприца вкалывают в стенку шланга. Забирают масло в шприц и затем сливают масло через иглу для промывки шприца; повторяют операцию заполнения шприца маслом; заполненный маслом шприц вкалывают иглой в резиновую пробку и в таком виде отправляют в лабораторию.

Анализ проводится в лабораторных условиях с применением хроматографа ЛХМ-8МД. Результаты анализа сопоставляются с обобщенными данными состава и концентрации газа, выделяющегося при различных видах повреждений трансформаторов, и выдается заключение об исправности трансформатора или его повреждении и степени опасности этого повреждения.

По составу растворенных в масле газов возможно определение перегрева токопроводящих соединений и элементов конструкции остова трансформатора, частичных электрических разрядов в масле, перегрева и старения твердой изоляции трансформатора.

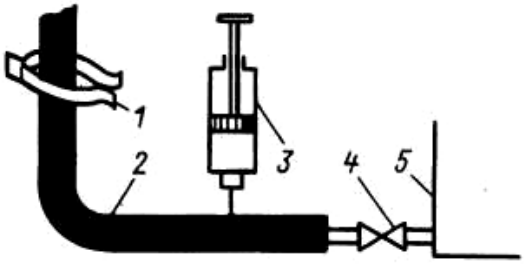


Рис. 5.1. Отбор проб масла из трансформатора с помощью шприца:
1 – зажим; 2 – резиновый шланг; 3 – шприц;
4 – кран; 5 – бак трансформатора

Отказы силового трансформатора

Риск отказа трансформатора измеряется двумя параметрами: частота сбоев в работе и серьезность поломки. Чаще всего отказ трансформатора становится результатом повреждения изоляции. Эта категория включает неправильный или некачественный монтаж, износ изоляции, короткое замыкание и, с другой стороны, внешние факторы резкого изменения напряжения в электросети, такие как молния или порыв на линии электропередачи.

Сбои в работе трансформаторов могут быть классифицированы следующим образом**:**

- Неисправность обмоток вследствие коротких замыканий (витковое замыкание, замыкание «фаза-фаза», «фаза-земля», открытая обмотка).
- Повреждения сердечника (нарушение изоляции сердечника, укороченные пластины).
- Терминальные повреждения (открытые вводы, неплотные соединения, короткие замыкания).

▪ Сбои системы регулирования напряжения под нагрузкой (механические, электрические, короткие замыкания, перегрев).

▪ Ненормальные условия эксплуатации (перенасыщение, перегрузка, перенапряжение).

▪ Внешние неисправности.

Другими причинами отказа трансформатора могут стать**:**

Перегрузка – трансформаторы, которые несут устойчивую нагрузку, превышающую номинальную, часто отказывают в связи с перегрузкой.

Перепады напряжения – отказ, вызванный коммутационными перенапряжениями, скачками напряжения, неполадками на линии электропередачи, и другими нарушениями передачи и распределения энергии предполагает, что защите от перенапряжения, адекватности крепления витков обмоток и мощности коротких замыканий должно уделяться больше внимания.

Неплотные соединения – неплотные соединения, неправильное сопряжение разнородных металлов, неправильная затяжка болтовых соединений может также привести к отказу трансформатора.

Загрязнение масла – загрязнение масла ведет к образованию осадка, влаги и отложению углерода в масляном баке, что часто приводит к поломке трансформатора.

Конструкционные и (или) производственные ошибки – включают такие проблемы, как болтающаяся или неподдерживаемая ошиновка, плохая фиксация, некачественная пайка, недостаточная изоляция сердечника, низкая выдерживаемая мощность коротких замыканий и посторонние предметы, оставленные в баке.

Неправильное обслуживание и (или) управление – ненадлежащее обслуживание и эксплуатация являются главной причиной отказа трансформаторов. Сюда относятся отключенная или неправильно установленная система управления, потери охлаждения, накопление грязи и масла, коррозия.

Внешние факторы – некоторые внешние факторы, такие как наводнения, пожары, взрывы, удары молнии, и высокая влажность могут стать причиной повреждения трансформатора.

Задания

1. Изучить причины повреждения изоляции.
2. Рассмотреть виды защит трансформаторов.
3. Рассмотреть виды отбора масла из трансформатора.

4. Изучить виды неполадок в трансформаторе.

5. Изучить контроль за состоянием трансформаторов и обнаружение возникающих в них повреждений по анализу газов, растворенных в масле.

Контрольные вопросы

1. Объясните процесс повреждения изоляции.

2. Назовите причину повреждения переключающих устройств.

3. Назовите повреждения отводов, повреждения вводов.

4. Как осуществляется контроль за состоянием трансформаторов и обнаружение возникающих в них повреждений по анализу газов, растворенных в масле?

5. Объяснить процесс отбора масла из трансформатора с помощью шприца.

Занятие 6. Трансформаторное масло

Цель занятия: изучить условия работы и способы обслуживания трансформаторного масла.

Трансформаторные масла – минеральные масла высокой чистоты и низкой вязкости. Применяются для заливки силовых и измерительных трансформаторов, реакторного оборудования, а также масляных выключателей. Предназначены для изоляции находящихся под напряжением частей и узлов силового трансформатора, отвода тепла от нагревающихся при работе трансформатора частей, а также предохранения изоляции от увлажнения. Трансформаторные масла выполняют функции дугогасящей среды.

Масло в трансформаторах используется в качестве охлаждающей среды и изоляции. Оно отводит тепло от проводов обмоток. При этом важное значение имеет вязкость масла, изменяющаяся в зависимости от температуры. При положительной температуре масло менее вязко, при отрицательной вязкость возрастает, причем весьма, неравномерно для масел различных марок. Высокая вязкость ухудшает прокачиваемость масла, затрудняет работу механизмов систем охлаждения. В связи с этим в эксплуатации вязкость масла нормируется. Она проверяется у свежих сухих трансформаторных масел перед заливкой в оборудование.

В процессе эксплуатации масло загрязняется, увлажняется, в нем накапливаются продукты окисления, при этом масло теряет свои химические и электрофизические свойства, происходит необратимый процесс его старения. Продукты старения в виде шлама накапливаются на активных частях трансформатора, что затрудняет отвод тепла. Масло стареет за счет совместного воздействия на него кислорода воздуха и электрического поля. Активность кислорода усиливается в присутствии влаги, попадающей извне. Окислению способствуют высокие рабочие температуры, солнечный свет, присутствие растворимых в масле солей металлов (особенно меди и железа), являющихся катализаторами окисления. При наличии электрического поля в масле накапливается больше влаги, чем в тех же условиях, но при отсутствии электрического поля. Капли воды, и частицы загрязнений располагаются в электрическом поле вдоль его силовых линий, что приводит к резкому снижению электрической прочности масла.

В связи с указанным за состоянием трансформаторных масел ведется систематический контроль.

Эксплуатационные свойства трансформаторных масел проверяют по электроизоляционным и физико-химическим характеристикам:

1. определение электрической прочности масла;
2. определение тангенса угла потерь масла;
3. определение влагосодержания масла. Метод основан на выделении водорода при взаимодействии находящейся в масле влаги с гидридом кальция;
4. определения газосодержания масла. Производится с помощью абсорбциометра. Способ определения заключается в измерении изменения остаточного давления в ёмкости после заливки в неё пробы испытываемого масла;
5. определение механических примесей. Количественное содержание механических примесей заключается в пропускании растворенной в бензине пробы трансформаторного масла через беззольный бумажный фильтр.

В современном трансформаторном оборудовании масло работает в достаточно жестких условиях: высокая напряженность электрического поля, высокая температура и др. В процессе эксплуатации трансформаторные масла подвергаются термохимическому и электрическому старению, что приводит к снижению их

эксплуатационных характеристик. После замены отработанное масло подлежит либо утилизации, либо регенерации.

Отбор проб масла. Качество масла проверяется путем периодического отбора проб и их лабораторного анализа. В зависимости от объема испытаний анализы масла делят на полный и сокращенный. Кроме того, масло испытывают на электрическую прочность; в состав испытания входят определение пробивного напряжения, влагосодержания и визуальное определение механических примесей. Если при лабораторном анализе будут обнаружены более низкие показатели качества масла по сравнению с установленными нормами, принимаются меры по восстановлению утерянных маслом свойств очисткой, осушкой и регенерацией.

Ниже приведены основные способы очистки и регенерации трансформаторных масел.

Отстаивание – один из наиболее простых методов очистки трансформаторных масел. Он заключается в выпадании из масла взвешенных твердых частиц и микрокапель воды под действием силы тяжести, если эти включения имеют достаточные размеры, а их плотность значительно превышает плотность масла.

Очистка и осушка масла. Масло очищается от механических примесей и влаги центрифугированием и фильтрованием через бумажные фильтры. Высокой степени очистки добиваются использованием центрифуги в комбинации с фильтр-прессом.

В последнее время получил распространение способ осушки масла при помощи цеолитов. По составу цеолиты являются водными алюмосиликатами кальция или натрия. Они содержат огромное количество пор, имеющих размеры молекул. При фильтровании масла через слой высушенного цеолита находящаяся в масле влага проникает в поры и удерживается в них.

Регенерация – это восстановление окисленного масла или, точнее, удаление из него продуктов старения. На практике обычно сталкиваются с регенерацией эксплуатационных масел с кислотным числом, не превышающим 0,3-0,4 мг КОН/г масла. В условиях эксплуатации для регенерации применяются различного рода адсорбенты. Восстанавливающие свойства адсорбентов основаны на способности осаждать на их поверхности продукты старения, при этом никакой химической реакции не происходит. Между молекулами адсорбента и адсорбируемого вещества действуют силы межмолекулярного притяжения. Применяются адсорбенты естественного и

искусственного происхождения. Из числа естественных чаще других используется отбеливающая земля «зикеевская опока», из искусственных – силикагель (крупнопористый марки КСК и мелкопористый КСМ). Значительно реже применяется активный оксид алюминия, обладающий высокой адсорбционной способностью по отношению к кислым продуктам старения масла.

Предохранение масла от увлажнения и окисления. Выше были рассмотрены способы поддержания электрической прочности и основных химических показателей масла в пределах установленных норм путем периодической очистки и осушки. Наряду с этим применяются специальные устройства защиты масла в трансформаторах в процессе эксплуатации.

Расширитель трансформатора помимо основной функции – компенсировать изменение объема масла в масляной системе трансформатора вследствие колебаний температуры – позволяет также уменьшить площадь открытой поверхности масла, соприкасающейся с воздухом, что, в конечном счете, снижает степень окисления, увлажнения и загрязнения масла. Влага и механические примеси, попадая в расширитель из воздуха, осаждаются в его нижней части, откуда легко удаляются при ремонтах.

Воздухоочистительные фильтры (рис. 6.1) устанавливают на опускных (дыхательных) трубах расширителей. В нижней части фильтра размещается масляный затвор *6,* работающий по принципу сообщающихся сосудов. Он очищает проходящий через него воздух от механических примесей и, кроме того, устраняет прямой контакт масла в расширителе с окружающей атмосферой. Корпус фильтра заполняется силикагелем 5, осаждающим на своей поверхности частицы воды, содержащиеся в воздухе. Воздух проходит через фильтр при следующих обстоятельствах. С понижением температуры трансформатора объем масла в нем уменьшается. В расширителе создается разрежение. Соотношение уровней масла в затворе изменяется. Когда уровень масла во внешней полости затвора упадет настолько, что обнажится край затворного цилиндра, порция атмосферного воздуха прорвется через затвор, пройдет через поглотитель влаги и попадет в расширитель. При нагревании трансформатора, когда масло начнет оказывать давление на воздушную подушку, в расширителе процесс произойдет в обратном направлении. Затворы рекомендуется заполнять маслом АМГ-10, а в северных районах страны морозостойким маслом МВП.

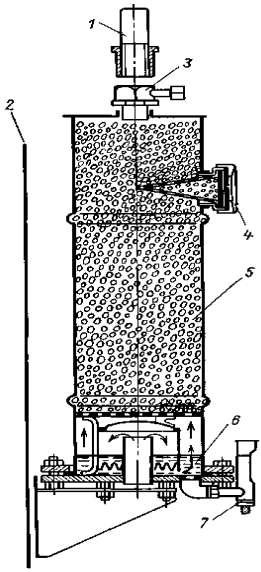


Рис. 6.1. Воздухоочистительный фильтр трансформатора:
1– дыхательная трубка трансформатора; *2* – стенка бака;
3 – соединительная гайка; *4* – смотровое окно патрона; *5* – зерна силикагеля;
6 – масляный затвор; *7* – указатель уровня масла в затворе.

В воздухоочистительных фильтрах применяют силикагель марки КСМ или КСК. Перед зарядкой воздухоочистительного фильтра силикагель просушивают при температуре 140-150 °С в течение 8 ч. Для повышения влагопоглощаемости, основная масса силикагеля пропитывается хлористым кальцием, а индикаторный силикагель – еще и хлористым кобальтом для придания ему голубой окраски.

Влагопоглощаемость белого силикагеля, обработанного хлористым кальцием, больше, чем индикаторного. Поэтому индикаторный силикагель берется в небольшом количестве и размещается напротив смотрового окна *4.* Воздухо-осушающая способность фильтра определяется визуально по изменению цвета индикаторного силикагеля из голубого в розовый. Розовый цвет даже нескольких зерен индикаторного силикагеля свидетельствует об его увлажнении и необходимости замены всего силикагеля. Средний срок службы силикагеля в воздухоочистительных фильтрах зависит от объема масла в трансформаторе и колеблется в диапазоне 1-2 лет. Замена масла в масляных затворах производится через 2-3 года.

Адсорбционные и термосифонные фильтры получили распространение для непрерывной регенерации масла в трансформаторах в процессе эксплуатации. Их выполняют в виде металлических цилиндров, заполненных сорбентом, поглощающим продукты окисления и влагу из циркулирующего через них масла. Адсорбционные фильтры применяют в системах охлаждения *ДЦ* и *Ц*, где обеспечивается принудительная прокачка масла через фильтры, термосифонные фильтры – на трансформаторах с системами охлаждения *М* и *Д*. Масло в термосифонных фильтрах перемещается сверху вниз вследствие разности плотностей нагретого и охлажденного масла.

Сорбентом в фильтрах служит силикагель КСК или активный оксид алюминия, которые предварительно должны быть хорошо просушены. Фильтры подключают к трансформаторам со свежим маслом. Очередную замену сорбента производят после того, как кислотное число превысит 0,1-0,12 мг КОН/г масла.

Азотная защита устраняет контакт масла в расширителе трансформатора с атмосферным воздухом, предотвращая тем самым загрязнение и окисление масла. Среди многих известных систем азотной защиты чаще встречается система низкого давления (давление азота не более 3 кПа) с применением эластичной емкости.

На подстанциях с двумя и более трансформаторами применяется групповая азотная защита с питанием от одного эластичного резервуара. Все элементы и узлы газовой системы трансформаторов тщательно уплотняются, проходят опрессовку азотом при давлении 50 кПа. Масло в трансформаторе должно быть нейтральным, сухим, дегазированным и азотированным. Дегазация масла производится под вакуумом на специальных установках, насыщение азотом – продувками. При трех-четырех продувках кислород в масле практически полностью замещается азотом. Содержание кислорода в газовом пространстве расширителя должно быть не более 1 %. При большем содержании кислорода азотная защита масла неэффективна.

Обслуживание азотной защиты. При осмотре устройства проверяют уровень масла в расширителе трансформатора, наполнение эластичных резервуаров азотом, цвет силикагеля в осушителе. Если объем эластичных резервуаров мал и не соответствует уровню масла в расширителе, проверяют внешнее состояние эластичных резервуаров и герметичность соединений всей газовой системы.

Пленочная защита основана на герметизации масла трансформатора подвижной пленкой, помещаемой в расширителе трансформатора и изолирующей масло в расширителе от соприкосновения с атмосферным воздухом. Конструктивно пленочная защита выполняется в виде эластичного компенсатора, способного изменять свой объем при всех температурных колебаниях объема масла в трансформаторе, или в виде эластичной мембраны, плавающей на поверхности масла и свободно изгибающейся при изменениях объема масла в расширителе. В обоих случаях в надмасляном пространстве трансформатора сохраняется нормальное атмосферное давление.

Уровень масла в расширителе определяется по стрелочному указателю (специальной конструкции), рычаг которого опирается на поверхность пленки. Трансформатор с пленочной защитой заполняется дегазированным маслом. Необходим периодический контроль газосодержания масла.

К недостаткам пленочной защиты относят сложность размещения и герметизации эластичных пленок внутри расширителя, а также невозможность повседневного визуального контроля за их исправностью. Герметичность пленки проверяется при ремонте трансформатора. Внеочередная проверка ее состояния должна проводиться в случае срабатывания газовой.

Присадки, увеличивающие срок службы трансформаторного масла. Свежее нормально очищенное масло содержит смолы, являющиеся естественными антиокислителями, защищающими масло от окисления в начальный период. Повышение стабильности регенерированных масел в эксплуатации достигается применением специальных присадок, тормозящих процесс окисления.

В зависимости от механизма действия присадки относят к следующим группам:

1) ингибиторы – антиокислители;

2) деактиваторы – вещества, уменьшающие каталитическое действие растворимых в масле соединений, содержащих металлы;

3) пассиваторы – вещества, образующие на металле пленку, предохраняющую масло от каталитического действия металлов.

Широкое применение нашли такие присадки, как ионол, антраниловая кислота и др. Ионол – типичный ингибитор. Будучи введенным в масло в количестве 0,2 % массы масла, он эффективно замедляет образование осадка в хорошо очищенных маслах, тормозит рост tg δ.

Антраниловая кислота – присадка, обладающая многофункциональным действием. Это сильный деактиватор и пассиватор, но слабый ингибитор. При введении в масло антраниловой кислоты (0,02-0,05%) коррозия меди и железа практически прекращается.

Эффективно одновременное применение ионола и антраниловой кислоты.

Доливку масла в трансформаторы, залитые маслом с присадками, производят таким же маслом, которое было залито первоначально.

Не допускается смешение масел из нефтей различных месторождений без проверки влияния на них присадок.

Задания

1. Изучить процесс загрязнения трансформаторного масла.
2. Изучить способы ухода за маслом.
3. Описать способ отбора проб масла.
4. Описать способы очистки и сушки масла.
5. Рассмотреть различные виды защит.

Контрольные вопросы

1. Каким образом происходит отбор проб масла?
2. Как происходит очистка и осушка масла?
3. Объяснить процесс регенерации.
4. Пояснить схему установки для генерации масла в трансформаторе находящемся в работе.
5. Как осуществляется предохранение масла от увлажнения?
6. Что такое азотная и пленочная защита?
7. Присадки, увеличивающие срок службы трансформаторного масла.

Занятие 7. Конструкция и принцип работы баковых и маломасляных выключателей

Цель занятия: изучить устройство масляных выключателей, их конструкции и принцип работы.

Масляные выключатели – одни из первых коммутационных аппаратов в электроустановках высокого напряжения, применяются с конца прошлого столетия, не потеряли своего значения и широко

используются в настоящее время. В СССР это был основной вид выключателей на 6-220 кВ.

Достоинства масляных выключателей – относительная простота конструкции, большая отключающая способность и независимость от атмосферных явлений.

Различают выключатели *масляные баковые* – с большим объемом масла, масло служит и как дугогасящая среда, и как изоляция, и выключатели *маломасляные – с* малым объемом масла, масло служит только дугогасящей средой.

На напряжения 35-220 кВ применяются в основном баковые выключатели. Маломасляные выключатели являются основными на напряжение до 10 кВ. И это положение сохранится надолго, особенно если будут повышены их номинальные токи до 4 кА, а отключаемый ток – до 40-50 кА. Начинают все более широко применяться маломасляные выключатели в наружных установках на 110 и 220 кВ при условии их достаточной отключающей способности (серия ВМТ).

Первыми выключателями в цепях высокого напряжения были масляные баковые выключатели без специальных устройств для гашения дуги. Контактная система размещалась в стальном заземленном баке, залитом изоляционным маслом, которое служило для гашения дуги и изоляции токоведущих частей друг от друга и от заземленного бака. При отключении возникает дуга между контактами, которая разлагает и испаряет масло, образуется газопаровой пузырь с давлением внутри 0,5-1 МПа, в котором охлаждается и гаснет дуга. Значительного увеличения отключающей способности можно достигнуть применением дугогасительных камер.

На рисунке 7.1 показан разрез полюса и дугогасительная двухразрывная подвижная камера (рис. 7.1, *б).* Каждый полюс собран на массивной чугунной крышке (рис. 7.1 *а).* К крышке подвешивается бак, внутренние стенки которого изолированы электрокартоном. Под крышкой установлен приводной механизм с системой рычагов, обеспечивающий прямолинейное движение штанги. Механизмы всех трех полюсов соединены тягами между собой и с приводом выключателя. Через отверстия в крышках пропущены вводы, на концах которых укреплены неподвижные Г-образные контакты с металлокерамическими напайками. На каждом вводе под крышкой установлен встроенный трансформатор тока. К нижней части штанги из изолирующего материала прикреплена дугогасительная

камера, состоящая из двух корпусов, соединенных стяжными болтами. На рисунке 7.1, *б* показан корпус дугогасительной камеры.

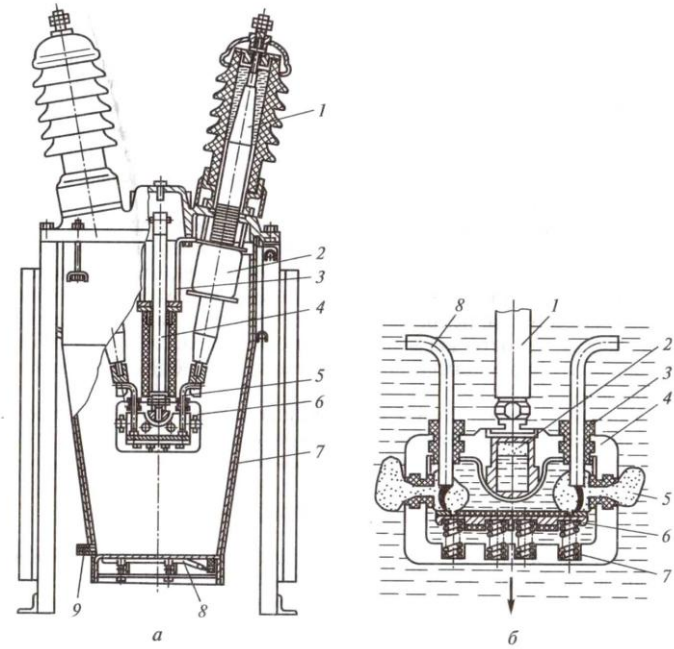


Рис. 7.1. Выключатель баковый масляный С-35-630-10:
а – разрез полюса: *1* – ввод; *2* – трансформатор тока;
3 – корпус приводного механизма; *4* – штанга; 5 – неподвижный контакт;
6 – дугогасительная камера; 7 – внутрибаковая изоляция;
8 – нагревательное устройство; *9* – маслоспускное устройство;
б – дугогасительная камера в процессе отключения: *1* – штанга;
2 – воздушная подушка; *3* – выхлопные отверстия; *4* – камера;
5 – боковые выхлопные отверстия; *6* – подвижный контакт;
7 – контактные пружины; *8* – неподвижный контакт

Внутренняя полость камеры облицована дугостойким изоляционным материалом. В камере установлен подвижный контакт *6* в виде перемычки, опирающийся на четыре контактные пружины *7*. В местах соприкосновения с неподвижным контактом *8* напаяны металлокерамические пластины. При отключении штанга *1* опускается вниз вместе с камерой *4,* в результате чего образуются два разрыва и загорается дуга в камере (рис. 7.1, *б).* Давление в камере резко возрастает, и как только откроются боковые выхлопные отверстия *5*, создается поперечное дутье. При отключении больших

токов это дутье энергично и дуга гаснет. Если отключаются малые токи, то после выхода неподвижных контактов из камеры через выхлопные отверстия *3* создается продольное дутье, обеспечивающее гашение дуги. В дугогасительном устройстве есть воздушная подушка – небольшая металлическая камера *2*, заполненная воздухом и сообщающаяся с основным объемом дугогасительной камеры, заполненной маслом. В продольном разрезе камеры каналов, по которым осуществляется эта связь, не видно. В первый момент загорания дуги, когда давление резко возрастает, часть масла сжимает воздух, это несколько снижает удар в стенки камеры, а в моменты, когда ток в дуге проходит через нуль и давление в области дуги уменьшается, сжатый воздух выталкивает масло и создает дополнительное дутье.

После гашения дуги продукты разложения масла выходят из камеры, проходят слой масла в баке, охлаждаются и через специальные газоотводы в крышках выбрасываются наружу. Камера заполняется маслом, и выключатель готов к следующему циклу операций.

Основные преимущества баковых выключателей: простота конструкции, высокая отключающая способность, пригодность для наружной установки, возможность установки встроенных трансформаторов тока.

Недостатки баковых выключателей: взрыво- и пожароопасность; необходимость периодического контроля за состоянием и уровнем масла в баке и вводах; большой объем масла, что обусловливает большую затрату времени на его замену, необходимость больших запасов масла; непригодность для установки внутри помещений; непригодность для выполнения быстродействующего АПВ; большая затрата металла, большая масса, неудобство перевозки, монтажа и наладки.

Маломасляные выключатели (горшковые) получили широкое распространение в закрытых и открытых распределительных устройствах всех напряжений. Масло в этих выключателях в основном служит дугогасящей средой и только частично изоляцией между разомкнутыми контактами. Изоляция токоведущих частей друг от друга и от заземленных конструкций осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами. Контакты выключателей для внутренней установки находятся в стальном бачке (горшке), отсюда сохранилось название выключателей

«горшковые». Маломасляные выключатели напряжением 35 кВ и выше имеют фарфоровый корпус. Самое широкое применение имеют выключатели 6 –10 кВ подвесного типа (рис. 7.2, *а, б).* В этих выключателях корпус крепится на фарфоровых изоляторах к общей раме для всех трех полюсов. В каждом полюсе предусмотрен один разрыв контактов и дугогасительная камера.

По типу, показанному на рисунках 7.2, *а, б,* изготовляют выключатели ВМГ-10 (выключатель масляный горшковый), ВПМ-10 (подвесной масляный).

По конструктивной схеме, приведенной на рисунке 1.2, *в,* изготовляются выключатели серии ВМП (выключатель маломасляный подвесной). При больших номинальных токах обойтись одной парой контактов (которые выполняют роль рабочих и дугогасительных) трудно, поэтому предусматривают рабочие контакты снаружи выключателя, а дугогасительные–внутри металлического бачка. При больших отключаемых токах на каждый полюс имеются два дугогасительных разрыва (рис. 7.2, *г).* По такой схеме выполняются выключатели серий МГГ и МГ на напряжение до 20 кВ включительно. Массивные внешние рабочие контакты *4* позволяют рассчитать выключатель на большие номинальные токи (до 12 000 А).

Специально для КРУ выдвижного исполнения разработаны и изготовляются колонковые маломасляные выключатели серии ВК по схеме рисунке 7.2, *д*.

Для установок 35 кВ и выше корпус колонковых выключателей фарфоровый, заполненный маслом (рис. 7.2, *ё).* В выключателях 35,110 кВ предусмотрен один разрыв на фазу, при больших напряжениях – два и более разрывов.

Выключатели серии ВМП широко применяются в закрытых и комплектных распределительных устройствах 6–10 кВ. Выключатели для КРУ имеют встроенный пружинный или электромагнитный привод (типы ВМПП и ВМПЭ). Выключатели этих серий рассчитаны на номинальные токи 630 – 3150 А и токи отключения 20 и 31,5 кА.

Эти выключатели имеют два параллельных токовых контура (рис. 7.2, *в).* Рабочие контакты *4* расположены снаружи, дугогасительные *1* – внутри корпуса. Внутреннее устройство полюса для выключателей всей серии одинаково. Количество масла в выключателях на токи 630 – 1600 А составляет 5,5 кг, в выключателях на 3150 А – 8 кг.

Выключатели серий МГГ, МГ и ВГМ изготовляются на большие номинальные токи по конструктивной схеме, показанной на рисунке 7.2, *г.* Выключатели этих серий имеют два стальных бачка на полюс и по две пары рабочих и дугогасительных контактов. Мощные рабочие

контакты позволяют увеличить номинальный ток этих выключателей, а двукратный разрыв тока и специальные камеры гашения приводят к увеличению отключающей способности.

Для управления выключателями этой серии применяются электромагнитные приводы ПС-31 или ПЭ-2, ПЭ-21.

Маломасляные выключатели колонкового типа ВК-10 с пружинным приводом и ВКЭ-10 с электромагнитным приводом предназначены для применения в КРУ внутренней и наружной установки.

Выключатели масляные колонковые серии ВМК, ВМУЭ применяются в установках 35 кВ.

В установках 110 и 220 кВ находят применение *выключатели колонкового типа серии ВМТ.*

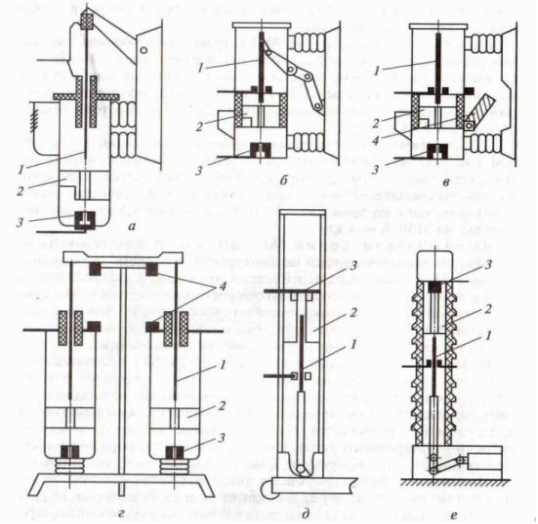


Рис. 7.2. Конструктивные схемы маломасляных выключателей (*а – е*):
1– дугогасительные контакты; *2* – дугогасительная камера;
3 – неподвижные контакты; *4* – рабочие контакты

Маслонаполненные колонны герметизированы и находятся под избыточным давлением газа (азота или воздуха). Избыточное давление поддерживает высокую электрическую прочность межконтактного промежутка, повышает износостойкость контактов, обеспечивает надежное отключение как токов КЗ, так и емкостных токов ненагруженных линий электропередачи. Избыточное давление создается сжатым газом, который подается от баллонов или компрессора, перед вводом выключателя в эксплуатацию и сохраняется без пополнения до очередной ревизии.

Конструкция маломасляных выключателей 35 кВ и выше продолжает совершенствоваться с целью увеличения номинальных токов и отключающей способности. В мировой практике маломасляные выключатели изготовляются на напряжения до 420 кВ.

Достоинства маломасляных выключателей: небольшое количество масла; относительно малая масса; более удобный, чем у баковых выключателей, доступ к дугогасительным контактам; возможность создания серии выключателей на разные напряжения с применением унифицированных узлов.

Недостатки маломасляных выключателей: взрыво– и пожароопасность, хотя и значительно меньшая, чем у баковых выключателей; невозможность осуществления быстродействующего АПВ; необходимость периодического контроля, доливки, относительно частой замены масла в дугогасительных бачках; трудность установки встроенных трансформаторов тока; относительно малая отключающая способность.

Область применения маломасляных выключателей – закрытые распределительные устройства электростанций и подстанций 6, 10, 20, 35 и 110 кВ, комплектные распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ и открытые распределительные устройства 35, 110, 220 кВ.

Задания

1. Изучить назначение, конструкцию и виды масляных выключателей.

2. Ознакомится с принципом работы баковых масляных выключателей.

3.Ознакомится с принципом работы маломасляных выключателей.

Контрольные вопросы

1. Назовите преимущества масляных выключателей перед другими выключателями.

2. Назовите преимущества и недостатки баковых масляных выключателей.

3. Назовите преимущества и недостатки маломасляных выключателей.

4. Поясните процесс гашения дуги в масляных выключателях.

5. Назовите преимущества и область применения масляных выключателей колонкового типа.

Занятие 8. Воздушные и вакуумные выключатели

Цель занятия: изучить различные виды воздушных и вакуумных выключателей, их конструкции и принцип работы.

Воздушные выключатели

В воздушном выключателе сжатый воздух выполняет две функции – гашения дуги и управления механизмом самого выключателя. Изоляция токоведущих частей от земли осуществляется фарфором.

Конструктивные схемы воздушных выключателей, применяемых на подстанциях, в основном определяются способом создания изоляционного промежутка между контактами выключателя, находящегося в отключенном положении, способом подачи сжатого воздуха в дугогасительные устройства, системой управления выключателем, наличием шунтирующих резисторов и делителей напряжения и некоторыми другими особенностями.

В выключателях на большие номинальные токи (рис. 8.1, *а, б*) имеются главный и дугогасительный контуры, как и в маломасляных выключателях МГ и ВГМ. Основная часть тока во включенном положении выключателя проходит по главным контактам *4*, расположенным открыто. При отключении выключателя главные контакты размыкаются первыми, после чего весь ток проходит по дугогасительным контактам, заключенным в дугогасительной камере *2*. К моменту размыкания этих контактов в камеру подается сжатый воздух из резервуара *1*, создается мощное дутье, гасящее дугу. Дутье может быть продольным (рис. 8.1, *а*) или поперечным (рис. 8.1, *б*). Необходимый изоляционный промежуток между контактами в отключенном положении создается в дугогасительной камере путем разведения контактов на достаточное расстояние (рис. 8.1, *б*) или специальным отделителем *5*, расположенным открыто (рис. 8.1, *а*). После отключения отделителя *5* прекращается подача сжатого воздуха в камеры и дугогасительные контакты замыкаются. Выключатели, выполненные по такой конструктивной схеме, изготовляются для внутренней установки на напряжение 15 и 20 кВ и ток до 20 000 А (серия ВВГ), а также на 35 кВ (ВВЭ-35-20/1600УЗ).

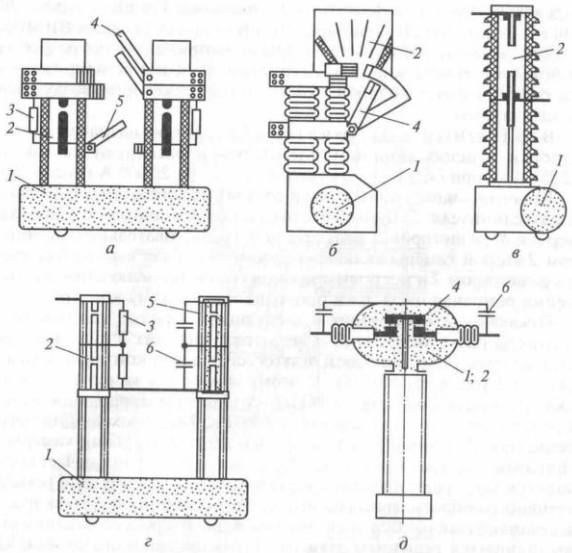


Рис. 8.1. Конструктивные схемы воздушных выключателей (*а* – *д*):
1 – резервуар со сжатым воздухом; *2* – дугогасительная камера;
3 – шунтирующий резистор; *4* – главные контакты; *5* – отделитель;
6 – емкостный делитель напряжения

В выключателях для открытой установки дугогасительная камера расположена внутри фарфорового изолятора, причем на напряжение 35 кВ достаточно иметь один разрыв на фазу (рис. 8.1, *в*), на 110 кВ – два разрыва на фазу (рис. 8.1, *г*). Различие между этими конструкциями состоит в том, что в выключателе 35 кВ изоляционный промежуток создается в дугогасительной камере *2*, а в выключателях напряжением 110 кВ и выше после гашения дуги размыкаются контакты отделителя *5* и камера отделителя остается заполненной сжатым воздухом на все время отключенного положения, при этом в дугогасительную камеру сжатый воздух не подается и контакты в ней замыкаются. По конструктивной схеме (рис. 8.1, *г)* созданы выключатели серии ВВ на напряжение до 500 кВ. Чем выше номинальное напряжение и чем больше отключаемая мощность, тем больше разрывов необходимо иметь в дугогасительной камере и в отделителе (на 330 кВ – восемь; на 500 кВ – десять).

В рассмотренных конструкциях воздух подается в дугогасительные камеры из резервуара, расположенного около основания выключателя. Если контактную систему поместить в резервуар сжатого воздуха, изолированный от земли, то скорость гашения дуги значительно увеличится. Такой принцип заложен в основу серии выключателей ВВБ

(рис. 8.1, *д*). В этих выключателях нет отделителя. При отключении выключателя дугогасительная камера *2*, являющаяся одновременно резервуаром сжатого воздуха, сообщается с атмосферой через дутьевые клапаны, благодаря чему создается дутье, гасящее дугу. В отключенном положении контакты находятся в среде сжатого воздуха. По такой конструктивной схеме созданы выключатели до 750 кВ. Количество дугогасительных камер (модулей) зависит от напряжения: 110 кВ – одна; 220, 330 кВ – две; 500 кВ – четыре; 750 кВ – шесть.

Для равномерного распределения напряжения по разрывам используют омические *3* и емкостные *6* делители напряжения.

Воздушный выключатель ВВГ-20 предназначен для установки в цепях мощных генераторов и рассчитан на ток до 12 500 А, а при обдуве вентиляторами 1 – на 20 000 А.

Воздушные выключатели нашли широкое применение в установках 110-500 кВ. Их конструкция соответствует схеме, приведенной на рисунке 8.1, *г*, и отличается при разном напряжении количеством дугогасительных камер и камер воздухонаполненного отделителя. Для отключения и гашения дуги в них используется воздух давлением 2-4 МПа.

Выключатели этой серии постепенно вытесняются более совершенными и быстродействующими выключателями.

Во всех рассмотренных выключателях сжатый воздух из заземленного резервуара подается в дугогасительную камеру по изолированному воздухопроводу или внутренней полости изолятора, длина которых зависит от номинального напряжения выключателя. Время заполнения камеры сжатым воздухом зависит от давления воздуха в резервуаре и от длины воздухопровода. В выключателях 35 и 110 кВ это время составляет 0,003-0,005 с, в выключателях 15-20 кВ – 0,007-0,01 с, в выключателях 330-500 кВ – 0,013-0,014 с. Увеличение времени заполнения камеры увеличивает собственное время отключения выключателя, при этом ухудшается основной показатель воздушного выключателя – быстродействие.

Выключатели серии ВВБ (рис. 8.1, *д)* имеют изолированный от земли резервуар сжатого воздуха, внутри которого находится контактная система. Поэтому собственное время отключения этих выключателей сверхвысокого напряжения меньше, чем у выключателей серии ВВ. Давление воздуха в гасительной камере в выключателях ВВ из-за постепенной его подачи к моменту гашения дуги равно примерно половине номинального. В выключателях ВВБ давление воздуха к моменту гашения равно номинальному, поэтому эти выключатели имеют большую мощность отключения.

Выключатели серии ВНВ имеют укрупненный двухразрывный дугогасительный модуль на напряжение 220-250 кВ. Все выключатели этой серии на 110-1150 кВ компонуются из резервуара со шкафом управления и опорной изоляционной колонки, на который смонтирован дугогасительный модуль. Полюс выключателя на 220 кВ имеет одну опорную колонку с одним двухразрывным модулем, на 500 кВ – две опорные колонки и два модуля, на 750 кВ – три колонки и три модуля, на 1150 кВ – пять колонок и пять модулей. Полюс выключателя на 110 кВ имеет одноразрывный модуль.

Воздушные выключатели имеют следующие достоинства: взрыво- и пожаробезопасность, быстродействие и возможность осуществления быстродействующего АПВ, высокую отключающую способность, надежное отключение емкостных токов линий, малый износ дугогасительных контактов, легкий доступ к дугогасительным камерам, возможность создания серий из крупных узлов, пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатками воздушных выключателей являются: необходимость компрессорной установки, сложная конструкция ряда деталей и узлов, относительно высокая стоимость, трудность установки встроенных трансформаторов тока.

Вакуумные выключатели

Электрическая прочность вакуумного промежутка во много раз больше, чем воздушного при атмосферном давлении. Это свойство используется в вакуумных дугогасительных камерах КДВ (рис. 8.2). Рабочие контакты *1* имеют вид полных усеченных конусов с радиальными прорезями. Такая форма контактов при размыкании создает радиальное электродинамическое усилие, заставляющее перемещаться дугу через зазоры *3* на дугогасительные контакты *2*. Материал контактов подобран так, чтобы уменьшить количество испаряющегося металла. Вследствие глубокого вакуума (10^{-4}-10^{-6}) происходит быстрая диффузия заряженных частиц в окружающее пространство, и при первом переходе тока через нуль дуга гаснет.

Подвод тока к контактам осуществляется с помощью медных стержней *4* и *5*. Подвижный контакт крепится к верхнему фланцу *6* с помощью сильфона 7 из нержавеющей стали. Металлические экраны *8* и *9* служат для выравнивания электрического поля и для защиты керамического корпуса *10* от напыления паров металла, образующихся при горении дуги. Экран *8* крепится к корпусу камеры с помощью кольца *11*. Поступательное движение верхнему контакту обеспечивается корпусом *12*. Ход подвижного контакта составляет 12 мм.

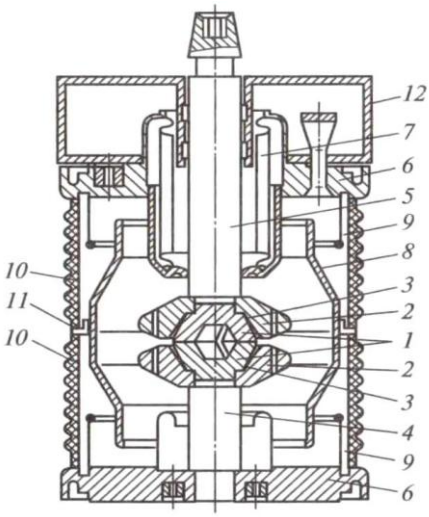


Рис. 8.2. Вакуумная дугогасительная камера КДВ:
1 – рабочие контакты; *2* – дугогасительные контакты; *3* – зазоры;
4, 5 – токоведущие стержни; *6* – верхний фланец; 7 – сильфон; *8, 9* – экраны;
10 – керамический корпус; *11* – крепежное кольцо; *12* – корпус

На основе рассмотренной выше вакуумной дугогасительной камеры выпускаются выключатели напряжением 6-110 кВ с номинальным током до 3200 А и током отключения до 40 кА.

Вакуумные выключатели 6-10 кВ широко применяются для замены маломасляных и электромагнитных выключателей в комплектных распределительных устройствах, для чего они комплектуются на выкатных тележках.

Дугогасительная камера *7* укреплена на токовыводах в изоляционном каркасе *6* и системой рычагов связана с приводом. При включении сначала происходит заводка пружинно-моторного привода до положения «Готов». После этого подается сигнал на включение на ИДУУ (индукционно-динамическое устройство управления), которое, разряжаясь, сбивает удерживающую защелку на приводе, пружины поворачивают кулачковый вал *9,* который воздействует на рычаг вала выключателя. Вал, поворачиваясь, через систему рычагов и изоляционные тяги *3* воздействует на подвижный контакт КДВ, выключатель включается. Отключение производится кнопкой отключения *10,* которая выбивает удерживающую защелку, а отключающая пружина *13* через систему рычагов возвращает подвижный контакт камеры в отключенное состояние. Управление

выключателем может осуществляться вручную или дистанционно. Рассмотренный выключатель может отключать и включать ток КЗ 31,5 кА, полное время отключения 0,04 с, время включения 0,03 с. Коммутационный ресурс: число циклов В – $t_п$ – О номинального тока равно 30000, число циклов В и О тока отключения – 50. Срок службы до среднего ремонта составляет 15 лет.

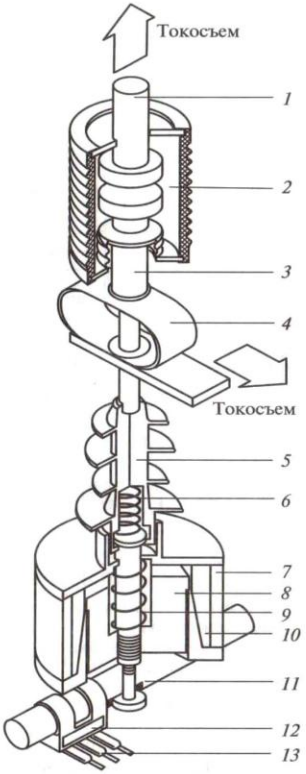


Рис. 8.3. Вакуумный выключатель ВВ-TEL-10-1000:
1 – неподвижный контакт; *2* – вакуумная камера (ВДК); *3* – подвижный контакт; *4* – гибкий токосъем; 5 – тяговый изолятор; *6* – пружина поджатия; 7 – кольцевой магнит; *8* – якорь; *9* – отключающая пружина; *10* – катушка; *11* – вал; *12* – постоянный магнит; *13* – герконы

Выключатель ВВП – быстродействующий, устанавливается в ячейках КРУ секционных и на вводах в совокупности с быстродействующим АВР и служит для замены маломасляных выключателей, отслуживших свой срок в ячейках КРУ: К-XII, К-XIII, К-XXVI, К-37, КВЭ, КВС и КСО всех типов.

Для этих же целей освоен выпуск выключателей вакуумных ВВ-TEL производственным объединением «Таврида-электрик». На рисунке 8.3 показан разрез по одному полюсу и общий вид вакуумного выключателя ВВ-TEL-10/1000. Выключатель состоит из трех полюсов на одном основании. Якори *8* приводных электромагнитов соединены между собой валом *11*.

В разомкнутом положении контакты выключателя удерживаются отключающей пружиной *9* через тяговый изолятор *5*. При подаче сигнала «*Вкл*» подается питание в катушку электромагнита *10* якорь *8*, сжимая отключающую пружину, перемещается вверх вместе стяговым изолятором и подвижным контактом *3*, который замыкается. В это время кольцевой магнит *7* запасает магнитную энергию, необходимую для удержания выключателя во включенном положении, а катушка *10* постепенно обесточивается, после чего привод оказывается подготовленным к операции отключения.

Во включенном положении выключатель удерживается силой магнитного притяжения якоря *8* к кольцевому магниту *7* так называемой «магнитной защелкой», при этом энергии из внешней цепи не потребляется.

При подаче сигнала «*Откл*» блок управления подает импульс противоположного направления в катушку *10*, размагничивая магнит и снимая привод с магнитной защелки. Под действием пружин *6* и *9* якорь *8* перемещается вниз вместе с тяговым изолятором и подвижным контактом *3*, выключатель отключается. Возможно ручное отключение кнопкой.

Выключатели данной серии применяются для замены выключателей в ячейках КРУ, а также для вновь разрабатываемых камер КСО и КРН.

Вакуумные выключатели напряжением 110 кВ в каждом полюсе имеют четыре последовательно соединенные дугогасительные камеры КДВ, установленные на опорных изоляторах. Для равномерного распределения напряжения по разрывам применяются емкостные делители напряжения. Электромагнитный привод обеспечивает дистанционное управление выключателем.

Вакуумные выключатели устанавливаются для управления трансформаторами сталеплавильных печей, тяговых подстанций, насосных, на мощных экскаваторах. Отключение мощных синхронных двигателей вызывает срез тока при быстром разрыве цепи, отключение малых индуктивных токов может привести

к перенапряжению, поэтому вакуумные выключатели снабжаются встроенными ограничителями перенапряжений или предусматривается установка ОПН (ограничитель перенапряжения).

Для замены выключателей, выработавших коммутационный ресурс, фирма АББ поставляет вакуумный выключатель VM2GT, который может устанавливаться на выкатных тележках КРУ (К-104, КМ В, КРУ2-10, К-XII1).

Достоинства вакуумных выключателей: простота конструкции, высокая степень надежности, высокая коммутационная износостойкость, малые размеры, пожаро- и взрывобезопасность, отсутствие загрязнения окружающей среды, малые эксплуатационные расходы.

Недостатки вакуумных выключателей: сравнительно небольшие номинальные токи и токи отключения, возможность коммутацинных перенапряжений.

Задания

1. Изучить конструктивные схемы работы воздушных выключателей.

2. Изучить устройство и принцип работы вакуумного выключателя.

3. Изучить области применения воздушных и вакуумных выключателей.

Контрольные вопросы

1. Назовите достоинства воздушных выключателей.

2. Перечислите недостатки воздушных выключателей.

3. Где применяются вакуумные выключатели?

4. Объясните принцип работы вакуумной дугогасительной камеры КДВ:

5.Перечислите достоинства и недостатки вакуумных выключателей.

6. Расскажите устройство вакуумного выключателя BB-TEL-10-1000.

Занятие 9. Электромагнитные и элегазовые выключатели

Цель занятия: изучить конструкции и принцип работы электромагнитных и элегазовых выключателей.

Электромагнитные выключатели

Электромагнитные выключатели для гашения дуги не требуют ни масла, ни сжатого воздуха, что является большим преимуществом их перед другими типами выключателей. Выключатели этого типа выпускают на напряжение 6-10 кВ, номинальный ток до 3600 А и ток отключения до 40 кА.

На рисунке 9.1, *а* показан выключатель ВЭ-10-40, установленный на тележке и предназначенный для ячейки КРУ. На сварном основании *1*, установленном на катках, крепятся привод *13,* три полюса 5, состоящих из двух изоляционных стоек, на которых крепятся два проходных эпоксидных изолятора *6* с розеточными контактами. На верхнем изоляторе смонтированы неподвижные контакты 7, на нижнем – подвижные контакты *4,* связанные изоляционной тягой *10* с валом выключателя *12.* Последний соединен с приводом *13* с помощью рычагов *11* и тяг.

Дугогасительные камеры *8* крепятся на неподвижном контакте и специальных стойках. Каждый полюс изолирован кожухом. Передняя часть кожуха обшита металлическим листом, надежно заземленным вместе с рамой выдвижного элемента КРУ. Цепи вторичной коммутации заключены в металлический шланг и заканчиваются штепсельным разъемом *9.*

При отключении выключателя размыкаются главные контакты, а затем дугогасительные *1* (рис. 9.1, *б).* Возникшая дуга А действием электродинамических сил токоведущего контура и воздушных потоков выдувается вверх в дугогасительную камеру (положение дуги Б), при этом в цепь между медным рогом *3* и контактом включается обмотка электромагнита *2.* Созданное поперечное магнитное поле перемещает дугу в положение В – между левым *3* и правым 5 медными рогами. Включенная вторая обмотка *6* усиливает магнитное поле, дуга втягивается внутрь гасительной камеры *4* с керамическими пластинами, растягивается, попадает в узкую щель и гаснет при очередном переходе тока через нуль. При отключении малых токов (до 1000 А) напряженность магнитного поля невелика и не может обеспечить быстрое втягивание дуги в камеру. Гашение дуги в этом случае обеспечивается дутьевым устройством *2*

с трубкой поддува *3,* через которую подается поток воздуха на дугу (рис. 9.1, *б).*

Выключатели серии ВЭ-10 на различные токи отключения отличаются размерами дугогасительных камер. При номинальных токах 1600 А и выше рабочие контакты имеют серебряные напайки. Выводные контакты у выключателей до 2500 А розеточного типа, у выключателей на 3600 А –пальцевые, без проходных изоляторов.

Приводы выключателей ВЭ-10 – пружинные, выключателей ВЭЭ-6 – электромагнитные.

Достоинства электромагнитных выключателей: полная взрыво- и пожаробезопасность, малый износ дугогасительных контактов, пригодность для работы в условиях частых включений и отключений, высокая отключающая способность (20-40 кА).

Недостатки: сложность конструкции дугогасительной камеры с системой магнитного дутья, ограниченный верхний предел номинального напряжения (15-20 кВ), ограниченная пригодность для наружной установки.

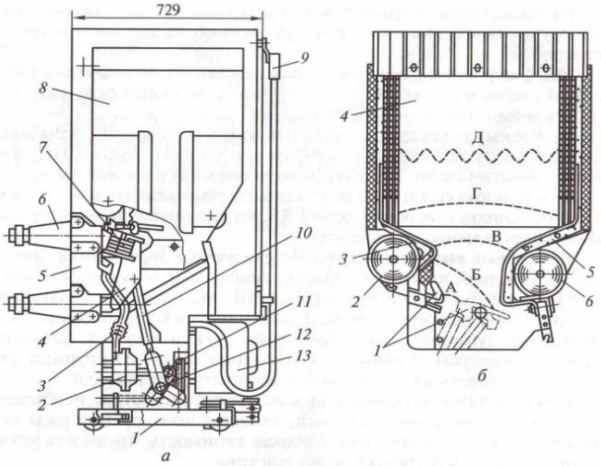


Рис. 9.1. Выключатель электромагнитный ВЭ-10-40:
а – общий вид:
1 – основание; *2* – электромагнит; *3* – медный рог; *4* – подвижные контакты;
5 – полюс выключателя; *6* – проходной изолятор; *7* – неподвижные контакты;
8 – дугогасительная камера; *9* – штепсельный разъем; *10* – изоляционная тяга;
11 – рычаги связи с валом выключателя; *12, 13* – привод;
б – дугогасительная камера:
1 – дугогасительные контакты; *2* – электромагнит; *3, 5* – медные рога;
4 – гасительная камера; *6* – обмотка второго электромагнита;
А, Б, В, Г, Д – положение дуги в процессе гашения

Элегазовые выключатели

Элегазовые высоковольтные выключатели – это устройства оперативного управления для контроля высоковольтной линии энергоснабжения. Данные устройства имеют очень похожую конструкцию с масляными, но при этом, используют для гашения дуги не масляную смесь, а соединение газов. Зачастую это сера. Масляные выключатели требуют за собой особого ухода: по нормам необходимы периодическая замену масла и очистка рабочих контактов. Элегазовые выключатели в этом не нуждаются. Главное достоинство элегаза в его долговечности: он не стареет и минимально загрязняет механические части устройства.

Элегаз SF_6 представляет собой инертный газ, плотность которого в 5 раз превышает плотность воздуха. Электрическая прочность элегаза в 2– 3 раза выше прочности воздуха.

В элегазовых выключателях применяются автокомпрессионные дугогасительные устройства (рис. 9.2).

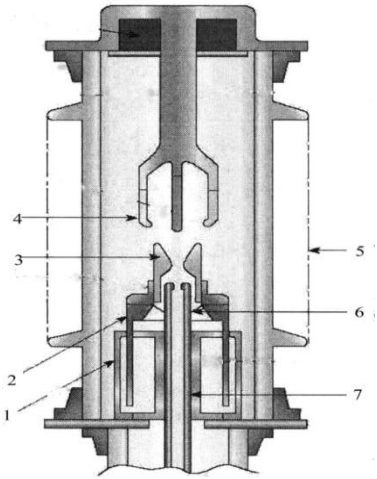


Рис. 9.2. Схема дугогасительного устройства элегазового выключателя:
1 – поршень; *2* – подвижный цилиндр; *3* – подвижный контакт;
4 – подвижный контакт; *5* – фарфор; *6* – дугоуловитель; *7* – проводник

При отключении цилиндр *4* вместе с контактом *3* перемещается вниз, образуется разрыв между подвижным *3* и неподвижным *1* контактами и загорается дуга. Поршень 5 остается неподвижным, поэтому при движении цилиндра вниз элегаз над поршнем сжимается, создается дутье в объем камеры и полый контакт *1*, столб дуги

интенсивно охлаждается, и она гаснет. При включении цилиндр *4* перемещается вверх, контакт *1* оказывается в верхней камере цилиндра и цепь замыкается.

Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

Более эффективным является двустороннее дутье, именно такие дугогасительные камеры применяются в современных элегазовых выключателях, построенных на модульном принципе. Так, в выключателях на 110 кВ – один дугогасительный модуль, на 220 кВ – два, на 500 кВ – четыре. Соответственно меняется изоляция относительно земли.

Элегазовые выключатели подразделяются на *колонковые* и *баковые*.

На рисунке 9.3 показан колонковый выключатель ВГУ-220-45/3150У1 (*$U_{ном}$*=220 кВ, *$I_{откл.ном}$=45* кА, $I_{НОМ}$=3150 А, климат – умеренный, установка – открытая). Полюс имеет Y-образную компоновку. Емкостные делители обеспечивают равномерное распределение напряжения между разрывами полюса. Отключение осуществляется пневматическим приводом, включение – пружинами, которые заводятся при отключении. Механический ресурс выключателя 3000 циклов ВО; ресурс коммутационной способности: при токе 45 кА число операций О/В – 15/17; при токе 27 кА – 22/11, при рабочем токе 3150 А – 3000/3000.

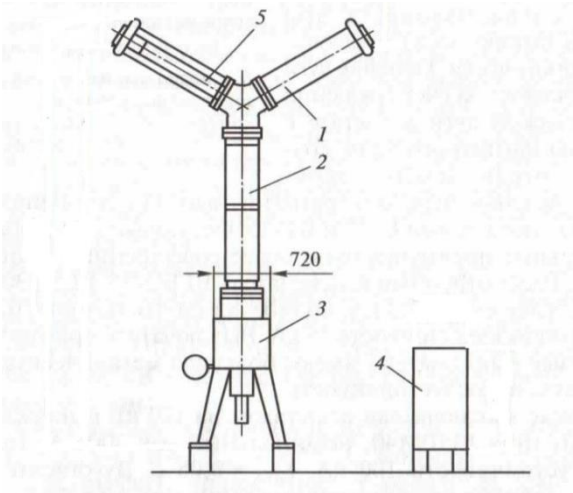


Рис. 9.3. Выключатель элегазовый ВГУ-220-45/3150:
1 – модуль дугогасительный; *2* – колонка опорная;
3 – шкаф управления с приводом; *4* – шкаф распределительный;
5 – конденсаторы (емкостные делители)

Распределительный шкаф *4* предназначен для пневматической и электрической связи трех полюсов выключателя.

Новая серия баковых выключателей на 35 кВ позволяет иметь встроенные трансформаторы тока (рис. 9.4), что упрощает конструкцию распределительных устройств. Вводы и трансформаторы тока укреплены на баке, внутри которого находятся контактная и дугогасительная системы. Номинальное давление элегаза 0,45 МПа, при снижении давления до 0,33 МПа срабатывает сигнализация, а при 0,3 МПа выключатель отключается автоматически. Гашение дуги осуществляется за счет вращения электрической дуги в элегазе помощью магнитного поля, созданного отключаемым током.

Привод выключателя электромагнитный. По сравнению с масляными выключателями С-35 и ВТ-35 элегазовый выключатель имеет значительные преимущества и более совершенные трансформаторы тока. Выключатель ВГБЭ-35-12,5/630 рассчитан на ток отключения 12,5 кА, полное время отключения 0,07 с, электродинамическую стойкость 35 кА. Выключатель пригоден для автоматического повторного включения (АПВ). Элегазовые выключатели имеют большую механическую и коммутационную износоустойчивость.

Баковые выключатели с элегазом на 110 кВ выпускаются фирмой АББ типа 145PM40, номинальный ток 3000 А, ток динамической устойчивости 100 кА, $t_{откл}$=0,05 с. Дугогасительное устройство подобно рассмотренному выше. На наружной части ввода располагаются трансформаторы тока.

Рис. 9.4. Выключатель элегазовый баковый

Колонковые выключатели этой же фирмы типа LTB145D1/B рассчитаны на напряжение 110 кВ, номинальный ток 3150 А, ток отключения 40 кА. В этой серии выпускаются выключатели напряжением до 800 кВ. Особенностью серии LTB являются: высокая сейсмостойкость, возможность работы в экстремальных условиях окружающей среды.

Колонковые выключатели с элегазом выпускаются ОАО «Урал-электротяжмаш» на напряжение 110-500 кВ.

Для замены устаревших выключателей в КРУ типов К-Х, К-ХИ, К-XXV, К-XXVI фирмой АББ производятся выкатные элементы с элегазовыми выключателями серий VF и HD2GT.

Достоинства элегазовых выключателей: пожаро- и взрывобезопасность, быстрота действия, высокая отключающая способность, малый износ дугогасительных контактов, возможность создания серий с унифицированными узлами (модулями), пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатки: необходимость специальных устройств для наполнения, перекачки и очистки SF_6, относительно высокая стоимость SF_6.

Задания

1. Изучить конструкцию и принцип действия электромагнитного выключателя.
2. Изучить конструкцию и принцип действия элегазового выключателя.

Контрольные вопросы

1. Как происходит процесс гашения дуги в электромагнитном выключателе?
2. Назовите преимущества и недостатки электромагнитного выключателя.
3. Как происходит процесс гашения дуги в элегазовом выключателе?
4. Объясните устройство дугогасительного устройства элегазового выключателя.
5. Назовите достоинства и недостатки элегазового выключателя.

Занятие 10. Разъединители, отделители и короткозамыкатели

Цель занятия: изучить назначение и конструкции разъединителей, отделителей и короткозамыкателей.

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, используемый для включения и отключения электрических цепей в таких условиях, при которых на его контактах не возникает длинной открытой электрической дуги. В отключенном положении разъединителя на его контактах создается видимый разрыв. Кроме того, разъединители наружной установки рассчитываются на возможность разрыва посредством их ножей зарядных токов воздушных и кабельных линий, а также токов холостого хода силовых трансформаторов и токов небольших нагрузок. Поэтому их контакты часто снабжаются дугогасительными рогами.

Отличительной чертой разъединителей, а также отделителей и короткозамыкателей в сравнении с выключателями является отсутствие дугогасительных устройств.

Основное назначение разъединителя заключается в изоляции отключенных частей электрической цепи с целью безопасного ремонта оборудования.

Разъединители строятся для внутренней и для наружной установки на всю шкалу токов и напряжений. Они могут выполняться как трехполюсными на общей раме (обычно при напряжениях до 35 кВ) (рис. 10.1), так и однополюсными при более высоких напряжениях. Последнее обусловлено тем, что при напряжениях свыше 35 кВ требуемые расстояния между фазами достаточно велики и общая рама получается чрезвычайно громоздкой и тяжелой.

Основным элементом разъединителя являются его контакты. Они должны надежно работать при номинальном режиме, а также при перегрузках и сквозных токах короткого замыкания. В разъединителях применяют высокие контактные нажатия. При больших токах контакты выполняют из нескольких (до восьми) параллельных пластин. Применяют пластины прямоугольного, швеллерного и круглого сечения.

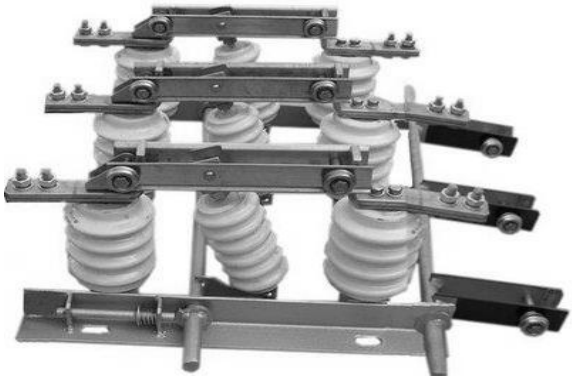


Рис. 10.1 Разъединитель трехполюсный

Во избежание ошибочных действий, т.е. размыкания под током, что может привести к крупным авариям и несчастным случаям, разъединитель всегда блокируется с выключателем. Блокировка допускает оперирование разъединителем только при отключенном выключателе. По исполнению блокировка может быть механической, механической замковой, электромагнитной замковой.

Конструктивное различие между отдельными типами разъединителей состоит, прежде всего, в характере движения подвижного контакта (ножа). По этому признаку различают разъединители:

- вертикально-поворотного (врубного) и горизонтально-поворотного типов с вращением ножа в плоскости, параллельной или перпендикулярной осям поддерживающих изоляторов данного полюса;

- с прямолинейным движением вдоль размыкаемого промежутка либо только ножа, либо ножа совместно с изолятором (катящегося типа);

- со складывающимся ножом, со сложным движением (поворот и складывание) ножа и др.

Основные требования, предъявляемые к разъединителям:

1. Контактная система должна надежно пропускать номинальный ток сколь угодно длительное время и иметь необходимую динамическую и термическую стойкость.

2. Разъединитель и механизм его привода должны надежно удерживаться во включенном положении при протекании тока КЗ. В отключенном положении подвижный контакт должен быть надежно фиксирован.

3. Промежуток между разомкнутыми контактами должен иметь повышенную электрическую прочность.

4. Привод разъединителя целесообразно блокировать с выключателем.

Для управления разъединителями применяются ручные, электродвигательные и пневматические приводы.

Ручные приводы, приводимые в действие мускульной силой человека, могут быть рычажными серии ПР и с червячной передачей серии ПЧ Однополюсные разъединители внутренней установки напряжением до 35 кВ управляются еще и оперативными изолирующими штангами.

Электродвигательные приводы, приводимые в действие электрической энергией, применяются для управления разъединителями наружной и внутренней установки. Их изготовляют на номинальные напряжения 110 и 220 В постоянного тока и 127, 220, 380 В переменного тока.

Управление ножами стационарных заземлителей возможно только вручную с помощью металлической штанги. В приводе предусмотрена механическая блокировка, не допускающая ошибочное проведение операций с главными ножами при включенных ножах стационарных заземлителей. Имеется также блокировка, запрещающая дистанционное управление разъединителями в момент управления с места.

В зависимости от конфигурации и номинального напряжения разъединителей время выполнения приводом одной операции составляет 4-20 с, при этом не обязательно все это время держать ключ повернутым в соответствующее положение. Начатая с разъединителями операция завершается независимо от длительности подачи команды. Электродвигатель привода питается от сети переменного тока 380 В через контакты реверсивных магнитных пускателей. Если в ходе выполнения операции внезапно исчезнет питающее напряжение, то магнитный пускатель отключится, и завершение операции в этом случае станет возможным только после восстановления напряжения и подачи повторной команды дистанционно или от ключа управления с места установки.

Для управления подвесными разъединителями, имеющими тросовую систему управления, применяется электродвигательный привод ПД-2У1, осуществляющий наматывание троса на барабан при включении разъединителей. Привод состоит из исполнительного

блока (асинхронный электродвигатель, редукторы) и блока управления в виде шкафа с аппаратурой управления электродвигателем, системами электрической блокировки и сигнализации. Привод дает возможность дистанционного, местного и ручного управления разъединителями.

Для дистанционного управления разъединителями 6-10 кВ внутренней установки, рассчитанными на большие токи, применяются электродвигательные приводы, управляющие сразу тремя фазами разъединителей. Приводы питаются от источников постоянного тока напряжением 220 В.

Контроль за оперативным положением разъединителей осуществляется с помощью контактов вспомогательных цепей, которые обычно встраиваются в привод и переключаются одновременно с выполнением операций включения и отключения. На щитах управления сигнализация положения разъединителей, управляемых дистанционно, выполняется с помощью ламп зеленого и красного цвета, располагаемых над рукоятками ключей управления разъединителями.

Для внутренней установки заводы выпускают однополюсные и трехполюсные разъединители вертикального рубящего типа (нож перемещается в плоскости, перпендикулярной основанию) на напряжения, как правило, не выше 20 кВ. Обычно их устанавливают в вертикальном положении.

В большинстве из них применены линейные контакты, которые при относительно небольшой силе нажатия имеют меньшее сопротивление, чем плоские контакты. Токоведущие части выполняются из двух или более параллельных пластин. При токе *КЗ* электродинамическая сила стремится сблизить их друг с другом и этим еще сильнее прижимает подвижные контакты к стойкам неподвижного контакта, что исключает самопроизвольное размыкание контактов, опасное возможностью пожара в электроустановке

Разъединители на 10 кВ с вертикальным движением ножа выполняются без льдоломающих устройств.

Разъединители выше 10 кВ снабжены такими устройствами: у разъединителя серии РЛНЗ (Р – разъединитель, Л – линейный, Н – наружной установки, З – с заземляющими ножами) при отключении нож сначала поворачивается на 90°, а затем поднимается на требуемое расстояние; у разъединителя серии РОНЗ (О – однополюсный) льдоломающее устройство расположено в неподвижном контакте и

выполнено в виде лопатки, которая может поворачиваться на 90° вокруг своей вертикальной оси.

Разъединитель серии РВО (Р – разъединитель, В – для внутренней установки, О – однополюсный) выпускается на токи до 600 А. Числа в наименовании означают напряжение (кВ) и ток (А).

Нож поворачивается на угол до 100 и в отключенном положении удерживается только собственным весом.

Угол поворота ножа фиксируется ограничителем. Для разъединителей этой же серии на 1000 А для уменьшения усилий выдергивания ножа введен промежуточный вал.

Разъединители для наружной установки должны иметь изоляцию, рассчитанную для работы в неблагоприятных атмосферных условиях (загрязнение, влага, снег), а также обладать повышенной механической прочностью, позволяющей производить операции с разъединителями при наличии гололеда на контактах.

Разъединители на 10 кВ с вертикальным движением ножа выполняются без льдоломающих устройств. Разъединители выше 10 кВ снабжены такими устройствами: у разъединителя серии РЛНЗ при отключении нож сначала поворачивается на 90°, а затем поднимается на требуемое расстояние; у разъединителя серии РОНЗ льдоломающее устройство расположено в неподвижном контакте и выполнено в виде лопатки, которая может поворачиваться на 90° вокруг своей вертикальной оси.

Отключение разъединителя при прохождении через него номинального тока ведет к тяжелой аварии, возможно поражение людей. Образующаяся дуга очень подвижна, быстро удлиняется, что ведет к перемыканию полюсов и возникновению *КЗ*. Во избежание таких последствий разъединители блокируются с выключателями с помощью механических, механических замковых и электромагнитных замковых блокировок.

В первом случае рычаг привода разъединителя оказывается свободным только при отключенном положении механизма выключателя. При такой блокировке очень трудно связать механизм выключателя со многими приводами разъединителей. В каждом отдельном случае приходится конструировать свой блокирующий механизм применительно к конструкции распредустройства. В силу этого подобная блокировка применяется редко.

При механической замковой блокировке на выключателе и связанном с ним разъединителе установлены специальные замки,

которые могут быть открыты специальным ключом. Ключ находится в замке, установленном на выключателе. Его можно вынуть из замка только при отключенном состоянии выключателя. Разъединитель может включаться и выключаться только в том случае, когда ключ находится в его замке. Операции с другими разъединителями при этом невозможны, так как отсутствует связь приводов выключателя и разъединителей.

Более совершенна электромагнитная замковая блокировка, (рис. 10.2). Для операции с разъединителем ключ в виде электромагнита должен быть вставлен в замок. Концы катушки *2* электромагнита выведены на штыревые контакты 3. Если выключатель, связанный с данным разъединителем, отключен, то через его размыкающие блок-контакты и гнезда *4* подается напряжение на катушку *2*. При нажатии на кольцо *1* якорь *5* опускается и под действием электромагнитной силы сцепляется с запирающим плунжером *6*.

В результате деталь *8* привода разъединителя будет освобождена, а штифты *7* войдут в паз А ключа, не допуская его снятия с замка. Для блокировки всех разъединителей достаточно одного ключа на все распределительное устройство.

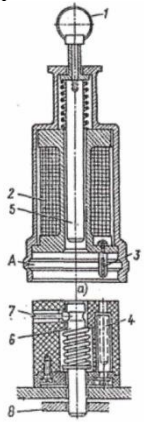


Рис. 10.2. Электромагнитная блокировка с ключом:
1 – кольцо; *2* – электромагнит; *3* – контакт штыревой; *4* – гнездо;
5 – якорь; *6* – плунжер; *7* – штифт; *8* – деталь привода

Отделители и короткозамыкатели

В настоящее время разработаны типовые схемы высоковольтных подстанций без выключателей на питающей линии. Это позволяет удешевить и упростить оборудование при сохранении высокой

надежности. Для замены выключателей на стороне высокого напряжения используются *короткозамыкатели* (рис. 10.3) и *отделители* (рис. 10.4).

Назначение *короткозамыкателей* состоит в том, чтобы при внутренних повреждениях силовых трансформаторов быстро создавать мощные искусственные КЗ на питающих линиях, отключаемых затем выключателями. После снятия напряжения с питающей линии поврежденный трансформатор отсоединяется отключением отделителя, а линия включается в работу действием АПВ.

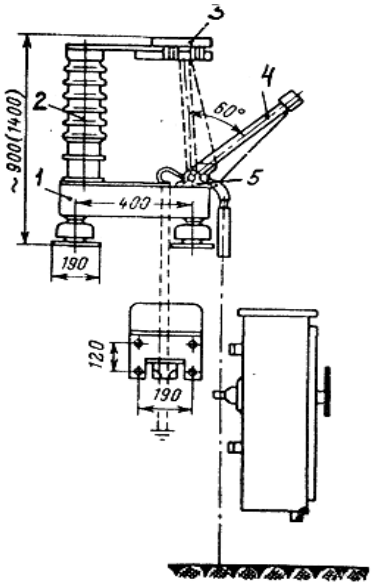


Рис. 10.3 Короткозамыкатель:
1 – колонка; *2* – опорный изолятор; *3* – неподвижный нож;
4 – подвижный заземляющий нож; *5* – вал привода

Надежная работа установок обеспечивается четкой последовательностью действий устройств релейной защиты, автоматики, коммутационных аппаратов, а также устройств блокировки между отделителями и короткозамыкателями по цепям управления.

Короткозамыкатели наружной установки с приводом ШПК (привод короткозамыкателя в шкафу) и трансформатором тока ТШЛ 0,5 (трансформатор тока шинный, с литой изоляцией, класс точности 0,5) предназначены для создания искусственного короткого замыкания (двухфазного у КЗ-35 или на землю у КЗ-110, КЗ-220) при повреждениях в трансформаторе. Под воздействием защиты

замыкание вызывает отключение выключателей, установленных на питающих концах линий.

Управление короткозамыкателем осуществляется приводом ШПК, причем включается короткозамыкатель автоматически под действием пружинного механизма при срабатывании привода от сигнала релейной защиты. При необходимости короткозамыкатель может быть включен также вручную. Отключается короткозамыкатель только при ручном оперировании.

Отделитель представляет собой разъединитель, который быстро отключает обесточенную цепь после подачи команды на его привод. Если в обычном разъединителе скорость отключения очень мала, то в отделителе процесс отключения длится 0,5-1,0 с. Отделитель отсоединяет поврежденные участки электрической цепи после отключения защитного выключателя. Выключатель срабатывает от искусственного короткого замыкания, создаваемого короткозамыкателем.

Отделители представляют собой двухколонковый разъединитель с ножами заземления (ОДЗ); одним ОДЗ-1А, ОДЗ-1Б, двумя ОДЗ-2 или без них (ОД), управляемый приводом ШПО (привод отделителя в шкафу). До 110 кВ включительно три полюса отделителя соединяются в общий трехполюсный аппарат и управляются одним приводом ШПО.

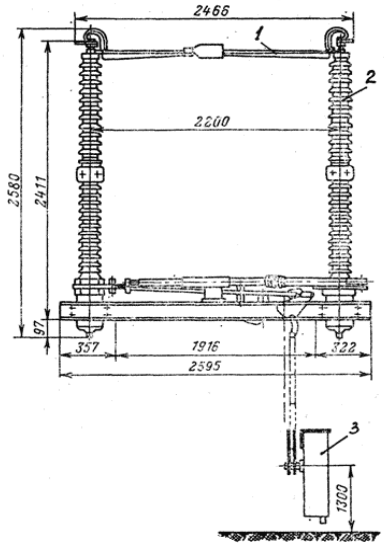


Рис. 10.4 Отделитель:
1 – ножи; *2* – колонка; *3* – пружинный привод

Отделители на 220 кВ выполняются в виде трех отдельных полюсов, каждый из которых управляется самостоятельным приводом. Отключение отделителя происходит автоматически под действием заведенных пружин при срабатывании блокирующего реле или отключающего электромагнита, освобождающих механизм свободного расцепления привода. Включение отделителя производится вручную.

Задания

1. Изучить конструкцию, назначение и виды разъединителей, отделителей и короткозамыкателей.
2. Изучить приводы для разъединителей, отделителей и короткозамыкателей.

Контрольные вопросы

1. Расскажите об устройстве и принципе действия разъединителя.
2. Почему разъединителем нельзя отключать ток нагрузки?
3. Требования, предъявляемые к разъединителям с точки зрения оперативного обслуживания.
4. Какие приводы применяется у разъединителей?
5. Расскажите о назначении, устройстве и принципе работы отделителя.
6. Как осуществляется управление короткозамыкателем?
7. Коммутационная способность разъединителей и отделителей.

Занятие 11. Измерительные трансформаторы

Цель работы: изучить назначение и схемы включения измерительных трансформаторов.

Измерительный трансформатор – электрический аппарат, в котором при нормальных условиях применения вторичный ток (вторичное напряжение) практически пропорционален (пропорционально) первичному току (первичному напряжению), применяется в качестве измерительного преобразователя при измерениях больших токов, напряжений.

Измерительные трансформаторы классифицируются:

По виду измеряемого значения:
-трансформаторы напряжения;
-трансформаторы тока (переменного);
-трансформаторы постоянного тока.
По количеству коэффициентов трансформации:
-однодиапазонные;
-многодиапазонные.
По способу установки:
-внутренней установки;
-наружной установки;
-встроенные;
-накладные;
-переносные.
По материалу диэлектрика:
-масляные;
-газонаполненные;
-сухие.

Трансформаторы тока

Трансформаторы тока (рис. 11.1) применяются в схемах измерений и учета электрической энергии. Они являются также элементами устройств релейной защиты и автоматики. Через них релейные схемы получают информацию о состоянии электрических цепей высокого напряжения.

Рис. 11.1. Трансформатор тока

При помощи трансформаторов тока первичный ток уменьшают до значений, наиболее удобных для питания измерительных приборов и реле. Вторичные токи принимают равными 1 или 5 А.

Первичная обмотка трансформатора тока включается в рассечку фазы электрической цепи (рис. 11.2). От первичной обмотки, находящейся под высоким напряжением, вторичная обмотка надежно изолируется, что гарантирует безопасное обслуживание вторичных цепей и подключенных к ним приборов и реле.

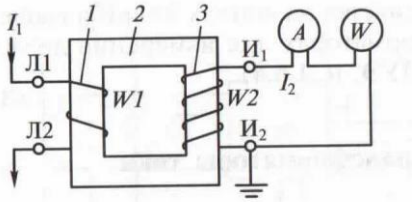


Рис. 11.2. Трансформатор тока:
1 – первичная обмотка; *2* – магнитопровод; *3* – вторичная обмотка

Токовые цепи нагрузки подключаются к зажимам вторичных обмоток трансформаторов тока последовательно. Но даже при последовательном соединении сопротивление вторичной нагрузки невелико. Поэтому считают, что рабочий режим трансформаторов тока близок к режиму короткого замыкания. Размыкание вторичной обмотки приводит к исчезновению размагничивающего действия вторичного тока, и тогда весь первичный ток становится током намагничивания. В этом режиме резко возрастает магнитная индукция в стали магнитопровода, во много раз увеличиваются активные потери в стали, что приводит к ее перегреву, обгоранию изоляции обмотки и, в конечном счете, к повреждению трансформатора тока.

Кроме того, большой магнитный поток наводит во вторичной обмотке значительную ЭДС, которая может достигнуть десятков киловольт, что представляет опасность, как для обслуживающего персонала, так и для изоляции вторичных цепей. Поэтому, вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть всегда замкнуты на реле, приборы или закорочены на испытательных зажимах. При необходимости замены реле или прибора предварительно должна устанавливаться шунтирующая их перемычка. Переносные измерительные приборы подключаются к вторичным цепям работающих трансформаторов тока с помощью разъемных испытательных зажимов или испытательных блоков позволяющих производить включение и отключение приборов без разрыва вторичной цепи.

Основной мерой безопасного производства работ во вторичных токовых цепях в случае повреждения изоляции и попадания на вторичную цепь высокого напряжения является заземление одного из концов каждой вторичной обмотки трансформатора тока. Такое заземление обычно производится на месте их установки.

В сложных схемах релейной защиты (например, в схеме токовой дифференциальной защиты шин) заземление допускается производить только в одной точке схемы (на панели защиты).

Особенности конструкции. Трансформаторы тока выпускаются для наружной установки, для внутренней установки, встроенные в проходные вводы силовых трансформаторов и баковых выключателей, накладные – надевающиеся сверху на вводы силовых трансформаторов.

У встроенных и накладных трансформаторов тока первичной обмоткой служит токоведущий стержень ввода.

В зависимости от рода установки и класса рабочего напряжения первичной обмотки трансформаторы тока выполняются с литой эпоксидной изоляцией, с бумажно-масляной изоляцией, с воздушной изоляцией.

Трансформаторы тока с фарфоровой изоляцией (серии ТПФ) за последние годы вытесняются из эксплуатации трансформаторами тока с литой эпоксидной изоляцией. Фарфоровые корпуса трансформаторов тока с бумажно-масляной изоляцией серий ТФН (новое обозначение серии ТФЗМ), ТРН (ТФРМ) заполняются маслом. Сверху на фарфоровом корпусе устанавливается металлический маслорасширитель, воспринимающий температурные колебания объема масла. Внутренняя полость маслорасширителя сообщается с атмосферой через силикагелевый воздухоосушитель.

При рабочем напряжении 330 кВ и выше трансформаторы тока изготовляются в виде двух ступеней (двух каскадов), что позволяет выполнять изоляцию каждой ступени на половину фазного напряжения.

Обслуживание трансформаторов тока заключается в надзоре за ними и выявлении видимых неисправностей, при этом контролируется нагрузка первичной цепи и устанавливается, нет ли перегрузки. Перегрузка трансформаторов тока по току первичной обмотки допускается до 20%.

Очень важно следить за нагревом и состоянием контактов, через которые проходит первичный ток. На практике были случаи

нагрева контактных шпилек у маслонаполненных трансформаторов тока. И если при этом на сильно нагретый контакт попадало масло, то оно воспламенялось, и возникал пожар.

При осмотре обращают внимание на отсутствие признаков внешних повреждений (обгорание контактов, трещин в фарфоре), так как трансформаторы тока подвержены термическим и динамическим воздействиям при прохождении через них сквозных токов короткого замыкания.

Важное значение имеет состояние внешней изоляции трансформаторов тока. Более 50% случаев повреждений трансформаторов тока с литой изоляцией происходит в результате перекрытий по загрязненной и увлажненной поверхности изоляторов при воздействии коммутационных и грозовых перенапряжений.

У маслонаполненных трансформаторов тока проверяют уровень масла по маслоуказателю, отсутствие подтеков масла, цвет силикагеля в воздухоосушителе (силикагель с зернами розовой окраски должен заменяться).

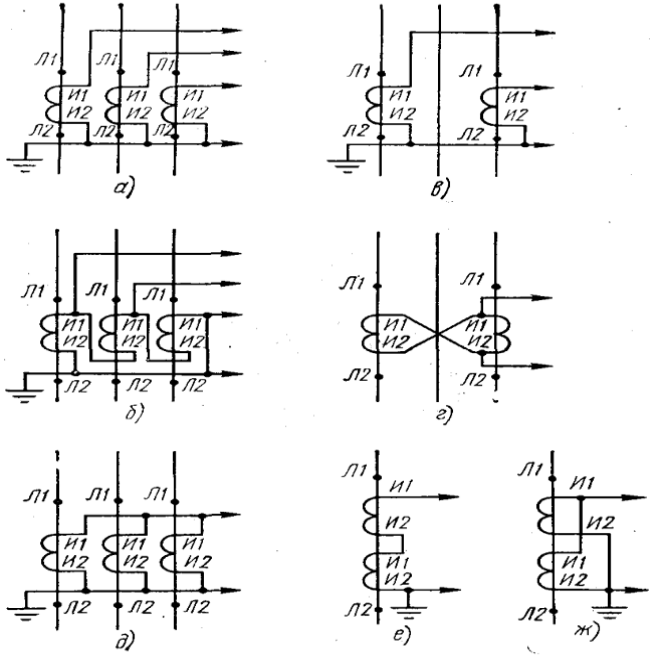


Рис. 11.3. Схемы включения трансформаторов тока в трехфазной сети

При обнаружении дефектов токоведущих частей и изоляции трансформатор тока вместе с присоединением, на котором установлен, должен быть выведен в ремонт, подвергнут тщательному осмотру и испытанию.

В трехфазных сетях с напряжением 6-10 кВ устанавливаются трансформаторы как во всех трех фазах, так и только в двух (*Л1* и *Л3*). В сетях с напряжением 35 кВ и выше трансформаторы тока в обязательном порядке устанавливаются во всех трех фазах (рис. 11.3).

Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи

Трансформаторы напряжения служат для преобразования высокого напряжения в низкое стандартных значений (100, $100/\sqrt{3}$, 100/3 В), используемое для питания измерительных приборов и различных реле управления, защиты и автоматики. Они, так же как и трансформаторы тока, изолируют (отделяют) измерительные приборы и реле от высокого напряжения, обеспечивая безопасность их обслуживания (рис. 11.4).

Рис. 11.4. Трансформатор напряжения

Трансформаторы напряжения бывают следующих видов:

- заземляемый трансформатор напряжения – однофазный трансформатор напряжения, один конец первичной обмотки которого должен быть заземлен, или трехфазный трансформатор напряжения, нейтраль первичной обмотки которого должна быть заземлена;

- незаземляемый трансформатор напряжения – трансформатор напряжения, у которого все части первичной обмотки, включая зажимы, изолированы от земли до уровня, соответствующего классу напряжения;

- каскадный трансформатор напряжения – трансформатор напряжения, первичная обмотка которого разделена на несколько последовательно соединенных секций, передача мощности от которых к вторичным обмоткам осуществляется при помощи связующих и выравнивающих обмоток;

- емкостный трансформатор напряжения – трансформатор напряжения, содержащий емкостный делитель;

- двухобмоточный трансформатор напряжения – трансформатор напряжения, имеющий одну вторичную обмотку;

- трехобмоточный трансформатор напряжения – трансформатор напряжения, имеющий две вторичные обмотки: основную и дополнительную.

По принципу устройства, схеме включения и особенностям работы измерительныетрансформаторы напряжения мало, чем отличаются от силовых трансформаторов. Однако по сравнению с последними, мощность их не превышает десятков или сотен вольт-ампер. При малой мощности режим работы трансформаторов напряжения приближается к режиму холостого хода. Размыкание вторичной обмотки трансформатора напряжения не приводит к опасным последствиям.

На напряжение до 35 кВ трансформаторы напряжения, как правило, включаются через предохранители для того, чтобы при повреждении трансформатора напряжения он не стал причиной развития аварии. На напряжение 110 кВ и выше предохранители не устанавливаются, так как согласно имеющимся данным повреждения таких трансформаторов напряжения происходят редко.

Включение и отключение трансформаторов напряжения производятся разъединителями.

Для защиты трансформатора напряжения от тока короткого замыкания во вторичных цепях устанавливают съемные трубчатые

предохранители или автоматические выключатели максимального тока. Предохранители устанавливают в том случае, если трансформатор напряжения не питает быстродействующих защит, так как эти защиты могут ложно подействовать при недостаточно быстром перегорании плавкой вставки. Установка же автоматических выключателей обеспечивает эффективное срабатывание специальных блокировок, выводящих из действия отдельные виды защит при обрыве цепей напряжения.

Для безопасного обслуживания вторичных цепей в случае пробоя изоляции и попадания высокого напряжения на вторичную обмотку один из зажимов вторичной обмотки или нулевая точка присоединяется к заземлению. В схемах соединения вторичных обмоток в звезду чаще заземляется не нулевая точка, а начало обмотки фазы *b*. Это объясняется стремлением сократить на 1/3 число переключающих контактов во вторичных цепях, так как заземленная фаза может подаваться на реле помимо рубильников и вспомогательных контактов разъединителей.

При использовании трансформаторов напряжения для питания оперативных цепей переменного тока допускается заземление нулевой точки вторичных обмоток через пробивной предохранитель, что вызывается необходимостью повышения уровня изоляции оперативных цепей.

На время производства работ непосредственно на трансформаторе напряжения и его ошиновке правилами безопасности предписывается создании видимого разрыва не только со стороны ВН, но также и со стороны вторичных цепей, чтобы избежать появления напряжения на первичной обмотке за счет обратной трансформации напряжения от вторичных цепей, питающихся от какого-либо другого трансформатора напряжения. Для этого во вторичных цепях трансформатора напряжения устанавливаются рубильники или используются съемные предохранители. Отключение автоматических выключателей, а также разрыв вторичных цепей вспомогательными контактами разъединителей не обеспечивают видимого разрыва цепи и поэтому считаются недостаточными.

Особенности конструкции. На подстанциях находят применение как однофазные, так и трехфазные двух- и трехобмоточные трансформаторы напряжения. Это главным образом масляные трансформаторы напряжения, магнитопроводы и обмотки которых погружены в масло. Масляное заполнение бака или фарфорового

корпуса предохраняет от увлажнения и изолирует обмотки от заземленных конструкций. Оно играет также роль охлаждающей среды.

В закрытых распределительных устройствах до 35 кВ успешно используются трансформаторы напряжения с литой эпоксидной изоляцией. Они обладают рядом существенных преимуществ по сравнению с маслонаполненными при установке в комплектных распределительных устройствах.

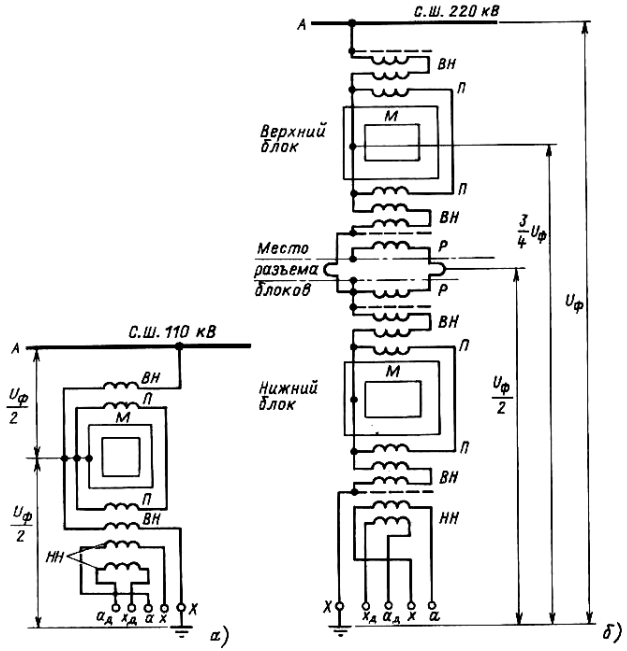


Рис. 11.5. Схемы трансформаторов напряжения разных типов:
а – НКФ-110; *б* – НКФ-220;
ВН – обмотка высокого напряжения (первичная обмотка);
НН – обмотка низкого напряжения (вторичные обмотки);
Я – выравнивающие обмотки; *Р* – связующие обмотки;
М – магнитопровод; $U_ф$ – фазное напряжение

На подстанциях 110-500 кВ применяются каскадные трансформаторы напряжения серии НКФ. В каскадном трансформаторе напряжения обмотка высокого напряжения (*ВН*) делится на части, размещаемые на разных стержнях одного или нескольких магнитопроводов, что облегчает ее изоляцию. Так, у трансформатора напряжения типа НКФ-110 обмотка *ВН* разделена на две части (ступени), каждая из которых размещается на противоположных стержнях

двухстержневого магнитопровода (рис. 11.5, *а*). Магнитопровод соединен с серединой обмотки *ВН* и находится по отношению к земле под потенциалом $U_ф/\sqrt{2}$, благодаря чему обмотка *ВН* изолируется от магнитопровода только на $U_ф/\sqrt{2}$, что существенно уменьшает размеры и массу трансформатора.

Ступенчатое исполнение усложняет конструкцию трансформатора. Появляется необходимость в дополнительных обмотках. Показанная на рисунке 11.5 выравнивающая обмотка *П* предназначена для равномерного распределения мощности, потребляемой вторичными обмотками, по обеим ступеням.

Каскадные трансформаторы напряжения на 220 кВ и выше имеют два и более магнитопровода (рис. 11.5, *б*). Число магнитопроводов обычно вдвое меньше числа ступеней каскада. Для передачи мощности с обмоток одного магнитопровода на обмотки другого служат связующие обмотки *Р*. Вторичные обмотки у трансформаторов напряжения серии НКФ располагаются вблизи заземляемого конца *Х* обмотки *ВН,* имеющего наименьший потенциал относительно земли.

Наряду с обычными электромагнитными трансформаторами напряжения для питания измерительных приборов и релейной защиты применяют емкостные делители напряжения.

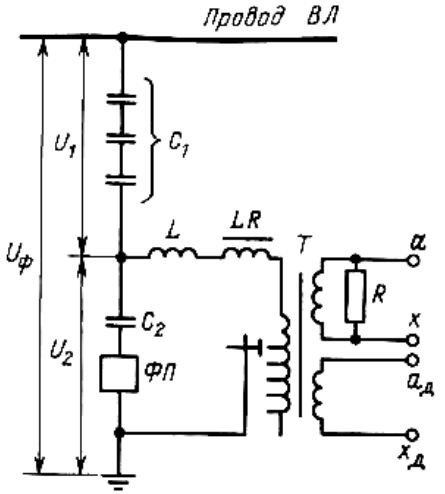


Рис. 11.6. Схема включения емкостного делителя напряжения типа НДЕ-500

Они получили распространение на линиях электропередачи напряжением 500 кВ и выше. Принципиальная схема емкостного делителя напряжения типа НДЕ-500 приведена на рисунке 11.6. Напряжение между конденсаторами распределяется обратно пропорционально емкостям $U_1/U_2 = C_2/C_1$, где C_1 и C_2 – емкости конденсаторов; U_1 и U_2 – напряжения на них. Подбором емкостей добиваются получения на нижнем конденсаторе C_2 некоторой требуемой доли общего напряжения U_ϕ. Если теперь к конденсатору C_2 подключить понижающий трансформатор T, то он будет выполнять те же функции, что и обычный трансформатор напряжения.

Емкостный делитель напряжения типа НДЕ-500 состоит из трех конденсаторов связи типа СМР-166 и одного конденсатора отбора мощности типа ОМР-15-0,017. Первичная обмотка трансформатора T рассчитана на напряжение 15 кВ. Она имеет восемь ответвлений для регулирования напряжения. Заградитель L препятствует ответвлению токов высокой частоты в трансформатор T во время работы высокочастотной связи, аппаратура которой подключается к конденсаторам через фильтр присоединения *ФП*. Реактор LR улучшает электрические свойства схемы при увеличении нагрузки. Балластный фильтр или резистор R служит для гашения феррорезонансных колебаний во вторичной цепи при внезапном отключении нагрузки.

Задания

1. Изучить назначение, конструкцию и схемы включения трансформаторов тока.
2. Изучить назначение, конструкцию и схемы включения трансформаторов напряжения.
3. Изучить особенности подключения измерительных трансформаторов.

Контрольные вопросы

1. Для чего применяются трансформаторы тока?
2. Назовите особенности конструкции трансформаторов тока.
3. Для чего применяются трансформаторы напряжения?
4. Объясните принцип работы каскадного трансформатора напряжения.
5. Назовите особенности конструкции трансформаторов напряжения.
6. Назовите правила безопасности при работе на трансформаторы напряжения.
7. Изобразите схему включения емкостного делителя напряжения.

Занятие 12. Приводы выключателей

Цель занятия: изучить конструкции различных видов приводов выключателей.

Привод выключателя предназначен для операции включения, удержания во включенном положении и отключения выключателя.

Привод – это специальное устройство, создающее необходимое усилие для производства перечисленных операций. В некоторых выключателях привод конструктивно связан в одно целое с его контактной системой (воздушные выключатели).

Основными частями привода являются: включающий механизм, запирающий механизм (защелка, собачка), который удерживает выключатель во включенном положении, и расцепляющий механизм, освобождающий защелку при отключении.

Наибольшая работа в существующих конструкциях выключателей совершается приводом при включении, так как при этой операции преодолевается собственная масса подвижных контактов, сопротивление отключающих пружин, трение и силы инерции в движущихся частях. При включении на существующее короткие замыкания (*КЗ)* механизм привода, кроме того, должен преодолеть электродинамические усилия, отталкивающие контакты друг от друга.

Операция включения во избежание приваривания контактов выключателя должна производиться быстро. Чем меньше время включения, тем меньше пауза при автоматическом повторном включении (АПВ).

При отключении работа привода сводится к освобождению защелки, удерживающей механизм во включенном положении. Само отключение происходит за счет силы сжатых или растянутых отключающих пружин. В зависимости от источника энергии, затрачиваемой на включение и отключение, имеются ручные, пружинные, грузовые, электромагнитные, пневматические приводы.

Ручные приводы применяются для маломощных выключателей, когда мускульной силы оператора достаточно для совершения работы включения. Отключение может быть автоматическим с помощью реле, встроенных в привод.

В современных электроустановках сохранились ручные приводы ПРА только для выключателей нагрузки ВНПР.

Пружинный привод является приводом косвенного действия. Энергия, необходимая для включения, запасается в мощной пружине,

которая заводится от руки или электродвигателем небольшой мощности. После каждого включения необходимо вновь завести пружину.

Обычно привод дополняется специальным электродвигателем, осуществляющим завод пружины. Такой привод позволяет осуществлять АПВ.

Недостатком пружинных приводов является уменьшение тягового усилия в конце хода включения вследствие уменьшения деформации пружин. Чтобы устранить этот недостаток, пружинные приводы дополняются маховиком, который поглощает избыточную энергию в начале включения и отдает накопленную энергию в конце включения. Приводы подобного типа ППМ-10 применяются для выключателей ВМГ-10 и ВМП-10. Завод пружины производится электродвигателем через редуктор. Запорно-пусковой механизм привода удерживает пружины в заведенном состоянии. Для автоматического включения необходимо освободить заводящий рычаг, после чего энергия заведенной спиральной пружины поворачивает вал выключателя на включение.

Дистанционное и автоматическое отключение выключателя производится с помощью реле, встроенных в нижней части привода, которые через планку отключения воздействуют на механизм свободного расцепления. Привод допускает механическое АПВ. Импульс для работы такого АПВ дается при отключении благодаря освобождению включающего механизма привода.

Аналогичное устройство имеет привод ПП, применяемый для выключателей ВМГ. Выключатели ВМПП, ВЭ-10, ВК-10для КРУ имеют встроенный пружинный привод.

Пружинные приводы не требуют для своего управления источника постоянного тока, что является существенным преимуществом перед другими приводами. Недостатком его является малая мощность, поэтому он применяется для маломасляных выключателей 6-10 кВ.

Электромагнитные приводы постоянного тока применяются для управления всеми типами масляных выключателей напряжением 110 кВ. Привод представляет собой корпус с электромагнитом включения и операционным механизмом. В корпусе размещены также электромагнит отключения, контакты вспомогательных цепей, механизм ручного отключения и в ряде случаев механический указатель положения выключателя, жестко связанный с его валом.

На рисунке 12.1 показан привод для маломасляного выключателя. Силовое устройство – электромагнит включения – представляет собой магнитопровод с обмоткой *3* и сердечником *2* со штоком *1*. Тяговое усилие необходимое, для включения выключателя, создается

сердечником *2*, который втягивается электромагнитом при прохождении, по его обмотке тока. Усилие передается выключателю системой рычагов операционного и передаточного механизмов.

После завершения операции включения выключателя цепь электромагнита автоматически разрывается и сердечник под действием силы тяжести (и пружины) опускается вниз.

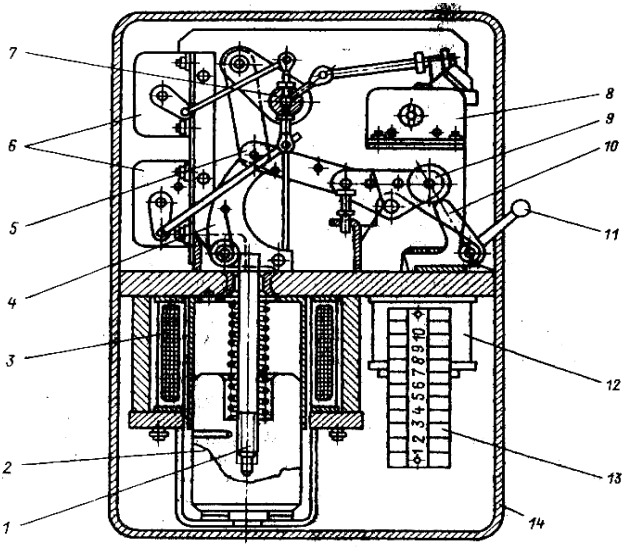


Рис.12.1. Привод электромагнитный для маломасляных выключателей:
1 – шток с пружиной; *2* – сердечник; *3* – обмотка электромагнита включения; *4* – удерживающий рычаг; *5* – ролик; *6, 8* – контакторы вспомогательных цепей; *7* – вал привода; *9* – рычаги механизма свободного расцепления; *10* – защелка; *11* – рычаг ручного отключения; *12* – электромагнит отключения; *13* – сборка зажимов; *14* – корпус привода

Для отключения выключателя в обмотку электромагнита отключения подается оперативный ток. Сердечник втягивается электромагнитом, и его боек ударяет в одно из звеньев механизма свободного расцепления 9. Звенья механизма свободного расцепления складываются, вал выключателя поворачивается под действием встроенных отключающих пружин – происходит отключение выключателя.

Электромагниты включения и отключения получают питание от аккумуляторной батареи через сборку зажимов.

Ток, потребляемый электромагнитом включения привода ПЭ-11, составляет 58 А, электромагнитом отключения – 1,25 А при напряжении 220 В.

В приводе имеется рычаг ручного отключения. Привод ПЭ-11 применяется для выключателей ВМП-10, ВМГ-10.

Для более мощных выключателей внутренней установки применяются электромагнитные приводы ПЭ-2, ПЭ-21, ПС-31, а для наружной установки – ШПЭ-44, ШПЭ-38, ШПЭ-46 и др.

Достоинствами электромагнитных приводов являются простота конструкции и надежность работы в условиях сурового климата.

Недостатки – большой потребляемый ток и вследствие этого необходимость мощной аккумуляторной батареи (для включения выключателя МГГ-10-3200 требуется ток 155 А, а выключателя У-220-40 – 500 А при напряжении 220 В), а также значительное время включения (до 1 с).

Пневматический привод обеспечивает быстрое включение выключателя за счет энергии сжатого воздуха. Кинематическая схема его подобна электромагнитному приводу, но вместо электромагнита применяется пневматический цилиндр с поршнем (рис. 12.2).

При включении выключателя открывается клапан, подающий сжатый воздух из резервуара в пневматический цилиндр *1*. Поршень *4* со штоком *5* поднимается вверх и, воздействуя на подвижный ролик и систему рычагов, производит включение выключателя. Пружина над поршнем при этом сжимается, сглаживая удар при включении.

При отключении подается импульс на электромагнит отключения *8*, который воздействует на механизм свободного расщепления *9*.

Сжатый воздух (2 МПа) подается от общей компрессорной установки, обслуживающей воздушные выключатели, или на каждом приводе устанавливаются баллоны со сжатым воздухом, обеспечивающие пять-шесть операций без подкачки воздуха. Для подкачки воздуха используются небольшие компрессоры с электродвигателем мощностью до 1 кВт.

Пневматические приводы ПВ-30 применяются для выключателей МГ-10, МГ-20. Баковые выключатели серии «Урал» снабжаются пневматическими приводами ШПВ. Пневматические приводы не требуют установки мощной аккумуляторной батареи, так как ток, потребляемый электромагнитным клапаном включения, не превышает нескольких ампер. Сечение проводов от схемы дистанционного управления к приводу значительно меньше, чем при электромагнитном приводе.

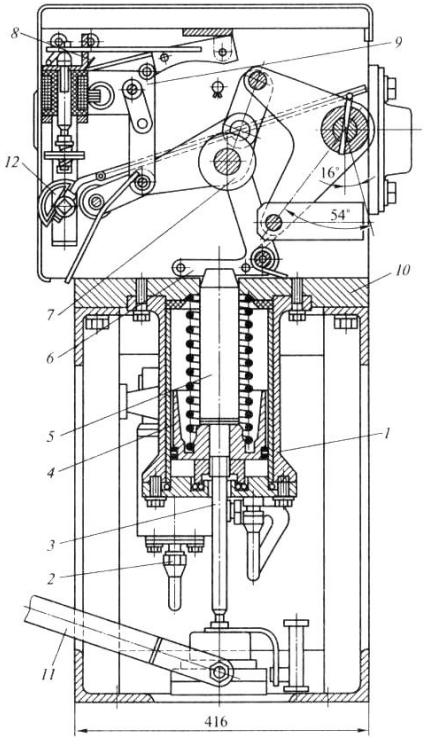


Рис. 12.2. Привод пневматический ПВ-30:
1 – пневматический цилиндр; *2* – фланец воздухопровода;
3 – шток демпфера; *4* – поршень; 5 – шток; *6* – удерживающая защелка;
7 – подъемный ролик; *8* – электромагнит отключения;
9 – система рычагов свободного расцепления; *10* – корпус привода;
11 –домкрат для ручного отключения; *12* – указатель положения

В воздушных выключателях пневматический привод является органической частью самого выключателя.

Дальнейшим усовершенствованием пневматических приводов являются пневмогидравлические приводы, в которых движение подвижной системе выключателя передается от гидроцилиндра с поршнем. Поршень приводится в движение сжатой жидкостью, обычно маслом. Высокое давление жидкости (12 МПа) создается в аккумуляторе энергии привода за счет сжатого газа.

Этой энергии хватает на шесть включений. Такими приводами типа ППГ снабжаются баковые выключатели. Пневмогидравлические приводы обеспечивают время включения 0,25 с.

Схемы управления обычно дополняются устройствами сигнализации в виде сигнальных ламп, показывающих включен или отключен выключатель после снятия соответствующей команды. В схемах предусматривается световая и звуковая сигнализация о несоответствии положения выключателя его ключа управления (например, в случае автоматического отключения выключатся; релейной защитой), а также сигнализация контроля цепей включения и отключений выключателя.

В электрических схемах управления и сигнализации выключателей всегда имеются контакты, коммутирующие вспомогательные цепи; электромагнитов включения и отключения, сигнальных ламп и другие цепи постоянного тока. Контакты управляются с помощью кинематических передач между валом привода и валом контактора. Скорость срабатывания контактов определяется технологической необходимостью: есть контактные пары, которые должны быстро размыкаться (или замыкаться) в конце выполнения операции или даже после её завершения; имеются контакты, скорость срабатывания которых зависит от скорости движения перемещающихся частей, и т.д. Конструкции контактов весьма разнообразны, в отечественных приводах используются наборные контакты типа КСА (контакты сигнальные Аксентона). В эксплуатации необходимо следить за состоянием контакторов, нарушение в работе которых может привести к отказу в работе привода.

Схемы управления и сигнализации применяются на подстанциях в различных вариантах в зависимости от типа выключателя и его привода, использования устройств телемеханики и других условий.

Задания

1. Изучить назначение, конструкцию и виды приводов выключателей.
2. Изучить принцип работы приводов выключателей.
3. Определить различия между видами приводов.

Контрольные вопросы

1. Для чего служат приводы выключателей?
2. Перечислите основные части приводы выключателя.
3. Для чего применяются электромагнитные приводы?
4. Для чего применяется запирающий механизм в приводе?
5. Для чего применяется отключающее устройство привода?
6. Назовите достоинства и недостатки электромагнитных приводов.
7. Назовите достоинства и недостатки пневматических приводов.

Рекомендуемая литература

1. Амерханов, Р. А. Проектирование систем энергообеспечения : учебник для студентов вузов по направлению «Агроинженерия». – М. : Энергоатомиздат, 2010.– 48 с.

2. Лещинская, Т. Б. Электроснабжение сельского хозяйства / Т. Б. Лещинская. – М. : Колос, – 2006. – 283 с.

3. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций : учебник для студентов сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 6 изд. стер. – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

4. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения : справочник. – М. : ИД «Форум»: ИНФРАМ, 2010. – 480 с.

5. Сибикин, Ю. Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий. В 2 кн. Кн. 1 : учебник. – М. : Академия, 2014. – 208 с.

6. Упит, А. Р. Электрические станции и подстанции : конспект лекций / А. Р. Упит. – Электронное издательство АлтГТУ. – Барнаул : 2015. – 131 с.

Оглавление

Предисловие ……... 3
Занятие 1. Охлаждающие устройства трансформаторов и их обслуживание ……. 4
Занятие 2. Силовые трансформаторы. Режимы работы трансформаторов ……..…… 10
Занятие 3. Включение трансформаторов на параллельную работу 18
Занятие 4. Регулирование напряжения трансформаторов ……. 23
Занятие 5. Отказы и сбои в работе трансформаторов …….…….. 28
Занятие 6. Трансформаторное масло …… 34
Занятие 7. Конструкция и принцип работы баковых и маломасляных выключателей ……. 41
Занятие 8. Воздушные и вакуумные выключатели …… 48
Занятие 9. Электромагнитные и элегазовые выключатели…… 56
Занятие 10. Разъединители, отделители и короткозамыкатели … 62
Занятие 11. Измерительные трансформаторы ……. 70
Занятие 12. Приводы выключателей …… 81
Рекомендуемая литература ……..……... 87

Учебное издание

Нугманов Сергей Семенович

Электрические станции и подстанции

Методические указания
для практических занятий

Отпечатано с готового оригинал-макета
Подписано в печать 5.06.2017. Формат 60×84 1/16
Усл. печ. л. 5,17, печ. л. 5,56.
Тираж 50. Заказ № 157.

Редакционно-издательский отдел ФГБОУ ВО Самарской ГСХА
446442, Самарская область, п.г.т. Усть-Кинельский, ул. Учебная, 2
Тел.: 8 939 754 04 86 доб. 608
E-mail: ssaariz@mail.ru

Министерство сельского хозяйства
Российской Федерации
Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Самарская государственная
сельскохозяйственная академия»

Кафедра «Электрификация
и автоматизация АПК»

М. Р. Фатхутдинов, А. А. Гашенко,
П. В. Крючин, М. А. Кузнецов

Эксплуатация электрооборудования

Методические указания
для выполнения курсового проекта

Кинель
РИЦ СГСХА
2015

УДК 631.371
ББК 40.76
Ф-27

Фатхутдинов, М. Р.
Ф-27 Эксплуатация электрооборудования : методические указания для выполнения курсового проекта / М. Р. Фатхутдинов, А. А. Гашенко, П. В. Крючин, М. А. Кузнецов. – Кинель : РИЦ СГСХА, 2015. – 73 с.

Методические указания содержат рекомендации по выполнению курсового проекта по эксплуатации электрооборудования, требования к его структуре и оформлению, основные теоретические сведения. Учебное издание предназначено для студентов, обучающихся по направлению 35.03.06 «Агроинженерия», профиль подготовки «Электрооборудование и электротехнологии».

©ФГБОУ ВО Самарская ГСХА, 2015
© Фатхутдинов М. Р., Гашенко А. А.,
Крючин П. В., Кузнецов М. А., 2015

Предисловие

Методические указания соответствуют государственному образовательному стандарту ФГОС-3 дисциплины «Эксплуатация электрооборудования» для студентов высших учебных заведений.

В методических указаниях приводятся пояснения по выбору исходных данных, рекомендации по выполнению курсового проекта, основные теоретические сведения, требования к его структуре и оформлению.

Целью выполнения данного курсового проекта является формирование и развитие у студентов следующих компетенций: понимание социальной значимости своей будущей профессии и способность использовать типовые технологии технического обслуживания, ремонта и восстановления изношенных деталей машин и электрооборудования.

Задачи выполнения курсового проекта – формирование умений расчета объема работ по обслуживанию электрооборудования, расчета затрат труда на техническое обслуживание, расчета численности персонала ЭТС и распределение его по подразделениям, выбор формы и структуры ЭТС хозяйства, планирование работ ЭТС.

Курсовой проект состоит из пояснительной записки объемом 40-50 страниц и 1 чертежа графического материала, включающего годовой график проведения текущих ремонтов электрооборудования хозяйства.

Тематика курсового проекта определяется в соответствии с задачами изучения дисциплины «Эксплуатация электрооборудования» и посвящена расчету годовой производственной программы ЭТС для хозяйства, состоящего из четырех объектов.

Структура курсового проекта

Курсовой проект выполняется студентом в соответствии с темой, указанной в индивидуальном задании. Индивидуальное задание выдается преподавателем, тематика проекта утверждается деканом факультета в начале учебного семестра.

Курсовой проект должен содержать: титульный лист; задание на курсовой проект; реферат; оглавление; введение; основную часть; выводы и предложения; список использованной литературы и источников; приложения.

Титульный лист оформляется строго по образцу, приведенному в приложении 1.

Задание на курсовой проект содержит тему, основные исходные данные для выполнения курсового проекта и оформляется руководителем (прил. 2). Рекомендуемый объем 1 страница.

Реферат содержит краткое точное изложение содержания работы, включающее основные сведения и выводы, а также сокращения, используемые в проекте (прил. 3). Рекомендуемый объем 1-2 страницы.

Оглавление включает наименование всех разделов с указанием номеров страниц (прил. 4).

Во *введении* обосновывается актуальность темы исследования, определяется объект исследования, формулируется цель и задачи. Рекомендуемый объем 1-2 страницы.

В *основной части* проекта должны содержаться соответствующие теоретические сведения; используемые исходные данные, необходимые расчеты и результаты расчетов в виде таблиц, обоснования расчетов, оценка результатов. Рекомендуемый объем 33-43 страницы.

В *выводах и предложениях* обобщаются основные положения, делаются выводы и определяются возможные направления для дальнейшего исследования проблемы. Рекомендуемый объем 1-2 страницы.

Список использованной литературы и источников оформляется согласно ГОСТ 7.1-2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание». Рекомендуемый объем 1-2 страницы.

В *приложении* приводится квартальный график технического обслуживания.

Правила оформления

Оформление курсового проекта должно соответствовать ГОСТ (ГОСТ 7.1-2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание», ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов», ГОСТ Р 7.0.11-2011 «Диссертация и автореферат диссертации. Структура и правила оформления», ГОСТ 7.12-93 «Библиографическая запись. Сокращение слов на русском языке. Общие требования и правила», ГОСТ 2.105-95 «ЕСКД. Общие требования к текстовым документам»). Проект должен быть предоставлен в отпечатанном виде. Допускается и рукописный вариант, при этом объем увеличивается в 1,5 раза.

Курсовой проект должен быть напечатан на стандартном листе писчей бумаги в формате А4 с соблюдением следующих требований:

- поля: левое – 30 мм, правое – 10 мм, верхнее – 15 мм, нижнее – 20 мм;
- шрифт размером 14 пт, Times New Roman;
- межстрочный интервал – полуторный;
- отступ красной строки – 1,25;
- выравнивание текста – по ширине.

Каждый структурный элемент содержания проекта начинается с новой страницы. Наименование структурных элементов следует располагать по центру строки без точки в конце, без подчеркивания, отделяя от текста тремя межстрочными интервалами.

Иллюстрированный материал следует располагать в проекте непосредственно после текста, в котором они упоминаются впервые. На все иллюстрации должны быть ссылки. Иллюстрации (чертежи, графики, схемы, документы, рисунки, снимки) должны быть пронумерованы и иметь названия под иллюстрацией. Нумерация иллюстраций может быть сквозной по всему тексту проекта (например: рисунок 1, рисунок 2 и т.д.) или в пределах раздела (например, рисунок 1.1, 2.1 и т.д.).

Таблицы располагаются непосредственно после текста, в котором они упоминается впервые или на следующей странице. На все таблицы должны быть ссылки в тексте. Нумерация таблиц может быть сквозной по всему тексту в пределах раздела или проекта. Порядковый номер таблицы проставляется в правом верхнем

углу над ее названием после слова «Таблица». Тематический заголовок таблицы размещается над таблицей и выравнивается по центру строки, точка в конце заголовка не ставится.

Формулы приводятся сначала в буквенном выражении, затем дается расшифровка входящих в них индексов, величин в той же последовательности, в которой они даны в формуле. Уравнения и формулы следует выделять из текста в отдельную строку.

Уравнения и формулы нумеруются в круглых скобках справа от формулы. Нумерация уравнений и формул может быть сквозной по всему тексту курсового проекта или в пределах раздела.

Цитирование различных источников оформляется ссылкой на данный источник указанием его порядкового номера в списке использованной литературы и источников.

Чертеж графической части выполняют на листе формата А1 с использованием карандаша или графического редактора.

Исходные данные для выполнения проекта

В исходные данные входят наименование объектов, подлежащих разработке, электрооборудование, а также степень удаления объекта.

Перечень вопросов, подлежащих разработке

1) Расчет объема работ по обслуживанию электрооборудования.
2) Расчет затрат труда на техническое обслуживание.
3) Расчет численности персонала ЭТС и распределение его по подразделениям.
4) Выбор формы и структуры ЭТС.
5) Планирование работ ЭТС.
6) Выбор ремонтно-обслуживающей базы ЭТС.
7) Обоснование технологической схемы ремонта электрооборудования и выбор технологического оборудования.
8) Расчет резервного фонда электрооборудования.

Защита курсового проекта

Защита производится публично. На защите присутствуют, как правило, все студенты группы. При защите курсовых проектов могут присутствовать заведующий кафедрой, декан, представители УМУ, представители ректората. По результатам защиты курсовых проектов выставляется оценка по «пятибалльной» шкале («отлично», «хорошо», «удовлетворительно», «неудовлетворительно»). Положительные оценки по результатам защиты проставляются членами комиссии в протокол защиты, а в зачётно-экзаменационную ведомость и в зачетную книжку студента оценка выставляется ведущим преподавателем по решению комиссии. Неудовлетворительные оценки проставляются только в зачётно-экзаменационную ведомость.

Критерии оценки знаний при защите курсового проекта

Оценка «отлично» выставляется при выполнении курсового проекта в полном объеме; проект отличается глубиной проработки всех разделов, оформлен с соблюдением установленных норм; студент свободно владеет теоретическим материалом, безошибочно применяет его при решении поставленных задач; на вопросы дает правильные и обоснованные ответы, убедительно защищает свою точку зрения, владеет навыками и приемами выполнения практических заданий.

Оценка «хорошо» выставляется студенту при выполнении курсового проекта в полном объеме; проект отличается глубиной проработки всех разделов, оформлен с соблюдением установленных норм; студент твердо владеет теоретическим материалом, применяет его при решении поставленных задач; на большинство вопросов дает правильные и обоснованные ответы, убедительно защищает свою точку зрения.

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту при выполнении курсового проекта в полном объеме; проект выполнен без глубокой проработки всех разделов, оформлен с соблюдением установленных норм; студент усвоил знания только по основному материалу; на вопросы отвечает неуверенно или допускает незначительные ошибки, неуверенно защищает свою точку зрения.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту при выполнении курсового проекта в полном объеме; проект выполнен без глубокой проработки всех разделов, оформлен с соблюдением установленных норм; студент не может защитить свои решения, допускает грубые фактические ошибки при ответах на вопросы или уклоняется от ответа.

Расчет годовой производственной программы электротехнической службы для хозяйства

Тема проекта. Расчет годовой производственной программы ЭТС для хозяйства, состоящего из следующих объектов: свинарник-откормочник на 1500 мест, овчарня на 300 баранов, мастерская РТБ на 40 тракторов, теплица площадью 1000 м^2.

Исходные данные на курсовой проект

1 Расчет объема работ по обслуживанию электрооборудования

Определение трудоемкости работ по техническому обслуживанию (ТО), текущему ремонту (ТР) и капитальному ремонту (КР) электрооборудования производится тремя методами [1, 2, 4]:

- измерение объема работ в условных единицах электрооборудования (УЕЭ);
- объем работ определяется в единицах трудоемкости (в нормочасах);
- электрооборудование сначала переводят в условные единицы ремонта (УЕР), а затем по трудоемкости одной УЕР определяют трудоемкость отдельных видов работ (ТО, ТР, ЗС, КР).

Используем первый метод для расчета общего числа персонала ЭТС и штата ИТР, а третий для определения затрат труда по видам технического обслуживания для каждого электрифицированного объекта хозяйства и определения численности электромонтеров в группах по видам работ (ТО, ТР, ЗС, КР) и ремонта электрооборудования [4]. Расчет ведется в форме таблицы 1.

Электрооборудование для каждого электрифицированного объекта хозяйства определенное на основании задания заносят в графу 1, а количество оборудования в каждой группе в графу 3.

В графу 4 заносят условное обозначение среды, в которой работает оборудование, определяемое в приложении 5, в графу 5 число часов работы в сутки (прил. 6) и 6 графу коэффициент сезонности (прил. 7).

Таблица 1

Расчетная таблица с картой учета электрооборудования

Наименование и характеристика оборудования	Единица измерения	Количество	Среда	Число часов работы в сутки	Коэффициент сезонности	Объем работ в условных единицах электрооборудования (УЕЭ)		Годовое количество физических ремонтов на единицу измерения по нормам, шт.				Коэффициент перевода физических ремонтов в условные				Количество условных ремонтов в год			
						Един.	Общ.	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Бригада №1																			
Объект																			
Тип электрооборудования																			
Всего																			

Объем работ на единицу оборудования УЕЭ определяют по приложению 14 и заносят в графу 7. При этом следует учесть, что в объем работ в УЕЭ силового оборудования входит также и объем работ по ТО и ТР аппаратуры управления и проводки, поэтому графы 7 и 8 расчетной таблицы 1 записываются только для силового оборудования [4].

Объем работ по каждой группе оборудования определяется путем перемножения данных, приведенных в графах 3 и 7. Общий объем работ по участку обслуживания определяется суммированием УЕЭ в графе 8.

Определение физического количества ремонтов проводится по данным таблицы 5 в зависимости от места установок и времени работы в сутки, определить годовое количество ТО, ТР, ЗС, КР на единицу оборудования и занести соответственно в графы 9, 10, 11, 12.

При постановке оборудования на консервацию к годовому количеству физических ТО по нормам (графа 9) добавить одно ТО на консервацию.

Таблица 2

Годовое количество ТО, ТР, ЗС и КР электрооборудования в зависимости от места его установки и времени работы в сутки

Электротехническое оборудование и место его установки	Время работы электротехнического оборудования											
	До 8 ч.				До 16 ч.				Более 16 ч.			
	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Электродвигатели, сварочные трансформаторы, щиты, сборки, пускорегулирующая аппаратура и прочее электротехническое оборудование:												
-в сырых помещениях с выделением аммиака	24	2	2	0,18	34	2	2	0,25	57	3	3	0,42
- во влажных и сырых помещениях и на открытом воздухе или под навесом	16	2	1	0,14	22	2	1	0,2	37	3	2	0,33
- в пыльных помещениях	7	2	1	0,14	10	2	1	0,2	17	3	2	0,33
- в сухих помещениях с нормальной средой	5	1	1	0,11	7	1	1	0,15	12	2	3	0,25

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Электроводонагреватели электродные и котлы электродные паровые	5	1	-	0,3	5	1	-	0,3	5	1	-	0,3
Электроводонагреватели емкостные и проточные (элементные)	5	1	-	0,2	5	1	-	0,2	5	1	-	0,2
Установки электрокалориферные	5	1	-	-	5	1	-	-	5	1	-	-
Электропроводки, щитки, светильники:												
- в сухих помещениях с нормальной средой	2	-	-		2	-	-	-	2			
- в сырых, пыльных, загазованных помещениях и на открытом воздухе	4	-	-	-	4	-	-	-	4	-	-	
Надземная часть заземляющих устройств (заземляющие магистрали)	4	-	-	0,07	4	-	-	0,07	4	-	-	0,07
Заземляющие устройства	4	-	-	0,07	4	-	-	0,07	4	-		0,07
Воздушные линии:												
- на деревянных опорах	3	1	-	0,17	3	1	-	0,17	3	1	-	0,17
- на металлических и ж/б опорах	3	1	-	0,11	3	1	-	0,11	3	1	-	0,11
Кабельные линии	3	1	-	0,08	3	1	-	0,08	3	1	-	0,08
Распределительные устройства подстанций	3	1	-	0,33	3	1	-	0,33	3	1	-	0,33
Силовые трансформаторы подстанций	2	0,33	-	0,14	2	0,33	-	0,14	2	0,33	-	0,14

Примечание. Замена смазки производится во вращающихся электрических машинах мощностью более 70 кВт.

Количество условных ремонтов в год (графы 17, 18, 19, 20) таблицы 1 определяют умножения годового количества физических ремонтов (графы 9, 10, 11, 12) на коэффициент перевода физических ремонтов по группам оборудования (графы 13, 14, 15, 16), берется из приложения 3, на количество (графа 3) и на коэффициент сезонности (графа 6).

Общий годовой объем работ по ТО, ТР, ЗС, КР для участка обслуживания или хозяйства определяют в физических и условных ремонтах как сумма объемов работ по электрифицированным объектам (итоги граф 17, 18, 19, 20).

В приложении 8 приведен фрагмент примера расчета с использованием таблицы 1.

2 Расчет затрат труда на техническое обслуживание

Данные затрат труда на проведение работ необходимы для определения численности персонала ЭТС.

Мероприятия по содержанию электрооборудования в технически исправном состоянии на протяжении всего амортизационного периода обеспечивается выполнением плановых и внеплановых мероприятий по обслуживанию и ремонту. К плановым мероприятиям относятся ТО, ТР, ЗС, КР.

Оперативное (дежурное) техническое обслуживание, выполненное оперативным персоналом относятся к внеплановым.

Годовые затраты для ТО, ТР, ЗС, КР определяются путем умножения трудоемкости условной единицы ремонта (табл. 3) на количество условных ремонтов соответствующего вида работ из таблицы 1 (графы 17, 18, 19, 20).

Таблица 3

Норматив трудоемкости на 1 условную единицу ремонта, чел.-ч.

Виды работ	Норматив трудоемкости, чел.-ч.
Техническое обслуживание (ТО)	0,50
Текущий ремонт (ТР)	4,80
Замена смазки (ЗС)	0,25
Капитальный ремонт (КР)	12,5

Результаты расчета сводим в таблицу 4.

Таблица 4

Расчет затрат труда

Объекты хозяйства	Количество условных ремонтов в год, шт.				Затраты труда на проведение видов работ, чел.-ч.				
	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР	ДО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бригада №1									
Объект									
Всего									

Для удобства составления графиков текущих и капитальных ремонтов, а также графиков ТО, следует определить затраты труда по отдельным объектам хозяйства, а не в целом по хозяйству.

В графу 1 заносят объекты хозяйства из таблицы 1. Из этой же таблицы (графы 17, 18, 19, 20) заполняют графы 2, 3, 4, 5 соответственно.

Затраты труда на проведение видов работ (графа 6, 7, 8, 9) получают путем умножения трудоемкости вида работ (табл. 3) на количество условных ремонтов в год на данном объекте (графы 2, 3, 4, 5).

В приложении 9 приведен пример расчета с использованием таблицы 4.

Затраты труда на проведение оперативного (дежурного) обслуживания можно определить по формуле [4]:

$$З_{Д.О} = К_{Д.О}\left(З_{Т.О} + З_{Т.Р} + З_{З.С}\right), \text{ чел.-ч,} \qquad (1)$$

где $З_{Д.О}$ – затраты труда, чел.-ч, на проведение оперативного (дежурного) обслуживания;

$К_{Д.О}$ – коэффициент долевого участия и затрат труда на дежурное обслуживание, $К_{Д.О} = 0{,}15$;

$З_{Т.О}, З_{Т.Р}, З_{З.С}$ – затраты труда, чел·ч, на выполнение ТО, ТР, ЗС.

$$З_{Д.О} = 0{,}15 \cdot \left(28884{,}34 + 2482{,}51 + 367{,}5\right) = 4760{,}15 \text{ чел.-ч.}$$

3 Расчет численности персонала ЭТС и распределение его по подразделениям

Количество персонала в группах обслуживания и ремонта электрооборудования определяют по формуле [1, 4]

$$N_X = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} З_i}{Ф_Д}, \qquad (2)$$

где N_X – количество персонала, чел, в группе;

$З_i$ – годовые затраты труда, чел.-ч, на выполнение *i*-го вида работ;

$Ф_Д$ – действительный фонд рабочего времени, ч.

$$N_X = \frac{28884{,}34 + 2482{,}51 + 367{,}5}{1748} = 18{,}2 чел.$$

Действительный фонд рабочего времени рассчитывают в следующем порядке [4]:

1) при пятидневной рабочей неделе с двумя выходными днями в году определяют количество рабочих дней

$$d_{раб} = d_к - 2d_н - d_п, \quad (3)$$

где $d_{раб}$ – количество рабочих дней в году;

$d_к$ – количество календарных дней в году;

$d_н$ – количество недель в году, $d_н = 52$.

$d_п$ – количество праздничных дней в году, согласно КЗоТ $d_п = 14$.

$$d_{раб} = 365 - 2 \cdot 52 - 14 = 247, \text{ дней};$$

2) находят действительный фонд рабочего времени, ч:

$$\Phi_Д = \left[\left(d_{раб} - d_{отп}\right) \cdot t - n d_{пп}\right] \eta_{раб}, \quad (4)$$

где $d_{отп}$ – количество отпускных дней в году, согласно КЗоТ $d_{отп} = 20$ *дней*;

t – средняя продолжительность рабочей смены (при двух выходных днях в неделю – 8 ч);

n – число часов, на которое укорочен праздничный день (обычно 1 ч);

$d_{пп}$ – количество праздничных дней в году, согласно КЗоТ $d_{пп} = 8$ *дней*;

$\eta_{раб}$ – коэффициент, учитывающий потери рабочего времени по уважительным причинам, $\eta_{раб} = 0{,}95...0{,}96$.

$$\Phi_Д = \left[(247 - 20) \cdot 8 - 8\right] \cdot 0{,}95 = 1748 \ ч.$$

Число электромонтеров в группе дежурного обслуживания, чел. [4]:

$$N_{Д.О} = \frac{З_{Т.О} + З_{Т.Р} + З_{З.С}}{Ф_{Д}} \cdot K_{Д.О}, \quad (5)$$

где $K_{Д.О}$ – коэффициент, учитывающий затраты труда на дежурное обслуживание, $K_{Д.О} = 0{,}15$;

$Ф_{Д}$ – действительный фонд рабочего времени, ч.

$$N_{Д.О} = \frac{28884{,}34 + 2482{,}51 + 367{,}5}{1748} \cdot 0{,}15 = 2{,}7 \ \textit{чел.}$$

Зная численность электромонтеров по видам работ, можно определить среднегодовое число электромонтеров, ч [4]:

$$N = \sum N_i + N_{Д.О}. \quad (6)$$

N = 2,723 + 18,154 = 21 чел.

Для учета различных способностей, опыта, квалификации электромонтеров рассчитывают гарантированное число электромонтеров, обеспечивающих выполнение максимально возможного объема работ при наихудших условиях. Для этого можно воспользоваться выражением [1, 4]

$$N_{Г} = N(1 + \rho K')(1 + \rho K''), \quad (7)$$

где N – среднегодовое число электромонтеров, чел.;

ρ – оценка доверительного интервала изменения случайных величин, $\rho = 1...3$;

K' – коэффициент вариации объема работ исполнителей, $K' = 0{,}05...0{,}1$;

K'' – коэффициент вариации производительности исполнителей, $K'' = 0{,}07...0{,}15$.

$$N_{Г} = 21 \cdot (1 + 2 \cdot 0{,}06) \cdot (1 + 2 \cdot 0{,}08) = 27{,}2.$$

Значения коэффициентов K' и K'' определяют по результатам обследования ЭТС. В приближенных расчетах используют формулы нормального распределения случайных величин [4]:

$$K' = \frac{\tau_{max} - \tau_{min}}{6\tau}, \quad (8)$$

$$K'' = \frac{f_{max} - f_{min}}{6f}, \quad (9)$$

где $\tau_{max}, \tau_{min}, \tau$ – наибольшие, наименьшие и средние трудозатраты на ТО (ТР) однотипных электродвигателей одним и тем же исполнителем,

$\tau_{max} = 12$ *ч*, $\tau_{min} = 8$ *ч*, $\tau = 10$ *ч* ;

f_{max}, f_{min}, f – наибольший, наименьший и средний расход времени различными исполнителями на ТО (ТР) однотипных электродвигателей,

$f_{max} = 11$ *ч*, $f_{min} = 8$ *ч*, $f = 9{,}5$ *ч*.

$$K' = \frac{12-8}{6 \cdot 10} = 0{,}06.$$

$$K'' = \frac{11-8}{6 \cdot 9{,}5} = 0{,}05.$$

Окончательное решение о количестве электромонтеров принимают при обосновании структуры ЭТС, и оно должно находиться в пределах от N до $N_Г$.

Должности руководителей ЭТС определяют согласно данным, приведенным в приложении 10 [4]. Для того, чтобы учесть разъездной характер труда и ненормированный рабочий день ИТР и руководителя ЭТС, необходимо количество УЕЭ в хозяйстве увеличить на 15%.

Количество ИТР определяют на основании нормативов, приведенных в приложении 11 [4].

Правильность выбора штата ИТР ЭТС можно проверить по данным, приведенным в приложении 12.

4 Выбор формы и структуры ЭТС

В предприятиях АПК применяют хозяйственную, специализированную и комплексную форму технической эксплуатации электрооборудования.

Методы обоснования формы ЭТС различают по числу учитываемых факторов.

По первому методу учитывают только объем производственной программы. Он заключается в сопоставлении ранее рассчитанного объема работ ЭТС с данными, приведенными в приложении 13, и выбор по ней рекомендуемой формы ЭТС.

По второму методу учитывается не только объем работ, но и обеспеченность службы электромонтерами N*, а также удаленность хозяйства от районного центра – L.

Для выбора формы ЭТС используют номограмму, приведенную на рисунке 1 [1, 2, 3, 4].

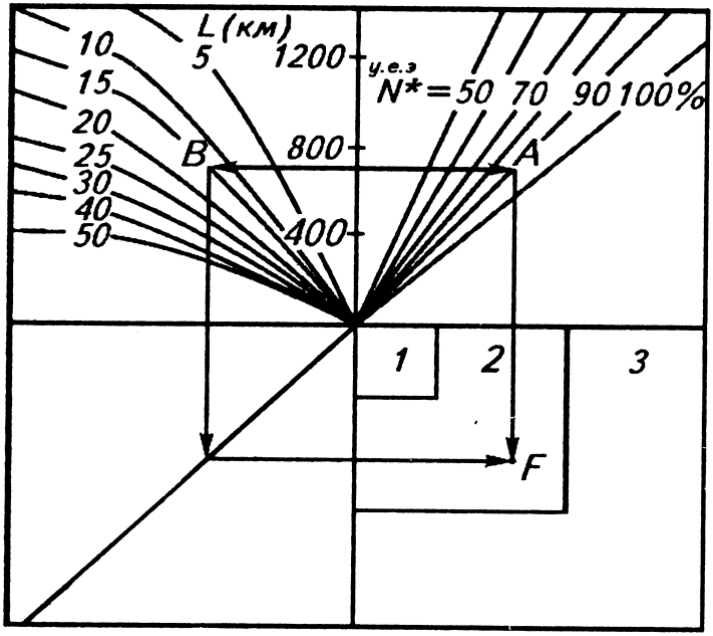


Рис. 1. Номограмма для определения формы ЭТС:
1 – комплексная; 2 – специализированная; 3 – хозяйственная

На оси ординат откладывают объем работ ЭТС и проводят линию до пересечения с лучом N*, соответствующим обеспеченности хозяйства электромонтерами, и с кривой, соответствующей расстоянию от хозяйства до районного центра. Из полученных точек А и В проводят линии, параллельные оси ординат. Линия проходящая через точку В, переносится, как показано на рисунке 1, и находится точка F, которая определяет зону искомой формы ЭТС.

При хозяйственной форме обслуживания весь комплекс работ по ТО и ТР электротехнического оборудования выполняется энергетической службой хозяйства. Для выполнения КР, проведения контрольных измерительных испытаний и пусконаладочных работ сложных установок привлекаются другие организации [2, 4].

При специализированной форме обслуживания хозяйство передает привлекаемой организации на полное техническое обслуживание и ремонт отдельные объекты или виды работ (текущий, капитальный ремонты или пусконаладочные работы).

При комплексном обслуживании все работы по ТО, ТР, КР электрооборудования в хозяйстве выполняются привлекаемой организацией.

Правильный выбор формы ЭТС проверяют по следующим *признакам* рационального построения ЭТС.

1. *Хозяйственная форма ЭТС* оправдана при достаточно большом объеме работ по эксплуатации электрооборудования в хозяйстве и хорошей его обеспеченности трудовыми и материальными ресурсами, а также при значительном удалении хозяйства от районного центра [2, 4].

2. *Специализированная и комплексная формы ЭТС* облегчают концентрацию усилий на наиболее важных в данный момент участках, оправданы при дефиците тех или иных ресурсов. Кроме того они позволяют более полно и интенсивно использовать ремонтно-обслуживающую базу. Но эти достоинства реализуются лишь при хорошей диспетчерской службе и надежной транспортной связи с хозяйствами [2, 4].

Постоянный рост объемов работ по технической эксплуатации электрооборудования и развитию ремонтно-обслуживающей базы ЭТС, непрерывное увеличение уровня электрификации и автоматизации АПК в условиях кооперации и специализации производства усложняют функции управления ЭТС.

Поэтому важно выбрать наиболее рациональную структуру ЭТС. Организационная структура характеризует состав и взаимодействие подразделений службы при выполнении производственной программы. ЭТС может иметь: функциональную, территориальную или комбинированную (гибкую) структуры.

Функциональная структура ЭТС приведена на рисунке 2. В ее основе лежит распределение исполнителей и материально-технических ресурсов по видам выполняемых работ. Для этого создаются специализированные бригады, группы, которые выполняют только свои виды работ на всех объектах [2, 4].

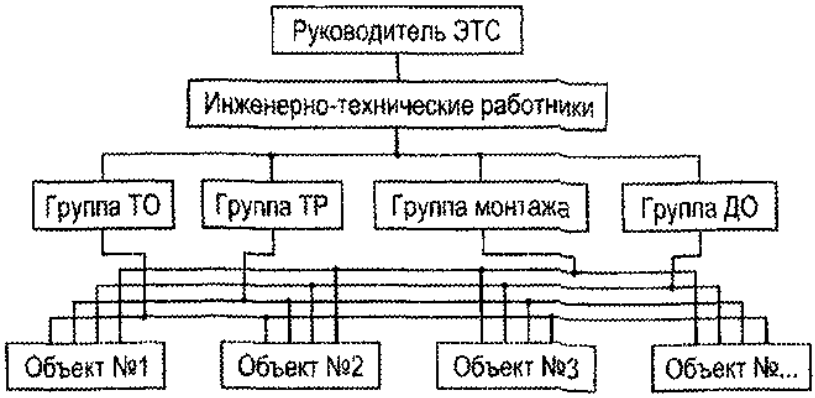


Рис. 2. Функциональная структура ЭТС

Территориальная структура ЭТС приведена на рисунке 3. В ее основе лежит распределение исполнителей по объемам хозяйства (отделениям, бригадам, фермам). При этом выделенные группы исполнителей осуществляют все эксплуатационные работы, но только на своих участках [2, 4].

Гибкая структура ЭТС предполагает возможность ее перестройки в течении года в зависимости от номенклатуры и объекта работ, приходящихся на тот или иной сезон [2, 4].

Правильное обоснование структуры ЭТС заключается в том, что результаты обследования и расчетов сравнивают с известными преимуществами и недостатками той или иной структуры. Достоинства и недостатки функциональной структуры ЭТС заключаются в следующем:

Рис. 3. Территориальная структура ЭТС

а) наиболее полно используется индивидуальное мастерство исполнителей;

б) снижается потребность в кадрах высокой квалификации;

в) уменьшается использование дорогостоящих технических средств и зданий;

г) возрастает потребность в транспортных и передвижных средствах;

д) увеличиваются потери времени на переезды, от 10% при радиусе обслуживания 5 км, до 25% при радиусе обслуживания 15 км.

е) снижается ответственность исполнителей за состояние и использование электрооборудования.

Достоинства и недостатки территориальной структуры заключаются в следующем:

а) повышается оперативность обслуживания и устранения отказов;

б) не всегда удается добиться равномерной загрузки исполнителей и технических средств;

в) каждый электромонтер должен иметь высокую квалификацию.

Нужды хозяйства наиболее полно удовлетворяет гибкая структура ЭТС. Это объясняется тем, что состав и роль факторов, влияющих на выбор рациональной структуры, существенно зависит от сезона сельскохозяйственных работ.

Например, в период подготовки ферм к зимовке скота ЭТС имеет функциональную структуру, а в период зимовки – территориальную структуру. Возможны и другие перестройки службы в зависимости от годовой программы и графика ТР. Обоснование структуры ЭТС выполняется графическим методом по номограмме, приведенной на рисунке 4 [1].

На оси ординат откладывают число электромонтеров N и через эту точку проводят линию АВ. Из точки В проводят линию до пересечения с лучом среднего коэффициента занятости, а затем перпендикулярно CD к ординате. Точка пересечения линий AD и CD определяет рациональную структуру ЭТС.

Средний коэффициент занятости можно рассчитать при помощи следующего выражения [2, 4]:

$$k_{зан} = \frac{\sum m_i h_i}{12 \sum h_i}, \qquad (10)$$

где h_i – число электрифицированных объектов (коровников, зернотоков и т.д.), шт.;

m_i – число месяцев в году;

$\sum h_i$ – всего электрифицированных объектов, шт., в хозяйстве.

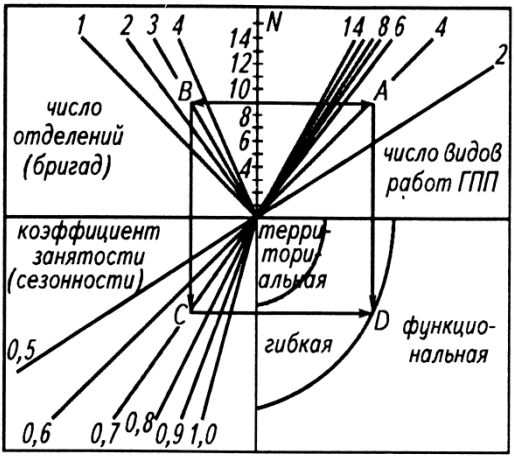


Рис. 4. Номограмма для выбора структуры ЭТС

5 Планирование работ ЭТС

Планирование работ ЭТС заключается в разработке годового графика ТР и квартальных графиков ТО.

Разработку графиков следует начинать с годового графика ТР, а затем на его основании построить квартальные графики технического обслуживания и ремонта. Годовой график ТР рекомендуется для отдельных, объединенных общим технологическим процессом объектов (МТФ, СТФ, мехток и др).

При разработке графиков должны учитываться периодичность (количество) ремонтов, особенности технологии сельскохозяйственного производства, трудоемкость работ по техническому обслуживанию электрооборудования, а также действительный фонд рабочего времени персонала в соответствии с разработанной структурой электротехнической службы.

Сам график ТО и ТР имеет специальную форму (прил. 16, 17), он составляется с помощью определенных рекомендаций. Необходимо годовой график ТР разместить на листе графической части проекта формата А1, а квартальный график ТО в приложении.

В качестве интервала времени при построении графика следует принять неделю (в году будет 52 недели, их целесообразно разбить на 4 квартала по 13 недель каждый).

Планируются отпуска электромонтеров, и отмечаются недели, когда электромонтеры находятся в отпусках.

Определяется еженедельная нагрузка бригады электромонтеров из расчета 40-часовой рабочей недели и принятой удаленности объектов от пункта текущего ремонта.

Составление графика ТО и ТР следует начинать с объектов сезонного использования.

Время проведения первого ТО и ТР в планируемом году устанавливается в зависимости от даты проведения таких мероприятий в предыдущем году и нормативных значений периодичности. Если даты проведения предшествующих мероприятий отсутствуют, то время проведения ТО и ТР выбирается произвольно с учетом общего количества их в год и периодичности проведения при условии выполнения всего комплекса мероприятий в планируемом году.

Необходимо стремиться к равномерной загрузке электромонтеров по неделям. Помимо этого следует добиваться, чтобы электромонтеры выполняли возможно больший объем работ на одном

объекте. Производство трудоемких работ целесообразно предусматривать на период наименьшей загрузки электрооборудования (пребывание скота на летних пастбищах, перерыв в работе электронагревательных установок и т.д.).

Допускается смещение проводимых мероприятий в пределах ±35% нормативной периодичности.

Мероприятия на графике отмечаются числами, соответствующими трудозатратам на проведение работ, например, для ТО с трудозатратами 14,7 чел.-ч на одно обслуживание проставляется число 14,7. При проведении для части электрооборудования ТР, а для остального ТО трудозатраты проставляются в виде дроби – в числителе трудозатраты на ТР, а в знаменателе трудозатраты на ТО, например, 39,6/1,8.

Чтобы не превышать недельную загрузку бригады электромонтеров по мере составления графика ведется понедельный учет трудоемкости выполненных работ путем суммирования трудозатрат после рассмотрения очередного объекта.

Для работ, имеющих трудозатраты на одно профилактическое мероприятие, превышающее недельную загрузку бригады, следует предусматривать выполнение в течение двух или нескольких недель.

6 Выбор ремонтно-обслуживающей базы ЭТС

Материально-техническая база для ремонта и обслуживания должна включать как стационарные пункты, так и передвижные мобильные средства. К стационарным пунктам относятся посты электрика (ПЭ) и пункты технического обслуживания и ремонта электрооборудования (ПТОРЭ). Пост электрика предназначен для проведения работ по профилактике, техническому обслуживанию, мелкому ремонту электрооборудования отдельных объектов (животноводческих комплексов, крупных ферм, тепличных комбинатов и тому подобных). Пост электрика размещается в одном из помещений обслуживаемого объекта [4, 5].

Пункты технического обслуживания и ремонта электрооборудования предназначены для проведения ремонтных работ силового электрооборудования, пускозащитной аппаратуры (ПЗА) и аппаратуры автоматики, проведения подготовительно-монтажных

работ, работ по испытанию, настройке и регулировке электрооборудования, хранению инструмента, проводов, материалов, запасных частей, обменного фонда и защитных средств. ПТОРЭ, как правило, размещают в центральном отделении хозяйства, в отдельном здании.

Общая площадь ремонтной базы может быть определена ориентировочно по объему электрооборудования в хозяйстве в УЕЭ.

В курсовом проекте необходимо показать компоновку поста электрика, состав оборудования и привести его план. Расчет площади пункта технического обслуживания и ремонта. Площадь пункта технического обслуживания можно определить исходя из числа УЕЭ в хозяйстве и числа электромонтеров в группе технического обслуживания по формулам

$$F = f_y \cdot Q, F = f_p \cdot N_{\text{ТО}}, \quad (11)$$

где $f_y = 0{,}1$ при $Q < 1000$ у.е.э.;

$f_y = 0{,}08$ при $Q \geq 1000$ у.е.э.;

$f_p = 25$ при $N_{\text{ТО}} \leq 3$ чел.;

$f_p = 17$ при $N_{\text{ТО}} > 3$ чел.

При этом следует помнить, что главные размеры здания должны соответствовать строительным нормам (ширина кратна 3 или 6; отношение длины к ширине не более 3:1).

Рассмотрим структуру ремонтно-обслуживающей базы (РОБ) ЭТС района, она содержит три уровня [4]:

- технические средства первого уровня предназначены для оснащения подразделений энергетической службы специализирующихся на проведении технического обслуживания энергооборудования на участках хозяйства (отделении, ферме, зернотоке, и. т.п.);
- технические средства второго уровня предназначены для оснащения подразделений энергетической службы, специализированных на проведении планового и оперативного текущего ремонта, подготовительно-монтажных и мелко-монтажных работ, несложных контрольно-измерительных и пусконаладочных работ электрооборудования, эксплуатируемого на территории всего хозяйства (или эксплуатационного участка, если хозяйство состоит на комплексном обслуживании районного предприятия «Агропромэнерго»);

• технические средства третьего уровня предназначены для оснащения подразделений районных энергетических специализированных предприятий, например, «Агропромэнерго» или соответствующего участка РТП.

РОБ энергетических служб хозяйств формируется из технических средств и объектов первого и второго уровней. Состав объектов и средств на каждом уровне определяется не только сложностью работ, но и их собственными технико-экономическими характеристиками. Это значит, что для выполнения работ следует подобрать наиболее подходящие по специализации и производительности средства.

РОБ для первого уровня приведены в таблице 5. Они размещаются в одном из помещений обслуживаемых ферм или комплексов. РОБ первого уровня оснащен оборудованием, позволяющим выполнять все операции технического обслуживания основных видов электроустановок, мелкий ремонт и несложные слесарные работы.

Таблица 5

Технические средства первого уровня РОБ

Обслуживаемый участок и виды выполняемых работ	Объём выполняемых работ в тыс. чел.-ч.	Средства РОБ при форме организации работ (Структуре ЭТС)	
		Территориальная структура ЭТС, обслуживание выполняется постоянно закреплённым персоналом	Функциональная структура ЭТС, обслуживание выполняется персоналом выездной бригады
1	2	3	4
Участок с парком обслуживания до 200 УЕЭ, техническое обслуживание энергооборудования	3,7	Пост электрика ВНИПТИМЭСХ, 1 вариант	Передвижная мастерская «Электрослужба» или ЛПИ-1, ЭДЛ-1, ММТОЭЖ-53
Участок с парком обслуживания до 400 УЕЭ, техническое обслуживание энергооборудования	7,4	Пост электрика ВНИПТИМЭСХ, 2 вариант	

Окончание таблицы 5

1	2	3	4
Участок с парком обслуживания до 600 УЕЭ, техническое обслуживание энергооборудования	11,2	Пост электрика ВНИПТИМЭСХ, 3 вариант	
Молочный комплекс на 400 голов, техническое обслуживание энергооборудования	0,5	Электроучасток ПТО, типовой проект №816-224	
Молочный комплекс на 800 или 1200 голов, техническое обслуживание энергооборудования	0,7	Электроучасток ПТО, типовой проект №816-225	
Молочный комплекс на 1600 или 2000 голов, техническое обслуживание энергооборудования	1,1	Электроучасток ПТО, типовой проект №816-226	
Откормочная площадка КРС на: 5 10 20 тыс. голов, техническое обслуживание энергооборудования	2,3 3,5 5,3	Электроучасток ПТО, типовой проект №816-228	Передвижная мастерская «Электро-служба» или ЛПИ-1, ЭДЛ-1, ММТОЭЖ-53
Комплекс по откорму свиней на: 12 24 54 128 тыс. голов техническое обслуживание энергооборудования	1,8 2,8 9 14	Электроучасток ПТО, типовой проект №816-227, №816-227, №816-192, №816-193 соответственно	

Технические средства второго уровня РОБ энергетической службы включают стационарные ПТО [4], мастерские, цехи и передвижные мастерские (табл. 6).

Выбор технических средств для второго уровня РОБ, в зависимости от размеров парка обслуживаемого энергооборудования

или специфики обслуживаемого производственного подразделения следует производить в соответствии с данными приведенными в таблице 7. В таблице 8 приведены данные о автопередвижных средствах ПТО [4].

Таблица 6

Технические средства второго уровня РТБ

Наименование	Номер типового проекта	Объём работ, чел.-ч.	Основные виды выполняемых работ
Пункт технического обслуживания и ремонта энергооборудования (ПТОРЭ) условных ремонтов в год: 2500 5000	816-1-148.88 816-1-150.88 816-1-151.88	10,0 20,1	Текущий ремонт, пусконаладочные и контрольно-измерительные работы, подготовка мелкомонтажных работ
Центральная ремонтная мастерская с электроучастком для хозяйств с парком тракторов:			То же
25	816-127	4,6	
50	816-128	5,0	
75	816-129	8,3	
100	816-130	9,5	
150	816-131	12,8	
200	816-132	14,1	

Примечание. Проекты разработаны в Гипросельхозпром г. Владимир [4].

Таблица 7

Рекомендации по выбору объектов и технических средств второго уровня РОБ

Размер парка электроустановок обслуживаемого производственного участка, УЕЭ	Постоянно закрепляемые ремонтно-обслуживающие средства второго уровня	Временно используемые средства, место их постоянного закрепления
до 600	нет	см. табл. 8
от 601 до 800	1. электроцех ЦРМ, типовой проект №816-1-49.83 2. электроцех ПТО свинокомплекса, типовой проект №816-192(193) 3. если на участке нет указанных ЦРМ, ПТО, то за одним из постов электрика закрепляется автомастерская ЭДЛ-1, ММТОЭЖ-53	
от 801 до 1200	электроцех ЦРМ, типовой проект №816-1-45(47).83, автомастерская ЭДЛ-1 или ММТОЭЖ-53	
от 1201 до 2000	ПТОРЭ на 2500 условных ремонтов в год, типовой проект №816-1-148(149).88, автомастерская ЭДЛ-1 или ММТОЭЖ-53	Автопередвижная электроизмерительная лаборатория «Электрослужба» или ЛПИ-1, ЭТЛ-10-0,2 и т. д.
более 2000	ПТОРЭ на 5000 условных ремонтов в год, типовой проект №816-1-150(151).88, автомастерская ЭДЛ-1 или ММТОЭЖ-53	

Таблица 8

Передвижные средства РОБ

Наименование	Объем выполняемых работ, чел.-ч.	Основные виды выполняемых работ
Автопередвижная ремонтная мастерская ЭДЛ-1; У-9П0; ММТОЭЖ-53	9,0	Текущий ремонт, мелкомонтажные работы
Автопередвижная мастерская для монтажа и пусконаладочных работ: ЭПЛ-2; МТП 817МЭ		Монтажные и пусконаладочные работы
Автопередвижная электроизмерительная лаборатория ЛПИ-1, «Электрослужба»		Электроизмерительные работы
Автопередвижная радиомастерская МПР-9934		Текущий ремонт радиоаппаратуры
Электротехническая лаборатория ЭТЛ-10-02		Электрические измерения и ремонт линий электропередач и трансформаторных подстанций
Автопередвижная мастерская для ремонта и обслуживания теплоэнергетического оборудования ТЭ- 1- 08		Текущий ремонт теплотехнического оборудования
Теплодиагностическая лаборатория ТДЛ 1	9,0	Техническое обслуживание и диагностика теплотехнических устройств
Передвижная установка для химической очистки котлов и отопительных систем ВХП-1		Очистка котлов и отопительных систем

Далее приведена краткая характеристика некоторых мобильных технических средств ремонтно-обслуживающей базы ЭТС хозяйства.

Автопередвижная мастерская ММТОЖ-53 предназначена для монтажа, пуско-наладки, текущего ремонта и технического обслуживания животноводческих ферм. Для расширения мастерской и

обеспечения выполнения операций технического обслуживания и текущего ремонта электрооборудования на местах установки ее рекомендуется доукомплектовать стендом УН-13, предназначенным для настройки защитных устройств и сушки электрических машин, прибором контроля сопротивления петли фаза-нуль – М-417, измерительным комплектом К-505 и индикатором напряжения ИН-91.

Передвижная электродиагностическая лаборатория ЭДЛ-1 предназначена для проведения технического обслуживания, технической диагностики и текущего ремонта электрооборудования напряжением до 1000 В. На базе электродиагностической лаборатории молено выполнять электромонтажные, слесарные, покрасочные, сварочные и грузоподъемные работы.

Пост электрика (рисунок 5 конструкции «ВНИПТИМЭСХ» [5]) предназначен для проведения работ по профилактике, техническому обслуживанию и мелкому ремонту электрооборудования, находящегося на участке (ферме, комплексе) хозяйства. Пост размещают в одном из помещений обслуживаемого участка, объекта.

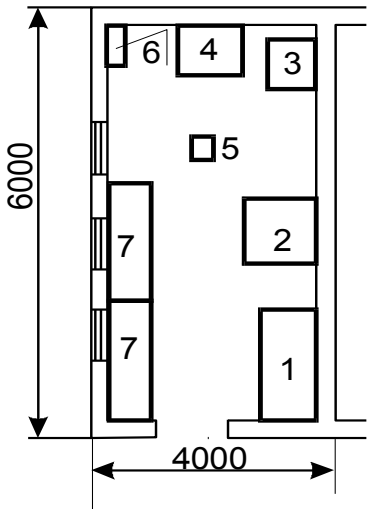


Рис. 5. Компоновка поста электрика по типовому проекту:
1 – верстаки; 2 – заточный станок; 3 – шкафы для приборов; 4 – столы; 5 – стулья; 6 – шкафы для документации; 7 – стеллажи

Пункты технического обслуживания электрооборудования (ПТОРЭ) рекомендуется использовать для обслуживания и текущего ремонта электрооборудования. ПТОРЭ конструкции ВНИПТИМЭСХ (рис. 6) [3, 5] предназначены для проведения профилактики, диагностики, текущего ремонта, наладки и настройки электрического оборудования, эксплуатируемого в сельском хозяйстве, проведения подготовительно-монтажных работ и испытания защитных средств.

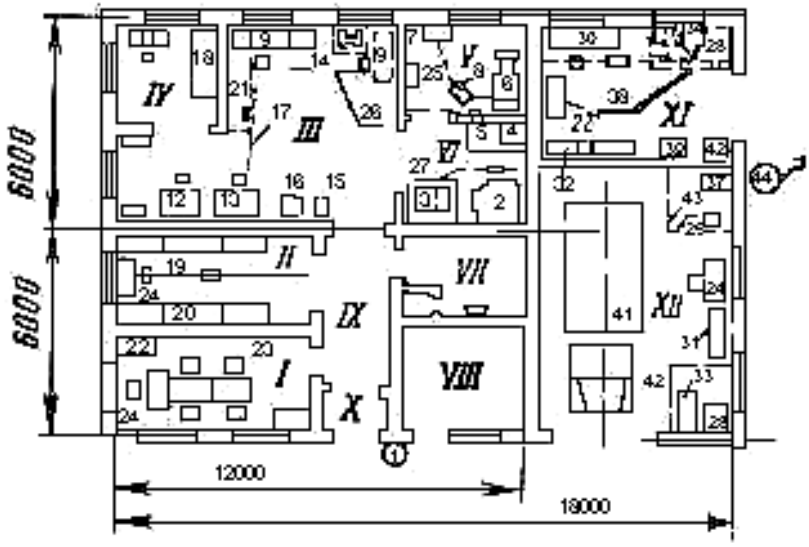


Рис. 6. Компоновка пункта технического обслуживания и ремонта электрооборудования по типовому проекту [3]:
I – помещение для персонала; II – склад; III – участок ремонта электрооборудования; IV – участок ремонта средств связи; V, VI – участки пропитки, сушки, окраски; VII, VIII – вспомогательные помещения; IX, X – тамбуры; XI – монтажный цех; XII – заготовительный участок; 1, 44 – консольные краны; 2, 4 – сушильные шкафы; 3 – пропиточный бак; 5, 24, 30, 34 – столы; 6 – камеры для окраски; 7 – стол-верстак; 8 – передвижной компрессор; 9 – рабочее место двигателей; 10 – щит силовой; 11 – стенд измерительный; 12 – рабочее место для ремонта электроосветительных установок; 13 – рабочее место для ремонта пускозащитной аппаратуры; 14, 36 – сварочные трансформаторы; 15, 40 – электроточила; 16, 39 – настольно-сверлильный станок; 17 – таль; 18, 19, 20, 31, 32, 33 – стеллажи; 21 – тележка; 22, 25 – шкафы; 23 – стул; 28, 29, 37 – испытательные установки; 28, 42, 43 – ограждения; 41 – передвижная лаборатория

Таблица 9

Перечень оборудования, приборов и инструментов поста электрика

Оборудование, приборы и инструмент	Количество оборудования по вариантам		
	1	2	3
1 Мегаомметр М4100/3	1	1	1
2 Прибор типа Ц-434	1	2	3
3 Указатель напряжения УНН-90	1	2	3
4 Тахометр Т4-ЮР	1	1	2
5 Люксметр Ю-16	1	1	1
6 Пылесос	1	1	1
7 Комплект монтерского инструмента	1	2	3
8 Плоскогубцы с изолированными ручками	1	2	3
9 Предохранительный пояс *	1	2	3
10 Монтерские когти (пары) *	1	2	3
11 Электропаяльник ПСН-65	1	1	2
12 Электрическая дрель Э 1013	1	1	2
13 Тисы слесарные	1	1	2
14 Электроточило	1	1	1
15 Слесарный верстак	1	1	2
16 Стеллаж	1	2	2
17 Шкаф для технической литературы	1	1	1
18 Канцелярский стол	1	1	1
19 Стул	1	2	3

Примечание: * – необязательно.

Электроремонтная измерительная лаборатория (ЭРИЛ-СХ) конструкции ВНИПТИМЭСХ [2] предназначена для проведения профилактики, диагностики, текущего ремонта, наладки и настройки, а также монтажных и пусконаладочных работ энергетического оборудования в местах его установки.

Лаборатория может быть смонтирована на базе мастерской ГОСНИТИ-2, линейно-монтажной машины Л-1 и других автомобилей, имеющих шасси автомобилей ГАЗ-52, ГАЗ-53. В состав лаборатории входят: вводно-распределительное устройство, комплект измерительных приборов электрика, универсальный блок приборов, универсальный стенд МИИСП, генератор, два слесарных верстака с набором монтерского и слесарного инструмента, электроточило, сварочный генератор или трансформатор.

Электроизмерительная автолаборатория «Электрослужба» конструкции ВНИПТИМЭСХ предназначена для проведения профилактических, диагностических, пусконаладочных, электроизмерительных и мелкоремонтных работ, выполняемых при монтаже, эксплуатации, техническом обсаживании и ремонте электрооборудования в хозяйстве. Автолаборатория может быть смонтирована на базе автомобиля «Москвич-2715». В состав лаборатории входят: выдвижной слесарный верстак, комплект измерительных приборов электрика, универсальный стенд МИИСП, набор монтерского и слесарного инструмента.

7 Обоснование технологической схемы ремонта электрооборудования и выбор технологического оборудования

Компоновка оборудования, размеры отдельных помещений ПТОРЭ зависят от применяемой технологической схемы ремонта и вида ремонтируемого оборудования. Студентам предлагается самостоятельно разработать на основании имеющегося электрооборудования технологическую схему текущего ремонта, а также подобрать технологическое оборудование, используя специальную литературу по технологии ремонта (технологические карты ремонта и так далее).

Распределение площадей между участками и отдельными помещениями ориентировочно может быть принято по таблице 10 [5]. Каждый участок должен быть оснащен своим технологическим оборудованием, приспособлениями, приборами и инструментами. Примерный перечень приборов и оборудования для ПТОРЭ дан в таблицах 11 и 12.

Таблица 10

Распределение площадей между участками и отдельными помещениями проектируемого ПТОРЭ

Наименование участка, помещения	Площадь в % от всего объема помещения
Участок очистки, дефектации и разборки	10
Участок ремонта силового электрооборудования	30
Участок ремонта пуско-наладочной аппаратуры	15
Участок ремонта, пропитки и сушки обмоток	10
Склад	20
Помещения для персонала	15

Таблица 11

Примерный перечень приборов для ПТОРЭ

Наименование	Тип, марка, ГОСТ или номер рабочих чертежей	Краткая техническая характеристика, основные размеры или пределы измерения	Кол-во
1	2	3	4
Аппарат	ВЧФ-5-3		1
Комплект измерительных приборов	К-51		2
Измеритель заземления	ВС-0.8		2
Мост постоянного тока	Р-35		2
Комбинированный прибор	Ц-4326		2
Амперметр	Э-59	0-5-10 А	2
Вольтметр	Э-59	0-150-300-600 В	2
Трансформатор тока	И-59		3
Токоизмерительные клещи	Ц-91		2
Мегаомметр	М 4100/5	2500 В	2
Динамометр пружинный	ГОСТ 9409-60	0...800 г	1
Термометр	ГОСТ 2823-73	0...150 ^{0}С	1
Люксметр	Ю-26		1

Таблица 12

Примерный перечень оборудования ПТОРЭ

Наименование оборудования	Тип, марка, ГОСТ
1	2
Стеллаж для поступающего в ремонт оборудования	
Камера для очистки силового электрооборудования	ОРГ-6363
Ванна моечная передвижная	ОМ-1316
Компрессор диафрагменный	СО-45 А
Трансформатор сварочный	ТС-300
Трансформатор понижающий	ТВС-2-2.5
Верстак слесарный	ОРГ-1468-060 А
Генератор ацетиленовый	ГВН-1.25
Пресс гидравлический	ОКС-1529
Ванна для пропитки обмоток электрических машин	ОРГ-6364
Шкаф сушильный	СНОЛ-3.5
Стенд для разборки электродвигателей	ОПР-3314
Верстак для сборки электродвигателей	
Стенд для правки валов	ОКС-3273
Установка для испытания электрооборудования при текущем ремонте	КИ-6380
Намоточный станок	СРН-0.5

Окончание таблицы 12

1	2
Стенд для сборки и настройки пускозащитной аппаратуры	70-7980-2203.00.00
Точильный аппарат	ТА-255
Кран поворотный консольный	ЭТ-0.5
Стеллаж для отремонтированного электрооборудования	
Камера окрасочная	УКП-М-0000
Станок сверлильный	РС-12 А
Стенд-тележка	ОР-6360

8 Расчет резервного фонда электрооборудования

Резервный фонд электрооборудования сельскохозяйственного предприятия рассчитывается нормативным методом. Число резервных единиц всех видов электрооборудования определяют по нормативам резервного запаса, регламентированного системой ППРЭсх (табл. 13) [3, 4]. Необходимую при этом категоричность сельскохозяйственных потребителей следует принимать согласно данным таблицы 14. При расчете резервного фонда пускозащитных аппаратов необходимо учитывать оборудование, установленное в силовых сборках и осветительных щитках.

Таблица 13

Нормы резервного запаса электрооборудования сельскохозяйственных предприятий

Тип электрооборудования	Количество ЭО, находящегося в эксплуатации, шт.	Нормы запаса	
		в % от эксплуатируемого ЭО	минимальное число
1	2	3	4
Трехфазные асинхронные электродвигатели*	До 20	14	1
	21...50	10	1
	51...100	6	2
	свыше 100	4	3

Окончание таблицы 13

1	2	3	4
Трехфазные асинхронные электродвигатели**	До 20	10	0
	21...50	8	1
	51...100	4	2
	свыше 100	2,5	2
Магнитные пускатели	До 20	10	0
	21…200	6	1
	Свыше 200	4	3
Автоматические выключатели	До 20	10	0
	21…200	3	1
	Свыше 200	5	2
Рубильники и пакетные выключатели	До 20	10	0
	21…100	4	1
	Свыше 100	3	2
Кнопки управления, универсальные ключи и переключатели	До 100	5	1
	Свыше 100	3	2
Реле	До 20	10	1
	Свыше 20	5	1
Электротермическое оборудование	До 20	10	1
	Свыше 20	5	1
Электроизмерительные приборы	До 20	5	0
	Свыше 20	4	1
Счетчики электроэнергии	До 20	5	0
Трансформаторы тока и напряжения	Свыше 20	3	1

Примечание: * – категория надежности электроснабжения 1, ** – категория надежности электроснабжения 2-3, для остального электрооборудования категория надежности электроснабжения 1-3

Таблица 14

Категории сельскохозяйственных потребителей по надежности электроснабжения

Категория	Объекты
1	1. Животноводческие комплексы и фермы: по производству молока на 400 и более коров; по выращиванию и откорму молодняка КРС на 5 тыс. и более голов в год; по выращиванию нетелей на 3 тыс. и более скотомест; площадки по откорму КРС на 5 тыс. голов и более; комплексы по выращиванию и откорму 12 тыс. и более свиней в год. 2. Птицефабрики: по производству яиц с содержанием 100 тыс. и более кур-несушек; мясного направления по выращиванию 1 млн. и более бройлеров в год; хозяйства по выращиванию племенного стада кур на 25 тыс. голов и более, а также гусей, уток, индеек 10 тыс. голов в год и более.
2	1. Животноводческие и птицеводческие фермы с меньшей производственной мощностью, чем указано ранее для потребителей первой категории. 2. Тепличные комбинаты и рассадные комплексы. 3. Кормоприготовительные заводы и отдельные цехи при механизированном приготовлении и раздаче кормов. 4. Картофелехранилища емкостью более 500 т с холодоснабжением и активной вентиляцией. 5. Холодильники для хранения фруктов, емкостью более 600 т. 6. Инкубационные цехи рыбоводческих хозяйств и ферм.

Выводы и предложения

В данной работе был произведен расчет годовой производственной программы ЭТС для хозяйства, состоящего из следующих объектов: овчарня на 1000 маток, кормоцех на 50 тон в смену, свинарник-откормочник на 1200 мест, кормоцех для молодняка КРС.

Произведен расчет объема работ по обслуживанию электрооборудования, который составил 274,3- УЕЭ.

Общий годовой объем работ для хозяйства в физических ремонтах составил ТО-470; ТР-45; ЗС-34 и КР-4,4. А количество условных ремонтов в год составит: ТО-21,9; по ТР-303 и КР-25,1.

Проведен расчет труда на техническое обслуживание. Затраты труда на проведение оперативного обслуживания составили: ТО-9955,46; ТР-1453,5 чел.-ч; КР-305,66.

Численность персонала ЭТС хозяйства составляет 8 человек. Специализированная форма ЭТС облегчают концентрацию усилий на наиболее важных в данный момент участках, оправданы при дефиците тех или иных ресурсов. Кроме того они позволяют более полно и интенсивно использовать ремонтно-обслуживающую базу.

Исходя из удаленности и количества электрооборудования, на объекте была определена комплексная форма обслуживания и функциональная структура ЭТС.

В ходе выполнения курсового проекта были определены её форма и структура. Расчёты показали, что наиболее эффективной в данных условиях является функциональная структура электротехнической службы с специализированной формой организации.

Составлен квартальный график ТО и годовой график ТР электрооборудования хозяйства.

Обоснована технологическая схема ремонта электрооборудования и выбрано технологическое оборудование.

Выбран тип ремонтно-обслуживающей базы.

Произведен расчет резервного фонда электрооборудования.

Приложение 1

Пример оформления титульного листа

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Самарская государственная сельскохозяйственная академия»

кафедра «Электрификация и автоматизация АПК»

Курсовой проект

по дисциплине**: «**Эксплуатация электрооборудования»

Тема: Расчет годовой производственной программы ЭТС для хозяйства, состоящего из следующих объектов: свинарник-откормочник на 1500 мест, овчарня на 300 баранов, мастерская РТБ на 40 тракторов, теплица площадью 1000 м^2.

Выполнил:
Студент __ курса
Группы __
направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия»
профиль «Электрооборудование и электротехнологии»
личный номер _____
(номер зачетной книжки)

_____
(фамилия, имя, отчество студента полностью)

К защите допущен _____ _____/ _____ /
(подпись) *(инициалы, фамилия)*

_____ / _____ /
(подпись) *(инициалы, фамилия)*
_____ / _____ /
(подпись) *(инициалы, фамилия)*
Оценка_____ _____ / _____/
(цифрой и прописью) *(подпись)* *(инициалы, фамилия)*

Самара 20___

Приложение 2

Пример оформления задания

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Самарская государственная сельскохозяйственная академия»

Кафедра «Электрификация и автоматизация АПК»

ЗАДАНИЕ

на курсовой проект по дисциплине
«Эксплуатация электрооборудования»

Студенту _____
(Фамилия, Имя, Отчество, полностью)

Тема: _____
_____
_____
_____

Исходные данные на курсовой проект
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____

Задание выдано «___» _____ 20___г.

Руководитель _____ _____
(подпись) *(расшифровка подписи)*

Приложение 3

Пример оформления реферата

РЕФЕРАТ

Работа представлена пояснительной запиской и графической частью на одном листе формата А1. Пояснительная записка содержит 40 страниц машинописного текста, включает в себя 3 таблицы, 5 наименований использованного источника.

Ключевые слова: ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ СЛУЖБА.

Сокращения, используемые в тексте:

ЭТС – электротехническая служба;

УЕЭ – условные единицы электрооборудования;

ТО – техническое обслуживание;

ТР – текущий ремонт;

ЗС – замена смазки;

КР – капитальный ремонт;

РОБ – ремонтно-обслуживающая база.

В работе представлен расчет объема работ по техническому обслуживанию электрооборудования, расчет затрат труда при эксплуатации электрооборудования, выбор формы обслуживания, структуры электротехнической службы, ремонтно-обслуживающей базы ЭТС, обоснование технологической схемы ремонта электрооборудования и выбор технологического оборудования, расчет резервного фонда электрооборудования.

Приложение 4

Пример оформления оглавления

ОГЛАВЛЕНИЕ

	стр.
Задание на курсовой проект ……..	2
Реферат ……	3
Оглавление ……..	4
Введение …….	5
1 Расчет объема работ по техническому обслуживанию электрооборудования …….	6
2 Расчет затрат труда на техническое обслуживание …….	
3 Расчет численности персонала ЭТС и распределение его подразделениями …….	
4 Выбор формы и структуры ЭТС ……	
5 Планирование работ ЭТС ……...	
6 Выбор ремонтно-обслуживающей базы ЭТС ……..	
7 Обоснование технологической схемы ремонта электрооборудования и выбор технологического оборудования…	
8 Расчет резервного фонда электрооборудования …….	
Выводы и предложения …….	
Список использованной литературы и источников ……	
Приложения …….	

Приложение 5

Условное обозначение среды в зависимости
от места установки электрооборудования

Место установки электрооборудования	Условное обозначение среды	Примерный перечень помещений
Чистые сухие помещения с нормальной средой: относительная влажность помещения не превышает 60%; температура помещения не превышает 30°С	1	Конторы, клубы, подсобные помещения, отапливаемые склады, механические мастерские и др.
Пыльные помещения: по условиям производства в воздухе содержится технологическая пыль	2	Цеха по приготовлению дробленых кормов, деревообрабатывающие цеха, зерноочистительные пункты и др.
Влажные помещения: относительная влажность выше 60%, но не превышает 75%. Сырые помещения и открытый воздух: относительная влажность превышает 78%	3	Залы столовых, отапливаемые подвалы и овощехранилища, доильные и молочные залы, кормокухни, водокачки, неотапливаемые склады и др.
Особо сырые помещения с химически активной средой: относительная влажность близка к 100%, длительное присутствие паров аммиака и др. газов в невзрывоопасных, но разъедающих изоляцию и токоведущие части ЭО	4	Коровники, телятники, свинарники и другие животноводческие помещения при отсутствии в них установок по созданию микроклимата

Приложение 6

Часовая и месячная загрузка электрооборудования

№ п/п	Тип электрооборудования	Число часов работы в сутки	Количество месяцев работы эл. оборудования в году
1	Шкаф силовой	24	12
2	Щит осветительный на 6 групп	24	12
3	Пускатель магнитный до 25 А	6	12
4	Автоматический выключатель до 50 А	6	12
5	Пакетный переключатель	6	12
6	Водонагреватель ВЭТ-400	12	12
7	Сварочный трансформатор, 300 А	4	12
8	Конден. установка, 50 кВАр	4	12
9	Электрические печи	6	12
10	Электрокалорифер,40 кВт	6	6
11	Светильники с лампами накаливания	8	12
12	Светильники с люминисцентными лампами	24	12
13	Облучатели	6	12
14	Провод АПВ 2,5 мм^2, м	24	12
15	Кабель АВРГ 4×2,5мм^2, м	24	12
16	Кабель АКВРГ 4÷20×2,5 мм^2, м	24	12
17	Погружной эл. дв.	6	12
18	Регулятор температуры	12	12
19	Дифманометр	12	12
20	Реле электромагнитное	12	12

Приложение 7

Коэффициент сезонности работы электрооборудования

Количество месяцев работы эл. оборудования в году	1	2	3	4	5	6
Коэффициент сезонности	0,08	0,17	0,25	0,33	0,42	0,50
Количество месяцев работы эл. оборудования в году	7	8	9	10	11	12
Коэффициент сезонности	0,58	0,66	0,75	0,83	0,92	1,00

Приложение 8

Расчетная таблица с картой учета электрооборудования

Наименование и характеристика оборудования	Единица измерения	Количество	Среда	Число часов работы в сутки	Коэффициент сезонности	Объем работ в условных единицах электро-оборудо-вания (УЕЭ)		Годовое количество физ. ремонтов на единицу измерения по нормам, шт.				Коэффициент перевода физических ремонтов в условные				Количество условных ремонтов в год			
						Един.	Общ.	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Бригада 1																			
Свинарник-откормочник на 1500 мест																			
Шкаф силовой	Шт.	5		24	1	0	0	37	3	2	0,33	2,00	2,08	0	0	370	31,2	0	0
Щит осветитель-ный на 6 групп	Шт.	5		24	1	0	0	4	0	0	0	1,20	0	0	0	24	0	0	0
Пускатель магнит-ный до 25 А	Шт.	4		6	1	0	0	16	2	1	0,14	0,50	0,29	0	0,37	32	2,32	0	0
Автоматический выкл. до 50 А	Шт.	39		6	1	0	0	16	2	1	0,14	0,5	0,42	0	0	312	32,7	0	0
Пакетный пере-ключатель	Шт.	28		6	1	0	0	5	1	1	0,11	0,30	0,31	0	0	42	8,68	0	0
Светильники, лампы накаливания	Шт.	31		8	1	1,4	43,4	4	0	0	0	0,52	0	0	0	64,5	0	0	0
Провод АПВ 2,5	М.	2907		24	1	0	0	4	0	0	0	1,2	0	0	0	13953	0	0	0
И т.д.																			
Всего																			

Приложение 9

Расчет затрат труда

Наименование и характеристика оборудования	Количество условных ремонтов в год				Затраты труда на проведение видов работ, чел.-ч.			
	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Свинарник-откормочник на 1500 мест								
Шкаф силовой	370	31,2	0	0	185	149,76	0	0
Щит осветительный на 6 групп	24	0	0	0	12	0	0	0
Пускатель магнитный до 25 А	32	2,32	0	0	16	11,1	0	0
Автоматический выкл. до 50 А	312	32,76	0	0	156	157,2	0	0
Пакетный переключатель	42	8,68	0	0	21	41,6	0	0
Светильники, лампы накаливания	64,48	0	0	0	32,24	0	0	0
Светильники, с люминисцентными лампами	212,48	0	0	0	106,24	0	0	0
Провод АПВ 2,5$мм^2$	13953,6	0	0	0	6976,8	0	0	0
Кабель АВРГ 4×2,5$мм^2$	3963	0	0	0	1981,5	0	0	0
Кабель АКВРГ 4×20×2,5$мм^2$	1944	0	0	0	972	0	0	0
Регулятор температуры	211,2	19,2	0	0	105,6	92,16	0	0
Реле электромагнитное	205,92	19,44	0	0	102,96	93,3	0	0
…… и т.д.								
Всего								

Приложение 10

Должности руководителей ЭТС

Должность руководителя ЭТС	Нормативы для введения должности
1. Главный энергетик	1 на хозяйство, имеющее электроустановок не более чем 1500 УЕЭ и потребляющее более 1,5 млн. кВт·ч эл. энергии на производственные цели
2. Старший инженер-энергетик на правах главного	1 на хозяйство, имеющее электроустановок от 1001 до 1500 УЕЭ и потребляющее более 1,0 млн. кВт·ч эл. энергии на производственные цели
3. Старший инженер-энергетик	1 на хозяйство, имеющее электроустановок от 500 до 1000 УЕЭ и потребляющее менее 1,0 млн. кВт·ч зл. энергии на производственные цели
4. Инженер-электрик	1 на хозяйство, имеющее электроустановок от 251 до 500 УЕЭ и потребляющее менее 0,5 млн. кВт·ч эл. энергии на производственные цели
5. Старший техник-электрик	1 на хозяйство, имеющее электроустановок от 101 до 250 УЕЭ и потребляющее менее 0,5 млн. кВт·ч эл. энергии на производственные цели

Приложение 11

Нормативы для определения количества ИТР

Должность ИТР	Нормативы для введения должности
1. Инженер-электрик	1 должность на каждые 1100 УЕЭ
2. Старший техник-электрик	1 должность на каждые 650 УЕЭ

Приложение 12

Рекомендуемая численность ИТР ЭТС

Трудоемкость обслуживания в УЕЭ	Инженерно-технические работники, чел.			
	Всего	Ведущие инженеры	Инженеры	Техники
До 750	1	-	-	1
751…1250	1	-	1	-
1251…1750	2	-	1	1
1751…2500	2	1	1	-
2501…3250	3	1	1	1
3251…3500	3	1	2	-
3501… 4500	4	1	2	1
4501…5000	4	2	2	-
5001… 6000	5	2	2	1

Приложение 13

Рекомендуемая форма ЭТС

№	Объем работ в УЕЭ	Форма обслуживания
1	менее 300	Комплексная
2	от 300 до 800	Специализированная
3	свыше 800	Хозяйственная

Приложение 14

Таблица условных единиц определения объема работ, выполняемых электромонтерами в хозяйствах

Наименование электрооборудования	Переводной коэффициент
1	2
1. Линии электропередачи воздушные (на 1 км): до 1 кВ	3,93
свыше 1 кВ	3,0
2. Кабельные линии (на 1 км)	
до 1 кВ	1,29
свыше 1 кВ	1,9
3. Электростанции дизельные (на 1 агрегат)	
менее 100 кВт	10,0
100…300 кВт	20,0
свыше 300 кВт	30,0
(для агрегатов в холодном резерве берется 0,15 от переводного коэффициента)	
4. Трансформаторные подстанции (на 1 подстанцию)	4
открытые	2,2
закрытые с 1 трансформатором	2,5
закрытые с 2 трансформаторами	3,5
5. Электропривод с асинхронным электродвигателем	
5.1. В сухих и влажных помещениях	
до 1 кВт	0,44
1,1…10 кВт	0,61
10,1…40 кВт	0,72
свыше 40 кВт	0,92
5.2. В сырых и пыльных помещениях	
до 1 кВт	0,67
1,1…10 кВт	0,92
10,1…40 кВт	1,13
свыше 40 кВт	1,38
5.3. В особо сырых, с агрессивной средой	
до 1 кВт	0,88
1,1…10 кВт	1,28
10,1…40 кВт	1,55
свыше 40 кВт	1,8
5.4. В открытых установках	
до 1 кВт	1,07
1,1…10 кВт	1,52
10,1…40 кВт	1,84
свыше 40 кВт	2,24

Примечание. Указанные коэффициенты берутся, если двигатель работает 6…10 ч в сутки, если работает менее 6 ч, УЕЭ умножается на 0,85, если более 10 ч – на коэффициент 1,2. В УЕЭ включены – электропроводка, аппаратура управления и защиты.

1	2
6. Электротермические установки (на 1 установку)	
6.1. Электроводонагреватели водогрейные: до 100 кВт	3,22
101…160 кВт	4,12
свыше 160 кВт	5,52
6.2. Электродные паровые котлы: до 160 кВт	5,54
свыше 160 кВт	6,23
6.3. Электронагреватели с ТЭН: до 200 л	1,09
201…400 л	1,66
401…800 л	2,64
свыше 800 л	3,49
6.4. Электронагреватели бытовые (6…100 л)	0,98
6.5. Электроплиты «Томь», «Лысьва», на плиту	0,25
6.6. Электроплиты стационарные др. типов (на 1 кВт мощности)	0,05
6.7. Электрокалориферы (на 1 установку): до 40 кВт	3,16
41…60 кВт	3,38
свыше 60 кВт	3,78
6.8. Сушильные шкафы (на 1 установку)	0,53
6.9. Электрообогреваемые коврики (на 1 шт.)	0,15
6.10. Электрообогрев полов (на 100 м^2 помещ.)	0,73
6.11. Электрообогрев почвы (на 100 м^2 парника или теплицы)	0,8
7. Сварочные установки (на 1 установку)	
генераторы сварочные до 300 А	2,88
свыше 300 А	3,26
трансформаторы сварочные 300 А	0,99
свыше 300 А	1,24
преобразователи сварочные до 300 А	1,99
свыше 300 А	2,41
8. Выпрямители зарядные (на 1 установку)	
со стабилизацией режима	1,8
без стабилизации режима	0,53
9. Конденсаторные батареи для компенсации реактивной мощности (на 1 установку)	1,84
10. Электроосветительные установки (на 10 светильников)	
10.1. В сухих и влажных помещениях	
с 1…2 лампами накаливания	0,65
с 3…6 лампами накаливания	0,99
с 1…2 люминесцентными лампами	0,86
с 3…6 люминесцентными лампами	1,41
10.2. В сырых и пыльных помещениях	
с лампами накаливания	0,91
с люминесцентными лампами	1,74
с дуговыми лампами высокого давления	1,03

Продолжение приложения 14

1	2
10.3. В особо сырых, с химически активной средой	
с лампами накаливания	1,4
с люминесцентными лампами	2,07
с дуговыми лампами высокого давления	1,61
10.4. Наружное освещение	
с лампами накаливания	1,35
с дуговыми лампами	1,56
Примечание. В УЕЭ включены – электропроводка, аппаратура управления и защиты.	
11. Облучатели (на 10 облучателей)	
инфракрасного излучения	0,97
ультрафиолетового излучения	1,65
комбинированные	2,43
12. Щиты автоматики, имеющие более 5 реле (контакторов) и более 10 транзисторов (тиристоров) на 1 щит	
реле, контакторы	0,04
транзисторы, тиристоры	0,01
микросхемы	0,02
электронные лампы	0,02
потенциометры, мосты	1,1
Примечание. Щиты управления, содержащие до 5 реле (контакторов) и до 10 транзисторов (тиристоров) учтены в условных единицах электроприемника, для которого они предназначены.	
13. Электроизгороди (на 1 установку)	0,5
14. Ящики учета электроэнергии (на 1 ящик)	0,3
15. Электропроводки жилых домов,	
на 1 квартиру	0,1
на частный дом	0,15

Примечание. В число УЕЭ включены вводные щиты, общедомовая и квартирная электропроводка

Приложение 15

Коэффициенты пересчета количества физических технических обслуживаний (ТО), текущих ремонтов (ТР) и капитальных ремонтов (КР) электрооборудования в условные ремонты

№	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициент пересчета		
		для ТО	для ТР	для КР
1	2	3	4	5
1	Агрегаты зарядные с аппаратурой управления	1,62	1,64	2,08
2	Аппаратура сигнальная, на 10 единиц	0,4	-	-

1	2	3	4	5
3	Арматура электроосветительная, на 10 светильников			
	- с одной лампой накаливания	0,52	-	-
	- с ртутными лампами высокого давления	1,04	-	-
	- с люминесцентными лампами, до 2 штук	0,62	-	-
	- с люминесцентными лампами, до 4 штук и более	0,83	-	-
4	Выключатели конечные	0,44	0,27	-
5	Выключатели автоматические с током, А:			
	до 50	0,5	0,42	-
	200	0,5	0,42	-
	400	0,6	0,62	-
	600	0,8	0,83	0,96
6	Генераторы переменного тока мощностью, кВа			
	до 10	2,2	2,38	4,24
	15	2,4	2,83	4,24
	30	2,8	3,73	5,48
	60	3,2	4,25	7,16
	100	3,6	5,33	8,88
	150	4,0	6,71	9,54
7	Генераторы многоамперные низковольтные постоянного тока, с током, А:			
	до 300	3,0	1,46	3,2
	500	3,4	2,08	4,0
	1000	4,0	2,92	5,2
8	Заземляющие устройства	0,48	-	4,0
9	Котлы электродные паровые регулируемые мощностью, кВт			
	до 160	5,2	4,84	5,4
	250	6,8	6,06	6,4
10	Ключи универсальные и переключатели с числом секций:			
	до 4	0,08	0,08	-
	8	0,10	0,10	-
	12	0,16	0,17	-
	16	0,20	0,23	0,22
11	Кнопки управления (на 10 шт.) с числом кнопок:			
	2	0,04	0,04	-
	3	0,06	0,06	-
	4	0,10	0,10	-
	9	0,20	0,21	-

1	2	3	4	5
12	Контакты с током, А:			
	до 160	0,50	0,52	-
	400	0,70	0,73	-
	630	0,90	0,94	1,12
13	Конденсаторные установки, кВАр:			
	до 80	2,00	2,08	2,40
	100	2,80	2,92	3,20
	250	4,00	4,17	-
	330	4,80	5,00	-
	400	5,60	5,83	-
	500	7,00	7,29	-
14	Контрольный кабель сечением 1,5 мм^2, проложенный в земле, на 1000 м, с числом жил:			
	4…7	2,40	-	-
	10…19	3,00	-	-
	27…37	3,60	-	-
15	Контрольный кабель сечением 1,5 мм^2, проложенный в непроходных каналах и в трубах, на 1000 м, с числом жил:			
	4…7	3,60	-	-
	10…19	4,40	-	-
	27…37	5,40	-	-
16	Контрольный кабель сечением 1,5 мм^2, проложенный по кирпичным и бетонным основанием, на 1000 м, с числом жил:			
	4…7	3,00	-	4,00
	10…19	3,60	-	4,00
	27…37	4,20	-	5,60
17	Линии воздушные до 1000 В на деревянных опорах, на 1000 м однолинейного провода сечением, мм^2:			
	до 35	1,80	1,88	2,40
	50	2,40	2,50	3,20
	70	3,00	3,13	4,00
	95 и более	3,60	3,75	4,80
18	Линии воздушные до 1000 В на металлических и железобетонных опорах, на 1000 м однолинейного провода сечением, мм^2:			
	до 35	1,20	1,25	1,60
	50	1,80	1,88	2,40
	70	2,40	2,50	3,20
	95 и более	3,00	3,13	4,00

1	2	3	4	5
19	Линии кабельные до 10 кВ, проложенные в земле, на 1000 м линии, сечением, мм^2:			
	до 35	3,00	-	4,00
	70	4,60	-	6,00
	95 и более	5,40	-	7,20
20	Линии кабельные до 10 кВ, проложенные по кирпичным и бетонным основаниям, на 1000 м линии, сечением, мм^2:			
	до 35	3,60	-	4,80
	70	6,00	-	7,60
	95 и более	7,00	-	8,80
21	Линии кабельные до 10 кВ, расположенные в непроходных каналах и трубах, на 1000 м линии, сечением, мм^2:			
	до 35	4,80	-	6,40
	70	7,20	-	9,60
	95 и более	9,00	-	11,60
22	Микропереключатели и тумблеры	0,08	-	-
23	Муфты электромагнитные с передаваемым моментом, кГс·м:			
	100	0,40	0,42	0,48
	160	0,60	0,62	0,64
24	Муфты электромагнитные для дистанционного управления с моментом сцепления, кГс·м:			
	1,6…6,3	0,40	0,42	0,48
	10,0…25,0	0,42	0,43	0,56
	40…160	0,54	0,56	0,72
25	Пакетные выключатели на ток, А:			
	до 100	0,30	0,31	-
	250	0,40	0,42	-
	400	0,60	0,63	-
26	Предохранители	0,26	0,13	-
27	Проводки в сельских домах, включая обслуживание вводного устройства, на 1 дом (присоединение)	2,72	-	-
28	Приборы электроизмерительные (на один прибор):			
	показывающие	0,30	0,31	0,36
	самопишущие	0,66	0,69	0,96

Продолжение приложения 15

1	2	3	4	5
29	Приборы для измерения и регулирования давления и разряжения:			
	- манометры, мановакуумметры, вакуумметры показывающие	0,20	0,21	0,28
	- манометры, мановакуумметры, вакуумметры с электрической дистанционной передачей	0,20	0,21	0,28
	- тягометры, напорометры и тягонапорометры	0,50	0,52	0,32
	- реле давления	0,32	0,33	-
	- регуляторы давления и сигнализаторы	0,50	0,52	0,29
	- вакуумметры ионизационно-термопарные	0,30	0,31	0,34
30	Приборы для измерения и регулирования температуры:			
	- термопары платино-платинородиевые, хромелькопелевые и хромель-алюминиевые	-	-	0,26
	- термометры манометрические показывающие ртутные, газовые и жидкостные	0,24	0,25	0,24
	- термометры манометрические самопишущие ртутные, газовые и жидкостные	0,60	0,63	0,43
	- термометры манометрические показывающие пневматические, газовые и жидкостные	0,40	0,42	0,38
	- термометры манометрические бесшкальные, пневматические, газовые и жидкостные	0,30	0,31	0,34
	- пирометры излучения	0,60	0,63	0,44
31	Приборы для измерения и регулирования расхода и количества:			
	- счетчики газовые ротационные	0,50	0,52	0,40
	- водомеры	0,30	0,31	0,32
32	Пускатели магнитные для электродвигателей мощностью, кВт:			
	до 17	0,40	0,25	-
	30	0,50	0,29	0,37
	40	0,60	0,33	0,47
	55	0,60	0,62	0,80
	75	0,80	0.83	0,96

1	2	3	4	5
33	Регуляторы автоматические прямого действия:			
	- регуляторы температуры РПД	0,40	0,42	0,32
	-регуляторы давления диаметром, мм:			
	до 50	0,36	0,38	0,36
	100…150	0,50	0,52	0,48
	200…300	0,60	0,63	0,60
	- регуляторы давления газа диаметром, мм: до 50	0,40	0,42	0,64
	70…100	0,60	0,63	0,96
	- регуляторы давления мазута	0,24	0,25	0,16
	- регуляторы уровня воды в баках	0,50	0,52	0,64
	- регуляторы питания для поддержания уровня воды в баках	1,2	1,25	1,60
34	Регуляторы электрические:			
	- реле температурное типа ТР-200	0,20	0,21	-
	- терморегуляторы дистанционные	0,20	0,21	0,20
	- регуляторы для регулирования подачи топлива, воздуха	0,60	0,63	0,64
	- регуляторы температуры	0,80	0,80	0,76
35	Электронные регулирующие устройства	0,80	0,83	1,12
36	Электронные следящие приборы	0,60	0,63	0,60
37	Следящие механизмы, работающие в комплекте с регулятором	0,90	0,94	0,68
38	Реле и датчики:			
	- реле давления сигнальное	0,60	0,63	-
	- реле давления дифференциальное	1,8	1,88	-
	- реле потока газа и жидкости	0,60	0,63	-
	- реле импульсной сигнализации	1,6	1,67	-
39	Электрозапальник	0,40	0,42	-
40	Датчик реле температур	0,40	0,42	-
41	Датчик реле давления	0,80	0,83	-
42	Датчик реле напора и тяги	0,80	0,83	-
43	Реле управления и защиты:			
	- промежуточное реле	0,20	0,21	-
	- реле электромагнитные, напряжения и тока	0,26	0,27	-
	- реле времени электромеханические	0,30	0,31	-
	- реле контроля скорости	0,30	0,31	0,36
	- реле времени программное	2,00	2,08	2,40
	- реле программные	0,30	0,31	-
	- реле торможения	0,40	0,41	-
	- фотореле	0,30	0,31	-

Продолжение приложения 15

1	2	3	4	5
44	Реостаты с током, А:			
	до 40	1,20	1,25	1,44
	100	1,60	1,67	1,76
	200	2,00	2,08	2,40
45	Рубильники с центральной рукояткой, трехфазные, на ток, А:			
	до 400	0,16	0,17	-
	600	0,18	0,19	0,20
	800	0,20	0,21	0,24
	1000	0,28	0,29	0,32
	1500	0,40	0,42	0,48
46	Распределительные устройства подстанций (без учета работ на обслуживание и ремонт силового трансформатора) для трансформаторов до 10 кВА:			
	- внутренней установки мощностью, кВА:			
	до 250			
	630	6,00	8,34	8,80
	1000	6,00	10,40	12,00
	- наружной установки мощностью, кВА:	11,00	18,80	16,00
	до 250-400			
	630-1000	9,00	11,45	11,20
		11,00	25,00	24,00
47	Силовые трансформаторы, трехфазные двухобмоточные, масляные до 20 кВ, мощностью, кВА:			
	до 63	4,00	5,21	10,40
	100	4,00	6,26	12,00
	160	5,00	7,10	13,00
	250	6,00	8,30	15.20
	400	7,00	9,27	17,60
	630	8,00	10,40	20,00
	1000	9,00	12,30	24.00
48	Сварочные трансформаторы мощностью			
	до кВт:10	0,40	1,25	1,60
	24	0,60	1,85	2,40
	34	0,80	2,50	3,20
49	Сварочные преобразователи с аппаратурой управления на номинальный сварочный ток, А: 120	4,80	5,00	5,60
	300	5,60	5,83	6,40
	500	8,00	8,34	9,61
	1000	12,00	12,50	14,40

1	2	3	4	5
50	Трансформаторы для местного освещения, выпрямителей, цепей управления и пр., мощностью Вт:			
	до 250	0,30	0,31	0,40
	630	0,34	0,35	0,48
	1000	0,50	0,52	0,64
	1600	0,60	0,63	0,80
	2500	1,00	1,04	1,20
51	Трансформаторы тока однопредельные класса 0,2	0,32	0,33	0,40
52	Трансформаторы тока с несколькими пределами измерений класса 0,2	0,54	0,56	0,64
53	Трансформаторы напряжения однопредельные класса 0,2	0,40	0,42	0,48
54	Трансформаторы напряжения с несколькими пределами измерений класса 0,2	0,60	0,63	0,72
55	Устройство для электрообогрева полов в животноводческих, помещений, парниках и теплицах на 50 $м^2$ площади обогреваемого пола (без аппаратуры управления)	0,9	-	-
56	Установки электрокалориферные мощностью, кВт:			
	до 25	1,03	1,06	1,60
	40	1,52	1,35	1,80
	60	1,52	1,68	2,00
	100	1,94	2,14	2,70
57	Щитки осветительные распределительные с числом автоматических выключателей, шт.:			
	до 2-3	0,70	-	-
	4	1,00	-	-
	8	1,20	-	-
	16	1,60	-	-

1	2	3	4	5
58	Сеть электросиловая на 100 м одного провода, проложенного:			
	- в трубах при сечении провода, мм^2:			
	до 6	0,40	-	-
	15	0,50	-	-
	35	0,70	-	-
	70	0,84	-	-
	более 70	1,00	-	-
	- по кирпичным и бетонным основанием при сечении провода, мм^2:			
	до 6	1,00	-	-
	15	1,60	-	-
	35	2,00	-	-
	70	2,40	-	-
	более 70	3,00	-	-
59	Сеть осветительная из кабеля, провода, шнура, проложенного по кирпичным и бетонным основаниям на 100 м провода с количеством и сечением жил, мм^2:			
	2×1,5-4	1,20	-	-
	3×1,5-4	1,20	-	-
60	То же при скрытой проводке с количеством и сечением жил, мм^2:			
	2×1,5-4	0,50	-	-
	3×1,5-4	1,20	-	-
61	Сеть заземления (заземляющие магистрали) на 100 м	3,00	-	-
62	Стабилизаторы напряжения мощностью, Вт:			
	160	0,50	0,52	0,64
	280	0,60	0,63	0,88
	500	0,80	0,83	1,28
	900	1,40	1,46	1,60
63	Счетчики электрической энергии, однофазные	0,20	0,21	0,22
64	Счетчики трехфазные для учета активной и реактивной энергии (не входящие в комплект подстанций, сборок и т.д.):			
	-для трехпроводной системы			
	- для четырехпроводной системы	0,26	0,27	0,27
		0,28	0,29	0,30

1	2	3	4	5
65	Шкафы силовые, распределительные пункты, силовые сборки с количеством установочных трехфазных автоматических выключателей (групп), шт.: до 2-3			
	4	1,20	1,25	-
	6	1,60	1,67	-
	8	2,00	2,08	-
	10	2,80	2,92	-
		3,20	3,33	-
66	Шкафы сушильные мощностью, кВт:			
	2	0,60	0,62	0,80
	5	1,00	1,04	1,20
	10	1,40	1,45	1,60
67	Штепсельные розетки	0,20	0,21	-
68	Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором 1500 об/мин,			
	мощностью, кВт: до 1,0	0,80	0,81	0,78
	1,1-3,0	0,80	0,90	0,80
	3,1-5,5	1,00	1,00	1,00
	5,6-10,0	1,20	1,14	1,43
	10,1-22,0	1,40	1,25	2,29
	22,1-40,0	1,40	1,55	3,75
	40,1-55,0	2,40	2,50	4,40
	55,1-75,0	3,0	3,11	5,51
	75,1-100,0	3,60	3,75	6,78
	100,1-125	4,40	4,58	8,80
	126,0-160	5,40	5,62	10,40
	160-200	6,0	6,25	11,20
	201-250	6,60	6,88	12,40
	251-320	7,20	7,50	14,00
	321-400	8,00	8,34	15,60
69	Электромагнитны тянущие и толкающие	0,60	0,63	0,64
70	Электромагниты грузоподъемные, тс:			
	6	8,40	8,75	9,6
	16	10,0	10,42	15,20
	20	15,0	15,62	20,0
71	Электромагниты тормозные переменного тока с тяговым усилием, кгс:			
	35	0,80	0,83	0,96
	70	1,2	1,25	1,36
	115	1,6	1,67	2,00
	140	2,20	2,29	2,40

1	2	3	4	5
72	Электропечи сопротивления (камерные) мощностью, кВт:			
	до 15	1,4	1,46	1,60
	30	2,00	2,08	2,40
	45	2,80	2,92	3,20
	60	3,40	3,55	4,00
	75	4,00	4,18	4,80
	90	4,80	5,00	5,60
	100	5,60	5,83	6,40
	110	6,40	6,67	7,20
73	Электроводонагреватели – емкостные объемом, литров:			
	до 60	0,60	0,57	0,78
	100	0,64	0,66	0,82
	200	0,70	1,33	0,91
	400	0,82	1,64	1,00
	600	1,00	2,18	1,29
	800	1,14	2,60	1,47
	1600	1,60	3,90	2,07
74	Электроводонагреватели – проточные производительностью литров в час:			
	до 350	0,80	0,75	1,03
	600	1,34	1,56	1,73
75	Электроводонагреватели – электродные, мощностью, кВт: до 25	2,75	1,58	3,50
	60	2,80	2,00	3,62
	100	3,00	2,25	3,88
	175	3,40	3,23	4,39
	200	4,26	4,04	5,51
76	Электровулканизаторы с аппаратурой управления	1,02	1,02	1,32
77	Электрические автоклавы с аппаратурой управления	2,28	2,29	2,95
78	Электростанции, используемые в качестве аварийного резерва и передвижные, мощностью, кВт: до 100	14,95	16,43	19,35
	300	29,90	32,66	38,70
	500	44,85	49,29	58,05

Примечание.

1. Вводятся следующие поправочные коэффициенты:
- для светильников, расположенных выше 4 м, – 12;
- для аппаратуры во взрывобезопасном исполнении – 1,6;
- для рубильников с боковой рукояткой – 1,2;
- для реверсивных магнитных пускателей – 1,8;

- для двухполюсных рубильников, включателей автоматических и пускателей магнитных – 0,75;
- для осветительных щитков с пробочными предохранителями – 0,75;
- для сетей, проложенных по деревянным основаниям – 0,75;
- для сетей и кабельных линий, проложенных на высоте более 2,5 м – 1,1;
- для контрольных кабелей сечением 2.5 $мм^2$ – 1,2; а сечением 4,0 $мм^2$ – 1,4;
- для электродвигателей при частоте вращения, об/мин:
3000 – 0,8; 1000 – 1,1; 750 – 1,2; 600 – 1,4; 500 и ниже –1,5;
- для электродвигателей с фазным ротором, взрывозащищенных, крановых, погружных и многоскоростных – 1,3.
2. Коэффициенты перевода учитывают ставочные работы в резерве до 10% и прочие – до 10%.

Приложение 16

Фрагмент квартального графика технического обслуживания

Объект, электрооборудование	Годовое кол-во ТО	Затраты труда на ТО, чел.-ч.	ВЫПОЛНЯЕМЫЕ РАБОТЫ																				
			ЯНВАРЬ																				
			1 НЕДЕЛЯ					2 НЕДЕЛЯ							3 НЕДЕЛЯ								
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кормоцех на 400 голов КРС																							
Шкаф силовой	57	205			3,6	в	в				3,6		в	в				3,6		в	в		
Щит осветительный на 6 групп	4	2,4			0,6	в	в						в	в						в	в		
Пускатель магнитный до 25 А	24	162				в	в						в	в			6,7			в	в		
Электрические печи	24	16,8				в	в						в	в			0,7			в	в		
Водонагреватель ВЭТ-400	34	139				в	в				4		в	в						в	в	4	
и др.																							
ВСЕГО																							

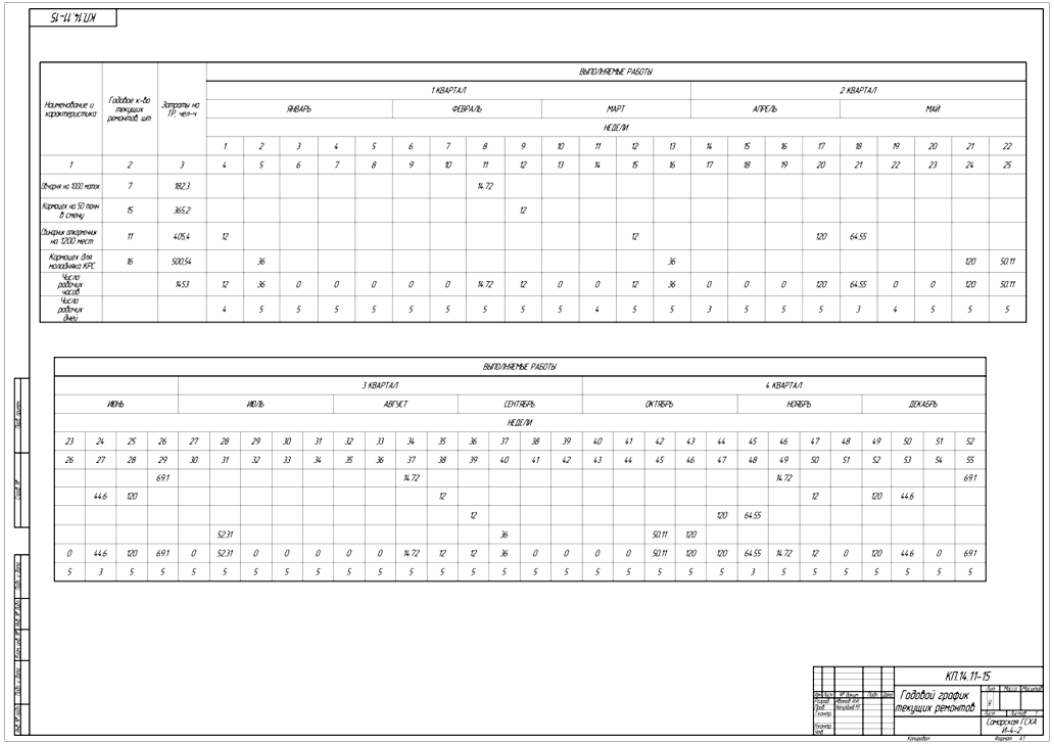
ВЫПОЛНЯЕМЫЕ РАБОТЫ																																			
ЯНВАРЬ											ФЕВРАЛЬ																									
4 НЕДЕЛЯ					5 НЕДЕЛЯ						1 НЕДЕЛЯ									2 НЕДЕЛЯ								3 НЕДЕЛЯ								
22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21					
25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55					
	3,6		в	в			3,6			в	в			3,6			в	в		3,6				в	в		3,6							
			в	в						в	в						в	в						в	в									
			в	в			6,7			в	в						в	в			6,7			в	в									
			в	в			0,7			в	в						в	в			0,7			в	в									
			в	в			4			в	в			4			в	в						в	в		4							

ВЫПОЛНЯЕМЫЕ РАБОТЫ																															
ФЕВРАЛЬ							МАРТ																								
		4 НЕДЕЛЯ							1 НЕДЕЛЯ								2 НЕДЕЛЯ							3 НЕДЕЛЯ							
22	23	24	25	26	27	28	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86
в	в		3,6				в	в	3,6					в	в	3,6					в	в	3,6					в	в	3,6
в	в						в	в						в	в						в	в						в	в	
в	в					6,7	в	в						в	в					6,7	в	в						в	в	
в	в					0,7	в	в						в	в					0,7	в	в						в	в	
в	в					4	в	в						в	в	4					в	в					4	в	в	

ВЫПОЛНЯЕМЫЕ РАБОТЫ						
МАРТ						
4 НЕДЕЛЯ						
25	26	27	28	29	30	31
87	88	89	90	91	92	93
				в	в	3,6
				в	в	
				в	в	6,7
				в	в	1,5
				в	в	0,7
				в	в	4

Приложение 17

Годовой график текущих ремонтов
(пример оформления графической части проекта)



Наименование и характеристика	Годовое к-во текущих ремонтов, шт	Затраты на ТР, чел-ч	ВЫПОЛНЯЕМЫЕ РАБОТЫ																					
			1 КВАРТАЛ													2 КВАРТАЛ								
			ЯНВАРЬ					ФЕВРАЛЬ				МАРТ				АПРЕЛЬ				МАЙ				
			НЕДЕЛИ																					
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Опора на 1000 человек	7	192,3								14,72														
Кронштейн на 50 пони 8 стойку	15	365,2									12													
Опорная конструкция на 1200 мест	11	409,4	12											12					120	64,55				
Кронштейн для наладочных КРС	16	500,54		36											36								120	50,11
Число рабочих часов		14,53	12	36	0	0	0	0	0	14,72	12	0	0	12	36	0	0	0	120	64,55	0	0	120	50,11
Число рабочих дней			4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	5	5	3	5	5	5	3	4	5	5	5

ВЫПОЛНЯЕМЫЕ РАБОТЫ																														
3 КВАРТАЛ																4 КВАРТАЛ														
ИЮНЬ				ИЮЛЬ					АВГУСТ				СЕНТЯБРЬ				ОКТЯБРЬ				НОЯБРЬ				ДЕКАБРЬ				
НЕДЕЛИ																														
23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	
26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	
			69,1								14,72												14,72						69,1	
	44,6	120										12												12		120	44,6			
													12							120	64,55								
					52,31									36					50,11	120									
0	44,6	120	69,1	0	52,31	0	0	0	0	0	14,72	12	12	36	0	0	0	0	50,11	120	120	64,55	14,72	12	0	120	44,6	0	69,1	
5	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	3	5	5	5	5	5	5	5	

КП.14.11-15

Годовой график текущих ремонтов

Литера: У | Масса: | Масштаб:

Студент: Семёркин Г.А.А. ИА-4-2

Руководитель

Приложение 18

Объем работ по ТО и ТР электрооборудования

Электрические машины	Состав работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту
1	2
Асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым и фазным ротором	**Техническое обслуживание** Очистить корпус электродвигателя от пыли и грязи, проверить исправность заземления, подтянуть болты крепления двигателя к фундаменту или рабочей машине, проверить степень нагрева и уровень вибрации корпуса, проверить соосность двигателя с рабочей машиной, надежность крепления шкива или звездочки на валу двигателя, проверить надежность контактных соединений, убедиться в отсутствии ненормальных шумов при работе двигателя, проверить состояние контактных колец и щеточного механизма у двигателей с фазным ротором, измерить сопротивление изоляции обмотки. При выявлении мелких дефектов необходимо их устранить. **Текущий ремонт** Очистить корпус электродвигателя от пыли и грязи, отъединить двигатель от питающих проводов и заземления. У двигателей с фазным ротором отъединить провода от пускового реостата. Снять двигатель с места установки и разобрать его. Прочистить обмотки, измерить сопротивление изоляции, при необходимости просушить обмотки. Проверить состояние контактных колец, при необходимости проточить и отшлифовать их. Отрегулировать щеточный механизм, при необходимости заменить щетки. Промыть подшипники, проверить их техническое состояние и при необходимости заменить. Отремонтировать или заменить поврежденные выводные провода обмотки и клеммную панель коробки выводов. Собрать электродвигатель, смазать подшипники, испытать двигатель на холостом ходу. При необходимости окрасить двигатель. Установить двигатель на рабочее место, отрегулировать его центровку с рабочей машиной и испытать его под нагрузкой.
Погружные электродвигатели	**Техническое обслуживание** Измерить сопротивление изоляции обмотки статора относительно заземленных частей электронасосной установки. Измерить ток электродвигателя амперметром или токоизмерительными клещами. Убедиться в отсутствии повышенной вибрации и посторонних звуков при работе электронасоса.

1	2
	Текущий ремонт Очистить корпус, разобрать электродвигатель; очистить и продефектовать детали и узлы, определить работоспособность изоляции обмотки статора; при необходимости заменить выводные провода; заменить поврежденную изоляцию мест соединений обмотки; заменить поврежденные или ослабленные пазовые клинья; установить или заменить датчик контроля технического состояния. Прошлифовать и отполировать втулки подшипников на роторе; заменить втулки подшипников в подшипниковых щитах; при необходимости прошлифовать и отполировать рабочую поверхность пяты. Собрать электродвигатель. Провести послеремонтные испытания. Окрасить электродвигатель.
Автоматические выключатели, магнитные пускатели, контакторы, рубильники, универсальные переключатели, пакетные выключатели, предохранители	**Техническое обслуживание** Снять напряжение с обслуживаемого аппарата, очистить его от пыли, проверить надежность крепления, свободный ход подвижных частей, проверить степень затяжки винтовых присоединений и подтянуть ослабленные, осмотреть аппарат и убедиться в отсутствии повреждений в нем, снять дугогасительные камеры, осмотреть контакты, проверить плотность их прилегания, состояние пружин, одновременность включения, при необходимости отрегулировать одновременность включения контактов и очистить их от нагара, убедиться в отсутствии признаков перегрева контактов винтовых соединений и предохранителей. В щитах управления проверить исправность сигнальных ламп и их арматуры, запирающих приспособлений и уплотнений дверей. После выполнения этих работ подать напряжение и проверить действие аппаратуры. **Текущий ремонт** Демонтировать аппарат, проверить и подтянуть все крепления, частично разобрать аппарат и очистить от пыли и загрязнений, зачистить контакты от оплавлений и нагара, заменить неисправные детали, зачистить и окрасить оболочку, собрать аппарат, отрегулировать его узлы. Тепловые реле после ремонта настроить. Проверить аппарат в собранном виде на работоспособность, установить на свое место и опробовать в работе.

1	2
Силовые электропроводки	**Техническое обслуживание** Очистить электропроводку от пыли и грязи. Проверить состояние крепления электропроводки, устранить при необходимости провесы, проверить прочность крепления мест механической защиты проводки, проверить соответствие площади поперечного сечения проводки фактической токовой нагрузке, состояние маркировки. Проверить состояние заземления металлических защитных конструкций. **Текущий ремонт** Выполнить операции технического обслуживания. Заменить отдельные дефектные участки проводки, муфты, воронки и т.п. Проверить сопротивление изоляции мегомметром, окрасить кронштейны и другие крепежные металлоконструкции.
Осветительные электропроводки	**Техническое обслуживание** Очистить электропроводку от пыли и грязи. Проверить состояние крепления проводки, закрепить при необходимости отдельные участки. Проверить состояние выключателей и розеток, осветительных коробок, замеченные дефекты устранить. Проверить состояние соединения проводов в ответвительных коробках. Места проводки с поврежденной изоляцией усилить наложением нескольких слоев изоленты. Проверить состояние заземления металлических защитных конструкций. **Текущий ремонт** Выполнить операции технического обслуживания. Заменить отдельные дефектные участки электропроводки, неисправные выключатели и розетки. Проверить сопротивление изоляции мегаомметром.
Силовые сборки	**Техническое обслуживание** Очистить силовую сборку от пыли и грязи. Проверить и при необходимости подтянуть контакты в местах соединения шин между собой, а также в местах присоединения кабелей и проводов. Проверить состояние контактов рубильников, предохранителей, контакторов и т. д. Проверить соответствие токов плавких вставок расчетным токам. Проверить состояние заземления корпуса сборки. **Текущий ремонт.** Выполнить операции технического обслуживания. Заменить отдельные дефектные шины, рубильники, контакторы и т. п. Проверить состояние изоляции токоведущих частей, заменить дефектные изоляторы или панели. Отремонтировать запирающие устройства и корпус сборки. Выполнить окрасочные работы, восстановить предупредительные надписи на сборках.

1	2
Осветительные щитки	**Техническое обслуживание** Очистить щиток от пыли и грязи. Проверить состояние контактов между шинами щитка, кабелями и проводами. Проверить состояние коммутационных аппаратов и предохранителей, соответствие токов их плавких вставок расчетным значениям, состояние заземления щитка. **Текущий ремонт** Выполнить операции технического обслуживания. Поверить состояние изоляционных деталей щитка, дефектные детали заменить. Заменить обгоревшие шины, коммутационные аппараты и предохранители. Окрасить кожух щитка, восстановить предупредительные надписи.
Электроводонагреватели электродные	**Техническое обслуживание** Очистить электроводонагреватель снаружи от пыли и грязи. Убедиться в отсутствии течи бака и трубопроводов. Демонтировать защитный кожух и проверить крепление контактов. Ослабленный крепеж подтянуть. Смонтировать защитный кожух. В электрокотельных с изолированным от земли корпусом электрокотла проверить сопротивление изоляции между корпусом электроводонагревателя и контуром заземления в помещении. В электрокотельных с заземленным корпусом электрокотла проверить исправность заземления. Включить электроводонагреватель в работу и проверить соответствие его параметров заданным значениям. **Текущий ремонт.** Очистить электроводонагреватель снаружи от пыли и грязи. Убедиться в отсутствии течи бака и трубопроводов. Разобрать электроводонагреватель. Очистить от накипи поверхность электродов, внутреннюю полость бака и трубопровода, промыть, очистить и протереть изоляторы и крепежные детали. Убедиться в отсутствии трещин и сколов на изоляторах. Дефектные элементы заменить. Измерить сопротивление изоляции изоляционных деталей. Элементы с сопротивлением изоляции менее 0,6 МОм заменить. Проверить состояние прокладок. Изношенные прокладки заменить. Проверить работоспособность регуляторов температуры и предохранительного клапана. При обнаружении неисправности отрегулировать их или заменить. Смонтировать элементы электроводонагревателя. Проверить электрическое сопротивление изоляции сухого электроводонагревателя относительно корпуса. В электрокотельных с изолированным от земли корпусом электрокотла проверить сопротивление изоляции между корпусом электроводонагревателя и контуром заземления в помещении.

1	2
	В электрокотельных с изолированным от земли корпусом электрокотла проверить сопротивление изоляции между корпусом электроводонагревателя и контуром заземления в помещении. В электрокотельных с заземленным корпусом электрокотла проверить исправность заземления. Заполнить электроводонагреватель водой, измерить удельное сопротивление воды и при необходимости провести водоподготовку. Включить водонагреватель в работу и проверить соответствие его параметров заданным значениям.
Установки электрокалориферные	**Техническое обслуживание** Очистить установку снаружи от грязи и пыли. Демонтировать боковые крышки и проверить надежность крепления контактов. Ослабленные контакты подтянуть. Смонтировать боковые крышки. Проверить исправность заземления. Включить установку и проверить соответствие ее параметров заданным значениям. **Текущий ремонт** Очистить установку от пыли и грязи. Разобрать ее. Очистить внутреннюю поверхность корпуса электрокалорифера от пыли и грязи, промыть и протереть крепежные детали, окрасить дефектные места. Проверить целость нагревательных элементов. При обнаружении разрыва цепи заменить электронагреватель. Измерить сопротивление изоляции. При сопротивлении изоляции менее 1 МОм просушить электронагреватель, загерметизировать его выводные концы. Убедиться в отсутствии трещин и сколов на изоляторах, проверить состояние прокладок. Изношенные прокладки заменить. Проверить работоспособность регуляторов температуры. При обнаружении неисправности отрегулировать их или заменить. Смонтировать элементы установки. Проверить переходное сопротивление заземления. Включить установку в работу и проверить соответствие ее параметров заданным значениям.

Рекомендуемая литература

1. Ерошенко, Г. П. Эксплуатация электрооборудования / Г. П. Ерошенко, А. П. Коломиец, Н. П. Кондратьева [и др.]. – М. : КолосС, 2008. – 344 с.

2. Ерошенко, Г. П. Курсовое и дипломное проектирование по эксплуатации электрооборудования / Г. П. Ерошенко, А. А. Пястолов. – М. : Агропромиздат, 1988. – 160 с.

3. Система планово-предупредительного ремонта и технического обслуживания электрооборудования сельскохозяйственных предприятий (ППРЭсх). – М. : Агропромиздат, 1987. – 191 с.

4. Таранов, М. А. Курсовое проектирование по эксплуатации электрооборудования : учебное пособие / М. А. Таранов, В. Я. Хорольский, В. Г. Жданов, Ю. А. Медведько. – Зерноград, АЧГАА 2004. – 61 с.

5. Шмигель, В. В. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Эксплуатация электрооборудования» / В. В. Шмигель. – Ярославль : ФГБОУ ВПО «Ярославская ГСХА», 2013. – 126 с.

Оглавление

Предисловие …… 3
Структура курсового проекта …… 4
Правила оформления …….. 5
Защита курсового проекта ……. 7
Расчет годовой производственной программы электротехнической службы для хозяйства……... 8
Приложения ……..... 39
Рекомендуемая литература …… 71

Учебное издание

Фатхутдинов Марат Рафаилевич
Гашенко Алексей Александрович
Крючин Павел Владимирович
Кузнецов Михаил Александрович

Эксплуатация электрооборудования

Методические указания
для выполнения курсового проекта

Отпечатано с готового оригинал-макета
Подписано в печать 31.12.2015. Формат 60×84 1/16
Усл. печ. л. 4,24, печ. л. 4,56.
Тираж 30. Заказ №376.

Редакционно-издательский центр ФГБОУ ВО Самарской ГСХА
446442, Самарская область, п.г.т. Усть-Кинельский, ул. Учебная 2
Тел.: (84663) 46-2-47
Факс 46-6-70
E-mail: ssaariz@mail.ru